



**Politecnico
di Torino**

POLITECNICO DI TORINO

**Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica
Smart grid and e-mobility**

**Creazione di un database per
l'acquisizione delle misure ed
elaborazione degli indicatori
nel laboratorio PVZEN**

Relatore

Prof. Filippo Spertino

Correlatore

Prof. Alessandro Ciocia

Candidato

Delia Bruno

Anno Accademico 2024 - 2025

Sommario

Con la crescente attenzione verso le emissioni di gas serra e con l'obiettivo di aumentare la robustezza del sistema elettrico, le fonti rinnovabili si sono diffuse rapidamente e, con la loro introduzione nel panorama locale, si è passati da una produzione centralizzata e unidirezionale ad una distribuita, bidirezionale, in cui l'utente è parte attiva della produzione elettrica. In questo scenario di cambiamento, nascono le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) con lo scopo di coinvolgere i produttori locali nel contesto decisionale della generazione. Il laboratorio PVZEN del Politecnico di Torino costituisce un caso di studio particolarmente interessante: l'impianto fotovoltaico è dotato di sistemi di accumulo, inverter e monitoraggio, ed è possibile sperimentare soluzioni integrate per il calcolo dell'irradiazione, della potenza prodotta e degli indicatori di performance del sistema.

Il presente lavoro nasce dall'esigenza di voler monitorare costantemente l'impianto ovvero creare un'infrastruttura capace di raccogliere automaticamente misure, elaborarle per ottenere flussi e indicatori energetici chiave e di presentare il tutto attraverso dashboard. Parallelamente, è stata condotta un'analisi per valutare le prestazioni di impianto: i dati misurati sono stati confrontati con la stima dell'irradiazione sul piano inclinato, calcolata a partire da dati a consuntivo e previsionali del GHI tramite modelli di riporto, con la potenza in corrente continua stimata; sono inoltre stati calcolati gli indici di errore (MBE, MAE, MAPE) e i principali Key Performance Indicators (produzione specifica, Performance Ratio). Questo approccio integrato permette di valutare l'accuratezza dei modelli previsionali, di identificare eventuali anomalie operative e di valutare le prestazioni effettive di produzione.

Indice

Elenco delle figure	VII
Elenco delle tabelle	X
Introduzione	
1 Le Comunità Energetiche Rinnovabili	1
1.1 Dalla Generazione Centralizzata alle Comunità Energetiche	2
1.2 Architetture Tecnologiche delle Comunità Energetiche	4
1.2.1 Infrastruttura di Comunicazione e Controllo	4
1.2.2 Trading e Ledger Distribuito	4
1.2.3 Accumulo e Gestione dei Flussi Energetici	5
1.3 Aspetti normativi	6
1.3.1 Quadro Normativo Europeo	6
1.3.2 Lo Stato delle Comunità Energetiche in Italia	7
1.4 Metriche di Sostenibilità e Impatto	8
1.4.1 Riduzione delle Emissioni di Gas Serra	9
1.4.2 Indicatori Socio-Economici	9
1.4.3 Indicatori di Produzione e Autoconsumo	9
1.4.4 Indicatori di Impatto Territoriale e Regolatorio	10
2 PVZEN (PhotoVoltaic Zero Energy Network): Caso Studio	11
2.1 Principi di Funzionamento di un Impianto Fotovoltaico	11
2.2 Descrizione del Sito e Inquadramento Ambientale	12
2.2.1 Radiazione Solare	12
2.3 Il Laboratorio Sperimentale PVZEN	13
2.3.1 Moduli Fotovoltaici	14
2.3.2 Inverter e Configurazione	15
2.3.3 Quadro elettrico DC	16
2.3.4 Sistemi di Accumulo	16
2.3.5 Quadro elettrico AC	17
2.3.6 Stazione Meteorologica	17
2.4 Sintesi delle Caratteristiche dell’Impianto	17
2.4.1 Moduli Fotovoltaici	18
2.4.2 Inverter	18

2.4.3	Accumulo	19
2.5	Architettura End-to-End del Sistema PVZEN	19
3	Acquisizione, Modellazione e Analisi dei Dati Energetici	21
3.1	Flusso di Elaborazione e Obiettivi	22
3.2	Struttura Database e Processi di Modellazione Dati in MySQL	23
3.2.1	Struttura dell’Impianto e Acquisizione dei Dati	23
3.2.2	Conversione della Potenza in Energia al minuto	25
3.2.3	Costruzione delle Aggregazioni Temporali	28
3.2.4	Calcolo e Popolamento delle Tabelle della Comunità	28
3.2.5	Automazione dei Processi con Procedure SQL	30
3.3	Procedure SQL Implementate	30
3.3.1	Panoramica delle Procedure SQL	31
3.4	Eventi MySQL per l’Aggiornamento Automatico dei Dati	35
3.5	Visualizzazione e Monitoraggio con Grafana	36
3.5.1	Dashboard per la Singola Unità	37
3.5.2	Dashboard per la Comunità Energetica	40
3.6	Analisi dei Risultati delle Dashboard	43
3.6.1	Osservazioni multi-temporali sulle unità	43
3.6.2	Analisi grafica settimanale dei flussi energetici	45
3.6.3	Analisi dello stato di carica delle batterie	46
3.6.4	Confronto giornaliero dei flussi energetici	48
3.6.5	Analisi aggregata della comunità energetica	50
3.6.6	Confronto tra comunità e singole unità	51
4	Monitoraggio Anomalie e Alerting in Grafana	55
4.1	Principi del Condition Monitoring	56
4.1.1	Architettura di Alerting in Grafana	56
4.2	Alerting sullo Stato di Carica (SOC) delle Batterie	57
4.2.1	Intervallo operativo e implicazioni	58
4.2.2	Regole di Alerting in Grafana	59
4.3	Benefici Operativi	60
5	Modelli di Reporto e Verifica dell’Irradianza Inclinata	61
5.1	L’Irradianza Solare	61
5.1.1	Componente Diretta e Componente Diffusa	62
5.1.2	Misura su Piano Orizzontale	62
5.1.3	Posizione Solare e Calcolo degli Angoli Solari	63
5.1.4	Stima dell’Irradianza Extraterrestre	63
5.1.5	Calcolo dell’Irradianza su Piano Inclinato	64
5.2	Modelli di Irradianza	65
5.2.1	Modello Isotropo (Liu e Jordan)	66
5.2.2	Modello Anisotropo (HDKR)	67
5.3	Implementazione MATLAB	69
5.3.1	Dati di Input	69

5.3.2	Funzioni di Irradianza	70
5.3.3	Output	72
5.4	Risultati e Discussione	72
5.4.1	Confronto tra Modelli e GHI con dati a consuntivo: Giornate Serene e Nuvolose	72
5.4.2	Confronto tra Modelli e GHI con dati previsioni meteo: Giornate Serene e Nuvolose	74
5.4.3	Confronto dell'irradianza inclinata su 6 giorni	76
6	Calcolo della Produzione Fotovoltaica	79
6.1	Teoria del Calcolo di Potenza	80
6.1.1	Temperatura di Cella	80
6.1.2	Modello DC	80
6.1.3	Conversione AC	81
6.2	Implementazione MATLAB	81
6.2.1	Funzione di Conversione Inverter	82
6.3	Risultati di Produzione DC	83
6.3.1	Produzione complessiva	83
6.3.2	Andamento giornaliero della potenza DC per i singoli convertitori	85
7	Valutazione delle Prestazioni e Indici di Errore	91
7.1	Indicatori di Errore	91
7.1.1	Metriche Impiegate	91
7.1.2	Altre Metriche Comuni	94
7.1.3	Scostamento percentuale	95
7.2	Implementazione MATLAB	95
7.2.1	Dati di Input	95
7.2.2	Calcolo degli Indici di Errore	96
7.2.3	Calcolo dello scostamento percentuale giornaliero e mensile	97
7.3	Confronto dei Risultati	98
7.3.1	Irradianza inclinata	98
7.3.2	Potenza DC	101
7.3.3	Conteggio delle misurazioni per bin di potenza DC	105
7.3.4	Scostamento giornaliero e mensile	106
8	Calcolo della Producibilità e del Performance Ratio	109
8.1	Teoria dei Key Performance Indicators	109
8.1.1	Producibilità Specifica	109
8.1.2	Performance Ratio (PR)	110
8.2	Implementazione MATLAB	110
8.2.1	Definizione dei dati di input	110
8.2.2	Procedura generale	111
8.3	Confronto dei risultati	111
8.3.1	Performance Ratio Giornaliero	111

8.3.2	Produttività Giornaliera	113
8.3.3	Risultati mensili e annuali	114
Conclusioni		117
Bibliografia		119
Appendice		121
8.4	Procedure SQL Complete	121
8.4.1	Procedura aggiorna_tab_minuti	121
8.4.2	Procedura aggiorna_ore_minuti_incrementale	123
8.4.3	Procedura aggiorna_tab_ore	126
8.4.4	Procedura aggiorna_tab	129
8.4.5	Procedura aggiorna_tab_comunità	131
8.4.6	Procedura aggiorna_comunità_incrementale	134
8.5	Eventi SQL Completi	138
8.5.1	Evento comunità	138
8.5.2	aggiorna_tabelle_incrementale	139
8.5.3	aggiorna_tabelle_ore	141
8.5.4	aggiorna_tabelle_minuti	142
8.5.5	aggiorna_tabelle_giorni_settimane_mesi_anni	143

Elenco delle figure

1.1	Architettura base generica di una CER	2
2.1	PVZEN, schema di funzionamento del laboratorio	13
2.2	Curva I–V del modulo LG NeON® R in condizioni standard.	14
2.3	PVZEN, schema di funzionamento del laboratorio	15
2.4	Vista frontale dei tre inverter trifase Leonardo PRO X 8000/48 Off-Grid installati in parallelo. Nella parte inferiore sono visibili i sistemi di accumulo ai quali gli inverter sono collegati.	16
2.5	US2000C Pylontech Lithium, batteria a litio	17
2.6	Architettura del flusso dati per il monitoraggio energetico	20
3.1	Flow chart delle fasi di acquisizione, elaborazione e visualizzazione dei dati energetici.	22
3.2	Schema semplificato dei flussi energetici dell’impianto fotovoltaico.	24
3.3	Eventi impostati per le procedure	35
3.4	Pannello di monitoraggio delle potenze e stato delle batterie per tutte le unità.	38
3.5	Andamento temporale della produzione, del consumo e dello stato di carica per la singola unità selezionata.	38
3.6	Andamento temporale della produzione, del consumo e dello stato di carica (SOC) per l’unità selezionata.	39
3.7	Confronto tra gli andamenti temporali di SOC e Battery Charge	39
3.8	Grafici di dettaglio: flussi energetici giornalieri, SC e SS per la singola unità.	40
3.9	Confronto giornaliero e mensile dei flussi e degli indicatori energetici tra le singole unità e la comunità.	41
3.10	Andamenti potenze principali aggregati per la comunità	41
3.11	Confronto tra i flussi energetici delle unità e quelli della comunità, su tre scale temporali: giorno, mese e anno.	41
3.12	Andamento temporale della produzione, del consumo, dello scambio con la rete e delle operazioni sulle batterie per ciascuna unità e per l’intera comunità.	42
3.13	Confronto degli indicatori <i>Self-Sufficiency</i> e <i>Self-Consumption</i> su base giornaliera, mensile e annuale.	42
3.14	Flussi di potenza – Convertitore 1 (12–18 giugno)	45

3.15	Flussi di potenza – Convertitore 2 (12–18 giugno)	46
3.16	Flussi di potenza – Convertitore 3 (12–18 giugno)	46
3.17	SOC e potenza batteria – Convertitore 1 (12–18 giugno)	47
3.18	SOC e potenza batteria – Convertitore 2 (12–18 giugno)	47
3.19	SOC e potenza batteria – Convertitore 3 (12–18 giugno)	47
3.20	Flussi energetici giornalieri – Convertitore 1 (11–17 giugno)	48
3.21	Flussi energetici giornalieri – Convertitore 2 (11–17 giugno)	49
3.22	Flussi energetici giornalieri – Convertitore 3 (11–17 giugno)	49
3.23	Flussi di potenza aggregati – Comunità energetica (12–18 giugno) . .	50
3.24	Istogramma mensile dei flussi energetici: confronto tra singole unità e comunità.	52
3.25	Indicatori di autosufficienza (SS) e autoconsumo (SC) – mese corrente.	53
4.1	Flusso di dati per alerting in Grafana: dal data source alle notifiche. .	57
5.1	Confronto irradianza inclinata mod_1 e mod_2 con GHI – Azimut –64°, giorni 5–6 maggio.	73
5.2	Confronto irradianza inclinata mod_1 e mod_2 con GHI – Azimut 116°, giorni 5–6 maggio.	73
5.3	Confronto irradianza inclinata mod_1 e mod_2 con GHI – Azimut –64°, giorni 11–12 giugno.	74
5.4	Confronto irradianza inclinata mod_1 e mod_2 con GHI – Azimut 116°, giorni 11–12 giugno.	74
5.5	Confronto irradianza inclinata mod_1 e mod_2 con GHI – Azimut –64°, giorni 5–6 maggio.	75
5.6	Confronto irradianza inclinata mod_1 e mod_2 con GHI – Azimut 116°, giorni 5–6 maggio.	75
5.7	Confronto irradianza inclinata mod_1 e mod_2 con GHI – Azimut –64°, giorni 5–6 maggio.	76
5.8	Confronto irradianza inclinata mod_1 e mod_2 con GHI – Azimut 116°, giorni 5–6 maggio.	76
5.9	Modello 1 (Azimut –64° / 116°): confronto consuntivo vs forecast di irradianza inclinata sui 6 giorni (31 maggio–5 giugno).	77
5.10	Modello 2 (Azimut –64° / 116°): confronto consuntivo vs forecast di irradianza inclinata sui 6 giorni (31 maggio–5 giugno).	77
6.1	Modello 1 (isotropo): Potenza DC complessiva nelle giornate instabili 5–6 maggio.	83
6.2	Modello 2 (anisotropo): potenza DC complessiva nelle giornate insta- bili 5–6 maggio.	84
6.3	Modello 1 (isotropo): potenza DC complessiva nelle giornate limpide 10–11 giugno.	85
6.4	Modello 2 (anisotropo): potenza DC complessiva nelle giornate lim- pide 10–11 giugno.	85
6.5	Convertitore 1 – 5–6 maggio.	86

6.6	Convertitore 2 – 5–6 maggio.	87
6.7	Convertitore 3 – 5–6 maggio: misurato (verde), consuntivo (blu), forecast (giallo).	87
6.8	Convertitore 1 – 10–11 giugno.	88
6.9	Convertitore 2 – 10–11 giugno.	89
6.10	Convertitore 3 – 10–11 giugno.	89
7.1	MBE (Mean Bias Error) per azimuth -64° e 116° nei modelli 1 e 2, a confronto tra consuntivo (verde) e forecast (giallo).	98
7.2	MAE (Mean Absolute Error) per azimuth -64° e 116° nei modelli 1 e 2, a confronto tra consuntivo (verde) e forecast (giallo).	99
7.3	MAPE (Mean Absolute Percentage Error) per azimuth -64° e 116° nei modelli 1 e 2, a confronto tra consuntivo (verde) e forecast (giallo).	100
7.4	Numero di misurazioni per bin di irradianza (W/m^2) – dataset consuntivo	101
7.5	Numero di misurazioni per bin di irradianza (W/m^2) – dataset forecast	101
7.6	Numero di misurazioni per bin di potenza DC (kW) – dataset consuntivo	105
7.7	Numero di misurazioni per bin di potenza DC (kW) – dataset forecast	106
8.1	Performance Ratio giornaliero <i>misurato</i> – confronto tra convertitori 1, 2 e 3.	112
8.2	Performance Ratio giornaliero <i>consuntivo stimato</i> (modello 2 anisotropo) – confronto tra convertitori 1, 2 e 3.	112
8.3	Produttività giornaliera (kWh/kW) – dati <i>consuntivi</i>	113
8.4	Produttività giornaliera (kWh/kW) – dati <i>misurati</i>	113

Elenco delle tabelle

2.1	Parametri elettrici moduli fotovoltaici (STC)	18
2.2	Condizioni operative moduli fotovoltaici	18
2.3	Parametri di temperatura moduli fotovoltaici	18
2.4	Parametri elettrici inverter (Leonardo Off-Grid GE PVZEN)	19
2.5	Parametri nominali batteria Pylontech US2000 B	19
2.6	Parametri operativi batteria Pylontech US2000 B	19
3.1	Relazione tra aggregazioni temporali, tabelle e procedure SQL	32
3.2	Confronto giornaliero (17/06/2025) tra le tre unità	43
3.3	Confronto settimanale tra le tre unità (09/06–16/06/2025)	44
3.4	Confronto mensile tra le tre unità (Maggio 2025)	44
3.5	Confronto annuale tra le tre unità (dal 01/01/2024)	45
3.6	Indicatori energetici aggregati per la comunità	51
3.7	Confronto tra le unità e la comunità – dati mensili	52
7.1	MBE (kW) confronto consuntivo vs forecast per convertitore e modello	102
7.2	MAE (kW) confronto consuntivo vs forecast per convertitore e modello	103
7.3	MAPE (%) confronto consuntivo vs forecast per convertitore e modello	104
7.4	Scostamento percentuale <i>mensile</i> – modello 2 anisotropo (consuntivo)	106
7.5	Scostamento percentuale <i>giornaliero</i> – tre giorni campione, modello 2 anisotropo (consuntivo)	107
8.1	Performance mensili e produttività – dati misurati	114
8.2	Performance mensili e produttività – dati stimati (modello 2, consun- tivo)	114
8.3	Performance annuali e produttività	115

Introduzione

Le fonti rinnovabili stanno assumendo un ruolo sempre più importante grazie al continuo aumento d'attenzione da parte delle autorità verso la sostenibilità ambientale. In tal senso nascono le Comunità Energetiche, una nuova forma di aggregazione che coinvolge l'utente con l'obiettivo di farlo partecipare alla produzione energetica. È pertanto fondamentale analizzare esempi concreti già esistenti per comprenderne il funzionamento, i benefici e le sfide operative associate alle fonti rinnovabili.

Questa tesi si concentra sulla creazione di un database sullo studio dei flussi energetici e sull'analisi delle prestazioni del laboratorio PVZEN. Dopo una introduzione ai concetti e alle norme delle comunità energetiche, viene descritto nel dettaglio il caso studio.

Nei capitoli centrali viene affrontata l'implementazione di un database energetico MySQL, sviluppato con l'obiettivo di rendere fruibili e accessibili i dati del laboratorio PVZEN. A partire da misure di potenza elettrica istantanea dei singoli convertitori, tramite procedure ed eventi automatici, sono state calcolate le variabili elettriche, energie e SOC, e gli indicatori fondamentali, come self-sufficiency e self-consumption, per diversi livelli di aggregazione (oraria, giornaliera, settimanale, mensile, annuale) sia per singolo convertitore che per l'intera comunità. I dati elaborati vengono raccolti in tabelle apposite da cui sono poi state create due dashboard Grafana per la visualizzazione dei dati in tempo reale. In aggiunta, vengono progettati sistemi di alerting su Grafana per il monitoraggio in tempo reale dei parametri energetici chiave come ad esempio lo State of Charge.

La parte finale del lavoro è dedicata all'analisi delle prestazioni dell'impianto fotovoltaico per verificare il funzionamento ottimale. Vengono innanzitutto stimate le irradianze sul piano inclinato, utilizzando le specifiche dell'impianto PVZEN, tramite modelli di riporto dell'irradianza a partire da dati previsionali e derivanti da una stazione meteo. Sono stati usati il modello isotropo di Liu e Jordan, che considera il cielo in maniera uniforme, e il modello anisotropo di HDKR, che suddivide la componente diffusa in tre parti per tenere conto delle variazioni di luminosità in diverse zone del cielo. Successivamente viene calcolata la potenza in continua per entrambe le fonti di dati e vengono confrontati con quelli misurati effettivamente. Vengono, infine, discussi i risultati relativi alle prestazioni ratio, che esprime il rapporto tra l'energia effettivamente prodotta e quella teoricamente disponibile, alla

producibilità, che misura l'energia prodotta per unità di superficie del generatore (kWh/m^2), e agli indicatori di errore (RMSE, MAE, MBE) con l'intento di valutare l'affidabilità del sistema previsionale e l'efficienza della produzione fotovoltaica.

Capitolo 1

Le Comunità Energetiche Rinnovabili

A seguito delle nuove politiche energetiche che prevedono l'assenza di combustibili fossili, si promuove sempre di più la produzione energetica su base di fonti rinnovabili e nascono così le comunità energetiche rinnovabili che offrono un modo innovativo di produzione e di condivisione e anche di gestione comunitaria dell'energia rinnovabile che nasce localmente.

Finora, la rete elettrica si basava su centrali elettriche di grande taglia e linee di trasmissione ad alta e media tensione, con flusso unidirezionale della corrente, dal distributore ai vari consumatori. Gli utenti erano quindi semplici fruitori, senza possibilità di contribuire alla produzione o di poter influenzare le scelte della rete. Le perdite in trasmissione, le inefficienze e la continua dipendenza dai fossili hanno, col tempo, reso chiaro che serviva una soluzione più grande, ripartita, più resiliente e davvero sostenibile.

Nasce in questo scenario di transizione la generazione distribuita, bidirezionale e che rende l'utente attivo, e le comunità energetiche con l'intento di:

- decentralizzare la produzione grazie a piccoli impianti rinnovabili sparsi nei centri urbani e suburbani;
- promuovere un modello di consumo attivo, in cui gli utenti diventano “prosumer”, cioè allo stesso tempo produttori e consumatori;
- ottimizzare i flussi energetici locali, abbattendo i costi di trasmissione e le emissioni di CO₂;
- favorire l'inclusione e la partecipazione dei cittadini alle decisioni.
- promuovere l'innovazione tecnologica e la sperimentazione di modelli avanzati di gestione e ottimizzazione energetica;

- rafforzare l'autonomia riducendo la dipendenza da forniture esterne di energia fossile.

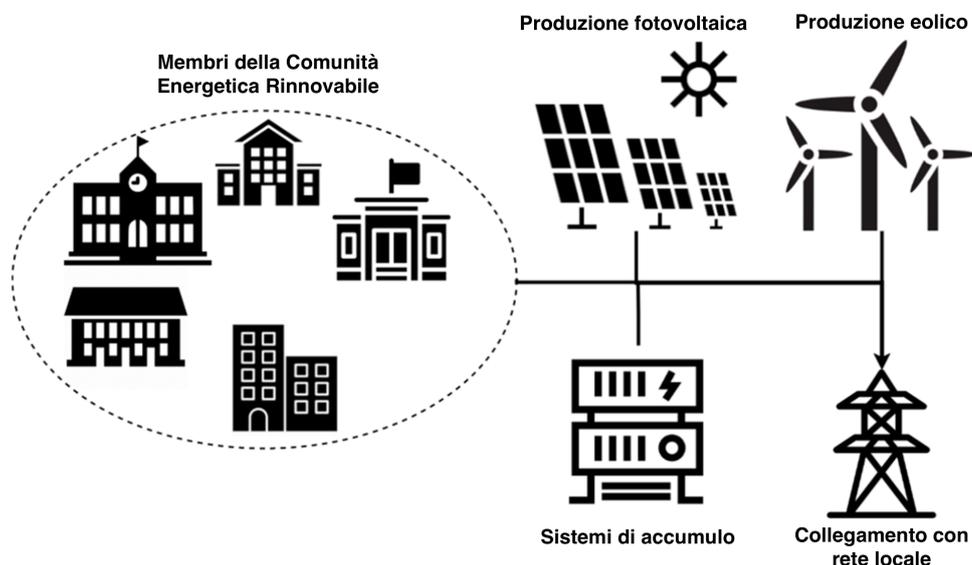


Figura 1.1: Architettura base generica di una CER

1.1 Dalla Generazione Centralizzata alle Comunità Energetiche

Il sistema elettrico, con riferimento a quello italiano, è strutturato come segue.

- **Produzione:** l'energia elettrica è generata da centrali alimentate da diverse fonti, in generale sono grandi impianti con potenza superiore ai 10 MW che immettono direttamente nella rete di trasmissione nazionale.
- **Trasmissione:** la produzione, che è gestita da Terna S.p.A, Gestore di Rete di Trasmissione Nazionale, viene immessa nella rete di trasmissione. Le cabine di trasmissione a cui sono collegate le centrali sono in altissima tensione (AAT: 380 kV e 220 kV) o in alta tensione (AT: 132 kV).
- **Distribuzione:** le cabine primarie sono collegate alle cabine secondarie tramite linee in media tensione (MT: 15–20 kV), da cui parte la bassa tensione (BT: 230/400 V) per la distribuzione locale e servire infine gli utenti.
- **UtENZE:** le utenze finali utilizzano l'energia elettrica.

Quindi, in breve, il sistema elettrico era caratterizzato da una generazione centralizzata, gestita dalle grandi utility e da una distribuzione unidirezionale.

Per superare i limiti del modello centralizzato, in termini di flessibilità, resilienza e integrazione delle rinnovabili, si è affermata la **generazione distribuita** (DG).

Con questo termine si indicano impianti di piccola e media dimensione (tipicamente fino a 10 MW) connessi alla rete locale di media e bassa tensione. Grazie alla produzione effettuata sul posto, la generazione distribuita:

- riduce le perdite di trasporto e le congestioni sulla rete di trasmissione nazionale;
- migliora la capacità di risposta ai picchi di domanda, modulando in tempo reale l'offerta;
- facilita l'integrazione di fonti rinnovabili intermittenti quali fotovoltaico ed eolico;
- promuove un approccio bidirezionale di scambio tra prosumer (produttori-consumatori) e rete di distribuzione.

Questa nuova struttura apre la strada a modelli cooperativi come le *Renewable Energy Communities* (REC) ovvero le *Comunità Energetiche Rinnovabili* (CER), introdotte dalla Direttiva (UE) 2018/2001 (RED II) e recepite dal D.Lgs. 162/2019.

Una comunità energetica è definita da normativa come:

“un soggetto giuridico composto da persone fisiche, PMI, autorità locali, che producono, consumano, gestiscono e vendono energia rinnovabile in modo cooperativo e controllato localmente.”

Gli obiettivi di una comunità energetica secondo la normativa RED II sono.

- **Coinvolgere l'utente:** si impegnano a partecipare alla transizione energetica anche i cittadini, gli imprenditori e gli enti locali. Questi individui prendono il nome di energy citizens,
- **Autoconsumo collettivo:** sfruttamento massimo dell'energia prodotta da impianti rinnovabili installati all'interno della comunità, come pannelli o turbine, così da comprare meno dalla rete elettrica nazionale.
- **Ottimizzazione dei flussi energetici:** impiego di sistemi di gestione dell'energia (EMS) e reti intelligenti (smart grid) per adattare in tempo reale produzione, consumo e stoccaggio, riducendo le perdite e le congestioni.
- **Benefici economici e sociali:** riduzione dei costi in bolletta grazie a tariffe agevolate interne, condivisione dei profitti derivanti dalla vendita dei surplus e promozione della coesione sociale tra i membri.
- **Resilienza e sicurezza:** aumento della capacità di risposta locale agli eventi imprevedibili (interruzioni di rete, picchi di domanda), anche mediante sistemi di accumulo condivisi.

- **Sostenibilità ambientale:** riduzione significativa delle emissioni di gas serra e raggiungimento degli obiettivi nazionali ed europei di decarbonizzazione.

In sintesi, le comunità energetiche ridefiniscono il ruolo dell'utente da semplice consumatore a *prosumer*, promuovendo un modello di produzione e gestione dell'energia più equo, efficiente e sostenibile con l'obiettivo di incrementare la produzione locale derivante da fonti rinnovabili.

1.2 Architetture Tecnologiche delle Comunità Energetiche

Le comunità energetiche si basano su un'architettura digitale modulare e multi livello, che coinvolge sensori, reti di comunicazione, piattaforme di gestione e ledger distribuiti per facilitare la comunicazione peer-to-peer, ovvero favorire la comunicazione tra i partecipanti su un piano paritario, senza una vera autorità centrale. Si può suddividere in tre macro-livelli.

1.2.1 Infrastruttura di Comunicazione e Controllo

I partecipanti alla comunità energetica si dotano di dispositivi e infrastrutture per la misura, la comunicazione e il controllo in tempo reale dei flussi energetici, garantendo monitoraggio, analisi istantanea e reattività della rete locale.

- **Smart Meter e Gateway:** contatori bidirezionali, altro non sono che dispositivi di misura (tensione, corrente, potenza) bidirezionali connessi via LoRaWAN, NB-IoT o PLC.
- **Edge Computing:** controller locali per preprocessing, filtraggio e rilevamento di anomalie in tempo reale.
- **Piattaforme EMS/SCADA:** software di raccolta dati, archiviazione, dashboarding e moduli di forecasting e ottimizzazione.
 - *Data ingestion & storage* (Kafka/MQTT + InfluxDB/TimescaleDB);
 - *Dashboarding* (Grafana, PowerBI) con indicatori di prestazione;
 - *Allarmi & notifiche* su soglie di potenza o guasti;
 - *Forecasting & ottimizzazione* (ARIMA, LSTM) per demand-response e peak shaving.

1.2.2 Trading e Ledger Distribuito

La comunità energetica si avvale di tecnologie distributed ledger, ovvero database condivisi e sincronizzati fra più utenti, per gestire in modo sicuro, trasparente e automatizzato gli scambi di energia fra i membri, valorizzando i contributi di produzione e consumo.

- **Network Permissioned:** infrastrutture blockchain (Hyperledger Fabric, Quorum) per scambi trasparenti e sicuri fra utenti autorizzati.
- **Smart Contracts:** automazione di settlement, incentivi e garanzie d'origine non appena la consegna di energia è effettiva.
- **Integrazione EMS-Blockchain:** sincronizzazione tra EMS e ledger per ogni finestra di trading (es. 15 minuti).

1.2.3 Accumulo e Gestione dei Flussi Energetici

Le comunità energetiche integrano diversi sistemi di accumulo per immagazzinare la produzione di energia in eccesso e rilasciarla durante la sera o in condizioni di scarsa produzione e stabilizzare la tensione e la frequenza locali.

Per garantire il bilanciamento fra produzione intermittente dovuta alla volatilità delle risorse rinnovabili e consumo variabile, le comunità energetiche ricorrono a soluzioni di accumulo. In questa sezione si presentano le tecnologie di accumulo più diffuse e le funzionalità di rete ancillari.

Batterie elettrochimiche

- **Litio-ione (Li-ion)**

Le batterie agli ioni di litio funzionano grazie al movimento degli ioni di litio, tra anodo di grafite e catodo di ossido metallico, durante le fasi di carica e scarica della batteria. Questa tecnologia è caratterizzata un'elevata densità energetica (tipicamente intorno a 150–250 Wh/kg) e un'efficienza di ciclo superiore al 90 %, con una durata di vita di 3000–5000 cicli mantenendo oltre l'80 % della capacità originale e un'autoscarica inferiore all'1 % al mese. Tra i principali vantaggi ci sono l'ingombro ridotto, il rapido time-to-market che ne hanno permesso l'ampia diffusione in ambito residenziale, nei condomini e nei veicoli elettrici. Gli aspetti critici sono la necessità di sistemi di gestione termica (Battery Management System), il costo relativamente elevato dei materiali (litio e metalli di transizione) e l'impatto ambientale dell'estrazione mineraria.

- **Redox al vanadio**

I sistemi a flusso redox utilizzano due serbatoi di elettrolita contenenti vanadio in diversi stati di ossidazione, separati da una membrana ionica. Durante la carica e la scarica gli ioni attraversano la membrana, e l'energia viene accumulata nel volume di liquido. Questa architettura garantisce una scalabilità indipendente fra potenza (dipendente dallo stack) ed energia (dipendente dal volume di elettrolita), rendendola ideale per accumulo di taglie da 10 kW a oltre 500 kW. Con oltre 10 000 cicli di vita utile e un'efficienza round-trip del 70–80 %, il vanadio redox flow assicura lunga durata e sicurezza termica senza rischio di incendio. Tra gli svantaggi hanno un'efficienza leggermente inferiore

rispetto al litio, costi di sistema elevati e maggiore complessità impiantistica per la gestione dei serbatoi e delle pompe.

- **Accumulo termico**

L'accumulo termico sfrutta materiali a elevata capacità termica, come sale fuso, acqua o materiali a cambiamento di fase, per immagazzinare calore prodotto da impianti o pompe di calore durante le ore di surplus. Il calore viene quindi rilasciato, su richiesta, per riscaldamento o produzione di vapore, soprattutto nelle ore serali o invernali. Questa soluzione è economica, semplice da implementare e presenta basse perdite se l'isolamento è ben progettato, integrandosi facilmente in reti di teleriscaldamento e smart grid termiche. Di contro, la densità energetica volumetrica è inferiore rispetto alle batterie elettriche, i tempi di risposta sono più lenti e sono necessarie infrastrutture dedicate per la gestione e il trasferimento del calore.

Il tipo di accumulo più adottato è quello al litio perché garantisce il miglior compromesso tra una elevata densità energetica, un'ottima efficienza di ciclo e un costo specifico competitivo. Le batterie agli ioni di litio possono essere prodotte su larga scala in tempi rapidi, sostenendo così la crescente domanda di impianti.

Funzioni di rete e servizi ancillari

- *Peak shaving e load shifting*: rilascio temporizzato per ridurre i picchi di prelievo dalla rete.
- *Frequency regulation*: erogazione di riserva primaria/secondaria per stabilizzare frequenza e tensione.
- *Black start*: avviamento autonomo dell'impianto in caso di blackout della rete.

1.3 Aspetti normativi

In questo contesto, è necessario definire il quadro normativo europeo sulle Comunità Energetiche Rinnovabili per poi analizzare il contesto italiano e valutare le differenze presenti.

1.3.1 Quadro Normativo Europeo

La Direttiva (UE) 2018/2001, nota anche come RED II, "Renewable Energy Directive 2018/2001", rappresenta la base per l'istituzione e la regolamentazione delle Renewable Energy Communities (REC) e delle Energy Communities (EC) nell'Unione Europea, in questa vengono fornite le definizioni di "Citizen Energy Community" e di "jointly-acting active customers", clienti attivi consorziati. L'obiettivo è quello di promuovere un sistema energetico più partecipativo e decarbonizzato.

La RED II introduce i seguenti principi chiave.

- **Definizioni e diritti dei prosumer:** La direttiva riconosce ai cittadini e alle piccole imprese un ruolo attivo, definiti “prosumer”, che non si limitano a consumare ma sono anche produttori di energia. I prosumer acquisiscono il diritto di unirsi formalmente in una REC/EC, partecipare alle decisioni e beneficiare di meccanismi di condivisione dell’energia prodotta all’interno della comunità.
- **Requisiti di governance:** Le comunità devono adottare strutture democratiche, in cui ogni membro dispone di un voto pari, indipendentemente dal capitale investito o dalla capacità produttiva posseduta. Ciò garantisce equità nella gestione, trasparenza nelle decisioni e un’effettiva partecipazione di tutti le parti interessate, dalle famiglie alle piccole imprese fino alle autorità locali.
- **Incentivi e meccanismi di supporto:** Per favorire lo sviluppo delle comunità energetiche, si prevedono incentivi quali tariffe agevolate per l’autoconsumo collettivo, semplificazioni amministrative per l’installazione di impianti fino a una certa soglia di potenza e la possibilità di attivare schemi di peer-to-peer trading. Questi strumenti riducono i tempi e i costi di realizzazione, rendendo più accessibile la partecipazione alle REC/EC.
- **Obiettivi di decarbonizzazione:** La direttiva definisce target vincolanti per gli Stati membri, quali il raggiungimento di una quota di energia da fonti rinnovabili pari al 32 % dei consumi finali entro il 2030 e la riduzione delle emissioni di gas serra del 55 % rispetto ai livelli del 1990. Le REC/EC sono viste come leve fondamentali per avvicinare cittadini e territori agli obiettivi di neutralità climatica fissati per il 2050.
- **Ruolo delle autorità locali e dei regolatori:** Gli enti locali e i regolatori nazionali sono chiamati a definire procedure chiare per il riconoscimento legale delle comunità, a stabilire criteri tecnici per l’accesso alla rete e a predisporre misure di tutela dei consumatori, garantendo che i progetti rispettino standard minimi di sicurezza, qualità dei dati e privacy.

In sintesi, il quadro europeo disegnato dalla RED II crea le condizioni affinché cittadini, imprese e amministrazioni possano collaborare alla produzione e alla gestione dell’energia rinnovabile su scala locale, promuovendo un modello più resiliente, condiviso e orientato alla decarbonizzazione del sistema energetico. Tra le nazioni europee più all’avanguardia troviamo la Germania e la Danimarca.

1.3.2 Lo Stato delle Comunità Energetiche in Italia

Nonostante quanto stabilito dalla normativa europea e dagli incentivi previsti, l’Italia rimane indietro rispetto ai principali Paesi europei nello sviluppo delle Comunità Energetiche Rinnovabili. A fine 2024 risultano operative solo 17 CER, con

quasi 100 progetti in fase di partenza e una capacità complessiva di circa 1,5 MW installati.

Il meccanismo dell'Autoconsumo Collettivo (AUC) ha invece mostrato un trend più dinamico, con 36 iniziative attive e una potenza media di 65 kW per progetto (totale 2,3 MW). Le prime iniziative si sono rivolte alle regioni del Nord – in particolare Piemonte, Lombardia e Veneto – grazie a reti associative locali già consolidate e a bandi regionali favorevoli. Solo di recente, anche pilota in Sardegna, Calabria e Sicilia alcuni progetti hanno iniziato a emergere, ma restano comunque limitati per numero e scala.

Tra i fattori che rallentano lo sviluppo in Italia si segnalano.

- **Limiti di potenza:** il tetto di 2 MW per comunità impedisce economie di scala e progetti di dimensioni medie.
- **Iter autorizzativi complessi:** la burocrazia per SUAP e connessioni di rete “last mile” richiede tempi lunghi e dispendio amministrativo.
- **Scarso coordinamento locale:** mancano spesso linee guida chiare a livello comunale e regionale, con regolamenti eterogenei tra le diverse realtà.

Gli strumenti di supporto attivi includono una detrazione IRPEF del 50 % per installazioni sotto un unico contatore e procedure semplificate per impianti fino a 200 kW. Tuttavia, per colmare il divario con i leader europei, sarebbe necessario.

- Rafforzare le semplificazioni burocratiche e standardizzare le procedure di connessione su tutto il territorio.
- Aumentare il limite di potenza ammesso per le CER, favorendo progetti di scala aggregata.
- Promuovere piattaforme di supporto per la costituzione e la governance delle comunità, con formazione e assistenza tecnica dedicata.

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima punta a 5 GW di CER installati entro il 2026, obiettivo ambizioso che richiederà un'accelerazione significativa delle politiche di sostegno e una maggiore consapevolezza degli stakeholder locali.

1.4 Metriche di Sostenibilità e Impatto

Per valutare in modo completo le prestazioni di una comunità energetica non bastano i soli indicatori tecnici ma è fondamentale quantificare anche l'impatto ambientale e socio-economico in un'ottica di sostenibilità a lungo termine.

1.4.1 Riduzione delle Emissioni di Gas Serra

Per stimare le tonnellate di CO₂ risparmiate, si confronta l'energia rinnovabile prodotta giornalmente (E_{ren} in kWh) con la media del fattore di emissione del mix elettrico nazionale (ϕ_{mix} in kg CO₂/kWh):

$$\Delta\text{CO}_2 = E_{\text{ren}} \times \phi_{\text{mix}}. \quad (1.1)$$

Indicativamente, per l'Italia $\phi_{\text{mix}} \approx 0,35$ kg CO₂/kWh (valore medio 2023). L'obiettivo europeo di neutralità climatica per il 2050 impone di ridurre le emissioni nette a zero, con tappe intermedie.

- Riduzione del 55 % delle emissioni GHG entro il 2030 rispetto al 1990;
- Quota di energia rinnovabile nel mix elettrico al 45 % entro il 2030;
- Neutralità climatica (zero emissioni nette) entro il 2050.

1.4.2 Indicatori Socio-Economici

- **Payback period:**

$$\text{Payback} = \frac{\text{Investimento iniziale}}{\text{Risparmio annuo medio}} \quad (1.2)$$

ossia gli anni necessari a recuperare il capitale investito.

- **Occupazione locale:** numero di posti di lavoro (full-time equivalent) creati dalla realizzazione e gestione della comunità energetica.
- **Risparmio medio per membro:**

$$\overline{\Delta C} = \frac{\text{Somma risparmi annui dei membri}}{\text{Numero di membri}} \quad (1.3)$$

espressa in €/anno.

1.4.3 Indicatori di Produzione e Autoconsumo

- **Self-consumption ratio:**

$$\frac{E_{\text{auto}}}{E_{\text{prod}}} \times 100\% \quad (1.4)$$

dove E_{auto} è l'energia prodotta e consumata localmente, E_{prod} quella totale generata.

- **Self-sufficiency ratio:**

$$\frac{E_{\text{auto}}}{E_{\text{cons}}} \times 100 \% \quad (1.5)$$

con E_{cons} il fabbisogno complessivo della comunità.

- **Grid export ratio:**

$$\frac{E_{\text{export}}}{E_{\text{prod}}} \times 100 \% \quad (1.6)$$

indica la percentuale di energia ceduta alla rete esterna.

1.4.4 Indicatori di Impatto Territoriale e Regulatorio

- **Quota di decentramento:** kW installati per km², a indicare la diffusione sul territorio.
- **Conformità agli obiettivi nazionali ed europei:**
 - Italia: obiettivi al 2030 di 30 % di rinnovabili sul consumo finale lordo e 33 % di efficienza energetica;
 - UE: pacchetto “Fit for 55” con riduzione 55 % GHG, 45 % rinnovabili e 32,5 % di efficienza entro il 2030 :contentReference[oaicite:1]index=1.
- **Resilienza della rete locale:** numero di eventi di blackout evitati grazie a servizi ancillari (frequency regulation, black start).

Capitolo 2

PVZEN (PhotoVoltaic Zero Energy Network): Caso Studio

Come discusso nel capitolo precedente, le Comunità Energetiche Rinnovabili rappresentano un nuovo paradigma per la gestione decentrata e partecipativa della produzione energetica. La progettazione, il monitoraggio e l'ottimizzazione delle comunità richiedono strumenti sperimentali affidabili, in grado di simulare scenari realistici di produzione, consumo e condivisione dell'energia.

In questo contesto si inserisce il laboratorio PVZEN (PhotoVoltaic Zero Energy Network) del Politecnico di Torino, un'infrastruttura sperimentale con la quale è possibile replicare molte delle dinamiche tecniche e gestionali utili anche per il miglioramento e la gestione delle CER.

PVZEN consente infatti di analizzare flussi energetici, applicare sistemi di forecast e controllo, monitorare indicatori di prestazione e testare modelli di scambio peer-to-peer tra nodi della rete.

Nel presente capitolo si analizza l'impianto fotovoltaico PVZEN, parte dell'omonimo progetto.

2.1 Principi di Funzionamento di un Impianto Fotovoltaico

Prima di parlare del laboratorio PVZEN è necessario definire quale è lo schema di funzionamento generale di un impianto fotovoltaico. L'obiettivo principale è quello di convertire direttamente l'energia solare, fonte rinnovabile ma discontinua, in energia elettrica attraverso l'effetto fotovoltaico per poi servire direttamente le utenze o da rilasciare in rete. I principali componenti che costituiscono un impianto di questo tipo son.

- **Moduli fotovoltaici:** costituiti da celle in silicio, assorbono la radiazione solare e generano corrente continua (DC). La potenza prodotta dipende dall'irraggiamento e dall'efficienza dei moduli scelti.

- **Inverter:** convertitore DC/AC, altro non è che un dispositivo di conversione della corrente continua (DC) generata dai moduli in corrente alternata (AC), compatibile con la rete elettrica e con i carichi.
- **Sistemi di accumulo:** solitamente vengono utilizzate batterie al litio, che permettono di immagazzinare l'energia in eccesso per poterla utilizzare in un secondo momento, ad esempio durante le ore notturne o nei periodi di scarsa irradiazione.
- **Quadri di distribuzione e contatori:** gestiscono il flusso energetico tra i diversi componenti, monitorano la produzione/consumo e garantiscono la sicurezza dell'impianto.

Il funzionamento tipico prevede che i moduli fotovoltaici forniscano energia all'inverter, il quale la rende disponibile per i carichi elettrici o per l'immissione in rete. Quando l'energia prodotta supera il fabbisogno immediato, l'eccesso può essere stoccato nelle batterie oppure esportato alla rete pubblica.

2.2 Descrizione del Sito e Inquadramento Ambientale

L'impianto PVZEN si trova sul tetto del Politecnico di Torino (coordinate 45.07° N, 7.69° E, 240 m s.l.m.). Il laboratorio sperimentale PVZEN include generatori fotovoltaici, batterie al litio e utenze controllate centralmente, con l'obiettivo di massimizzare l'impiego delle fonti rinnovabili.

2.2.1 Radiazione Solare

Secondo i dati PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), piattaforma europea che consente di stimare la produzione di energia fotovoltaica sulla base della radiazione solare, la radiazione globale orizzontale (GHI) media annua a Torino, sito dell'impianto, è di circa 1 280 kWh/m². La distribuzione stagionale tipica è:

- estate: circa 6.36 kWh generati per kWp installato al giorno;
- autunno: 3.24 kWh/kWp·giorno;
- inverno: 1.93 kWh/kWp·giorno;
- primavera: 5.03 kWh/kWp·giorno.

2.3 Il Laboratorio Sperimentale PVZEN

Il laboratorio PVZEN (PhotoVoltaic Zero Energy Network), promosso dal Dipartimento di Energetica e dal Dipartimento di Elettronica e Telecomunicazioni del Politecnico di Torino, è un'infrastruttura pilota per lo studio delle microreti e delle comunità energetiche.

Integra le seguenti risorse.

- **Tre stringhe fotovoltaiche** per una potenza complessiva nominale di circa 11,1 kW;
- **Tre sistemi di accumulo elettrochimico** con capacità totale di 30 kWh, progettati per fornire servizi di regolazione di rete e coprire i periodi di bassa produzione solare;
- **Tre inverter** trifase da 5 kW ciascuno (15 kW in totale), che gestiscono la conversione DC/AC e assicurano il controllo dei flussi energetici;
- **Tre carichi attivi**, fra cui un emulatore di edificio dotato di tre pompe di calore per la climatizzazione e la simulazione di profili di consumo variabili;
- Un **sistema di misura avanzato**, basato su contatori bidirezionali, sensori meteorologici e una rete IoT che invia dati in tempo reale a un data-lake centralizzato.

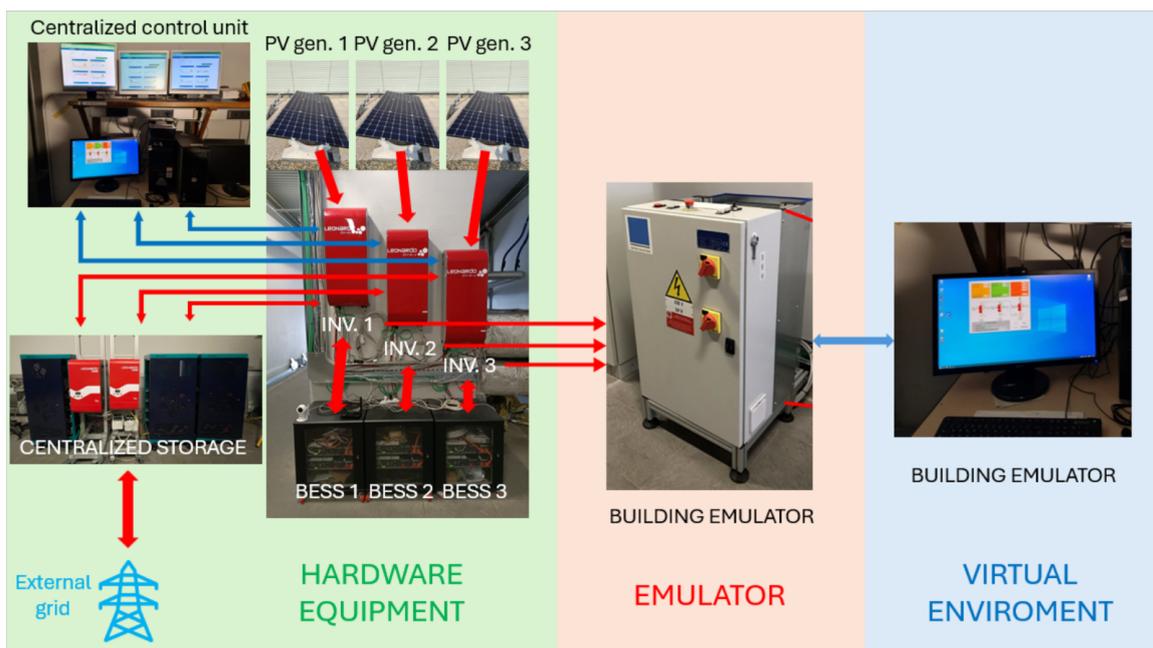


Figura 2.1: PVZEN, schema di funzionamento del laboratorio

Tutte le componenti sono gestite da un'unità di controllo centralizzata, che applica logiche di peer-to-peer trading e strategie di bilanciamento locale volte a massimizzare l'autoconsumo e minimizzare l'uso di combustibili fossili, in vista di una completa elettrificazione dei carichi (pompe di calore, veicoli elettrici, sistemi di storage termico).

2.3.1 Moduli Fotovoltaici

L'impianto è composto pannelli LG NeON[®] R, per un totale di 528 moduli in silicio monocristallino da 370 Wp ciascuno, per una potenza complessiva di 200,6 kWp.

Le caratteristiche principali sono

- **Efficienza STC:** 19,8 % (± 3 % tolleranza di fabbrica).
- **Dimensioni:** 1,70 m \times 1,00 m, 22,5 kg di peso.
- **Protezione meccanica:** vetro temperato 3,2 mm, telaio in lega d'alluminio anodizzato.

Il pannello è caratterizzato dalla curva I-V seguente che rappresenta la relazione tra corrente e tensione ai capi del modulo al variare dell'irraggiamento.

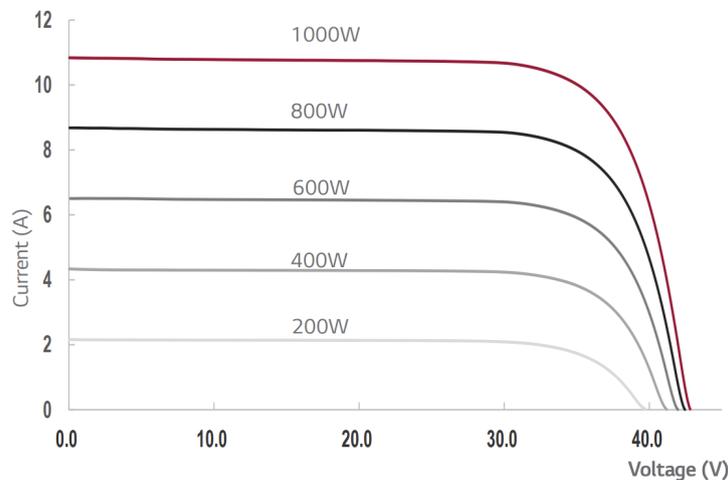


Figura 2.2: Curva I-V del modulo LG NeON[®] R in condizioni standard.

Layout e Orientamento

I moduli fotovoltaici utilizzati nel laboratorio PVZEN hanno una potenza nominale di 370 Wp, sono realizzati con 60 celle in silicio monocristallino (tipo N) a contatti posteriori e dotati di tre diodi di by-pass per proteggere da ombreggiamenti parziali. Questi pannelli sono suddivisi in 10 stringhe, ciascuna composta da 3 moduli (30 moduli in totale), che confluiscono in tre generatori distinti.

Tutte le stringhe sono montate con un'inclinazione fissa di 10° (tilt), scelta per massimizzare la resa annua nella fascia di latitudine intorno a 45° N, pur mantenendo la flessibilità di variare l'angolo in fase di sperimentazione. L'orientamento (azimut) dei moduli è stato definito utilizzando la convenzione $\gamma = 0^\circ$ verso Sud e $\gamma = 90^\circ$ verso Ovest: la prima unità è orientata a Est ($\gamma = -64^\circ$), la seconda a Ovest ($\gamma = 116^\circ$) mentre la terza presenta un orientamento misto, con metà dei pannelli rivolti a Est ($\gamma = -64^\circ$) e metà ad Ovest ($\gamma = 116^\circ$). In questo modo ogni "blocco" di stringhe sperimenta un profilo di irradiazione e produzione differente, simulando configurazioni tipiche di installazioni su edifici con esposizioni non uniformi.

La configurazione spaziale sul terrazzo, con la ripartizione delle stringhe, è illustrata nella figura 2.3, dove si possono osservare le diverse angolazioni e la disposizione geometrica che minimizza l'ombreggiamento reciproco e ottimizza la ventilazione dei moduli.

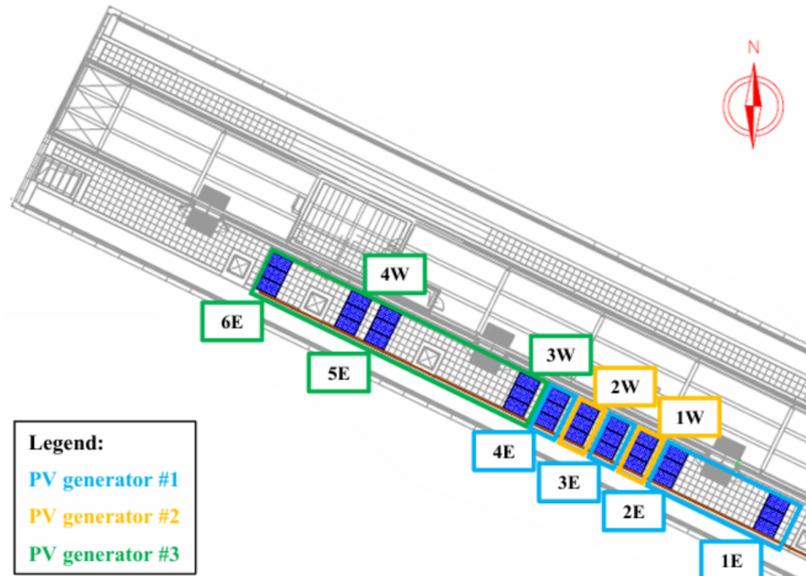


Figura 2.3: PVZEN, schema di funzionamento del laboratorio

2.3.2 Inverter e Configurazione

I tre inverter Leonardo PRO X 8000/48 sono installati in parallelo e quello centrale si occupa anche della gestione dell'accumulo centralizzato. Questi inverter sono trifase e progettati proprio per applicazioni in modalità off-grid, sono pensati per applicazioni stand-alone con accumulo, offrendo una conversione bidirezionale AC/DC per la carica e scarica delle batterie, profili di gestione energetica e monitoraggio remoto. Ogni inverter ha una potenza nominale in uscita di 5 kW, con un'efficienza di conversione tipicamente pari al 95 % e un'efficienza del regolatore di carica fotovoltaico pari al 97 %.



Figura 2.4: Vista frontale dei tre inverter trifase Leonardo PRO X 8000/48 Off-Grid installati in parallelo. Nella parte inferiore sono visibili i sistemi di accumulo ai quali gli inverter sono collegati.

2.3.3 Quadro elettrico DC

Il quadro elettrico in DC è dotato di cavi di ingresso e uscita (non interrotti da sezionatori), dispositivi di protezione e sezionamento come fusibili e strumenti per la misura delle grandezze elettriche principali (tensione e corrente). In ingresso sono collegati complessivamente 20 cavi, corrispondenti a 10 stringhe fotovoltaiche, ciascuna delle quali è dotata di un conduttore positivo e uno negativo e di fusibile di protezione. I conduttori provenienti dalle stringhe appartenenti allo stesso generatore convergono verso i rispettivi fusibili, fissati su una stessa barra metallica orizzontale, come illustrato nella figura seguente.

2.3.4 Sistemi di Accumulo

Per soddisfare le esigenze di continuità e gestione dei picchi, ogni BESS a servizio delle utenze locali è costituito da quattro moduli LiFePO_4 installati in parallelo. Ciascun modulo offre una capacità nominale di 2,4 kWh, per un totale di 9,6 kWh nominali (8,64 kWh effettivamente utilizzabili) per ciascun armadio elettrico. Questi moduli sono alloggiati direttamente nei quadri di distribuzione per mantenere condizioni ambientali controllate e facilitare scenari operativi diversificati (peak shaving, load shifting, backup).



Figura 2.5: US2000C Pylontech Lithium, batteria a litio

Il sistema di accumulo centralizzato, dedicato invece alla gestione dei flussi di rete della comunità, impiega dodici moduli da 4,8 kWh ciascuno, raggiungendo una capacità complessiva di 57,6 kWh. I moduli sono distribuiti su tre ar distinti per ottimizzare la distribuzione termica e semplificare le operazioni di manutenzione.

2.3.5 Quadro elettrico AC

I due quadri elettrici in corrente alternata hanno le seguenti funzioni.

- **Quadro Principale:** di dimensioni maggiori, ospita le componenti principali del sistema, inclusi l’interruttore generale, i collegamenti AC-IN degli inverter, il blocco centrale e il modulo UPS.
- **Quadro Secondario:** di dimensioni ridotte, è dedicato alla gestione delle tre utenze distinte presenti nel laboratorio.

All’interno di entrambi i quadri sono presenti dispositivi di protezione, strumenti di misura, contattori, morsettiere, UPS e altra componentistica elettrica necessaria per il monitoraggio e la sicurezza del sistema.

I quadri presentano due livelli di installazione.

- **Livello frontale:** contiene le apparecchiature ad accesso operativo, come i sezionatori e i dispositivi di controllo.
- **Livello posteriore:** include i cablaggi e i collegamenti strutturali verso gli inverter, le utenze e il sistema di accumulo.

2.3.6 Stazione Meteorologica

Sul medesimo terrazzo è installata una stazione meteorologica, finalizzata al monitoraggio continuo delle variabili ambientali che influenzano le prestazioni dell’impianto. Tra i parametri rilevati: temperatura dell’aria, umidità relativa, pressione atmosferica, velocità e direzione del vento, irradianza solare sul piano orizzontale (GHI), nonché la presenza di eventuali precipitazioni.

2.4 Sintesi delle Caratteristiche dell’Impianto

In questa sezione si presentano, in forma compatta, i principali parametri tecnici dei componenti che costituiscono il laboratorio PVZEN. Le tabelle seguenti riassumono le specifiche dei moduli fotovoltaici, delle condizioni operative, degli inverter e delle batterie utilizzate.

2.4.1 Moduli Fotovoltaici

I moduli LG370Q1C-V5, scelti per il progetto, offrono elevate prestazioni in condizioni standard (STC), come mostrato in Tabella 2.1.

Tabella 2.1: Parametri elettrici moduli fotovoltaici (STC)

Parametro	Valore
Potenza massima P_{max}	370 W
Tensione a P_{max} (V_{mpp})	37 V
Corrente a P_{max} (I_{mpp})	10,01 A
Tensione circuito aperto (V_{oc})	42,8 V
Corrente corto circuito (I_{sc})	10,82 A
Efficienza modulo η_{mod}	21,4 %
Tolleranza di potenza P_{tol}	0 ÷ +3%

Condizioni Operative

Per garantire affidabilità e sicurezza, i moduli e le stringhe sono progettati per operare nei range indicati in Tabella 2.2.

Tabella 2.2: Condizioni operative moduli fotovoltaici

Parametro	Valore
Temperatura di esercizio	-40°C ... +90 °C
Tensione massima di sistema	1000 V
Fusibile serie massimo	20 A

Coefficienti di Temperatura

I parametri di temperatura influiscono sulle prestazioni reali dei moduli, come riportato in Tabella 2.3.

Tabella 2.3: Parametri di temperatura moduli fotovoltaici

Parametro	Valore
Temperatura cellulare nominale (NOCT)	43°C
Coefficiente potenza $\partial P/\partial T$	-0,30% °C
Coefficiente tensione $\partial V_{oc}/\partial T$	-0,24% °C
Coefficiente corrente $\partial I_{sc}/\partial T$	+0,037% °C

2.4.2 Inverter

Le caratteristiche principali degli inverter scelti sono riepilogate in Tabella 2.4.

Tabella 2.4: Parametri elettrici inverter (Leonardo Off-Grid GE PVZEN)

Parametro	Valore
Potenza nominale in uscita	5000 VA
Potenza massima in uscita	10000 VA
Tensione batteria	48 V
Tensione di uscita	230 V
Frequenza di uscita	50 Hz
Soglia di sovraccarico	85 %
Efficienza di conversione η	95 %
Assorbimento in standby	<6 W
Temperatura ambiente di esercizio	25 °C

2.4.3 Accumulo

Tabella 2.5: Parametri nominali batteria Pylontech US2000 B

Parametro	Valore
Tensione nominale U_{nom}	48 V
Capacità nominale C_{nom}	2400 Wh
Profondità di scarica (DoD)	< 80%
Capacità effettiva C_{eff}	2000 Wh

Tabella 2.6: Parametri operativi batteria Pylontech US2000 B

Parametro	Valore
Tensione di scarica U_{dis}	45-54 V
Tensione di carica U_{ch}	52,5-54 V
Corrente di carica raccomandata	25 A
Corrente di scarica massima	50 A
Corrente di picco (15s)	100 A

Queste tabelle offrono una panoramica completa delle specifiche elettriche e operative dei componenti chiave dell'impianto PVZEN, fungendo da riferimento per le successive analisi di simulazione e validazione.

2.5 Architettura End-to-End del Sistema PVZEN

Nella seguente sottosezione viene descritto sinteticamente il flusso completo di elaborazione dei dati energetici all'interno del laboratorio PVZEN, passando dalla

misura istantanea alle dashboard interattive. In Figura 2.6 è riportato il diagramma end-to-end che mette in evidenza i principali passaggi:

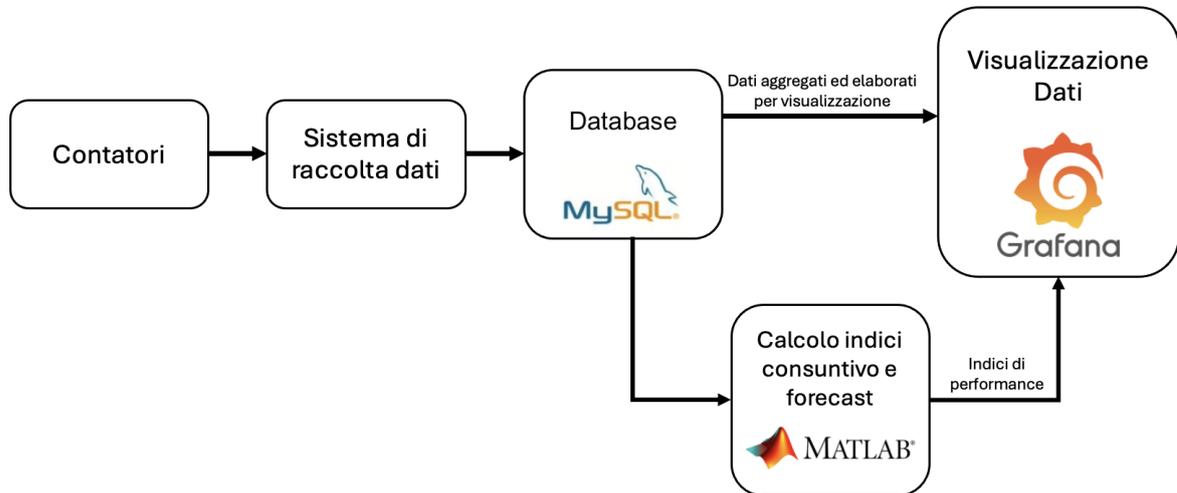


Figura 2.6: Architettura del flusso dati per il monitoraggio energetico

Il lavoro svolto si articola nelle seguenti fasi.

1. **Raccolta dati:** i contatori installati sulle tre unità e sull'accumulo centralizzato forniscono misure di potenza istantanea, trasmesse in tempo reale al database MySQL.
2. **Elaborazione automatica:** attraverso eventi e procedure automatiche SQL le potenze vengono convertite in energia, aggregate a diversi livelli temporali e utilizzate per calcolare indicatori chiave (autoconsumo, SS, SC energia condivisa). I risultati vengono riscritti nelle apposite tabelle di prestazione all'interno dello stesso database nello schema. `pvzen_m_indicatori_performanc`.
3. **Valutazione delle prestazioni:** vengono estratti i dati di potenza ed energia dal database per fare uno studio qualitativo delle prestazioni dell'impianto sfruttando Matlab.
4. **Visualizzazione:** su Grafana vengono create dashboard dedicate, offrendo agli utenti una vista aggiornata in tempo reale dei flussi energetici, delle prestazioni dei convertitori, dei livelli di autosufficienza/autoconsumo della comunità ma anche delle prestazioni dell'impianto stesso.

Capitolo 3

Acquisizione, Modellazione e Analisi dei Dati Energetici

Il monitoraggio energetico rappresenta uno strumento fondamentale per garantire un uso efficiente e consapevole della produzione da risorse rinnovabili. Nel caso del fotovoltaico, permette di osservare in tempo reale il funzionamento effettivo dell'impianto, individuare eventuali anomalie, valutare la produzione rispetto ai consumi e guidare decisioni strategiche per l'ottimizzazione energetica. Attraverso l'analisi dei dati raccolti è anche possibile misurare le prestazioni dell'impianto, comprendere i comportamenti energetici dei vari utenti e intervenire tempestivamente per migliorare la gestione complessiva del sistema.

Questo capitolo descrive l'intero processo di creazione del database per la gestione dei dati energetici e delle dashboard che sono state implementate per il monitoraggio in tempo reale relative all'impianto fotovoltaico oggetto di studio.

A partire dai dati di potenza raccolti e già presenti nel database, si ottengono i flussi energetici e gli indicatori dell'impianto, i cui risultati vengono salvati all'interno di un database relazionale. L'elaborazione dei flussi e degli indicatori di prestazione energetica sono effettuati tramite procedure automatiche che aggiornano il database con una frequenza orario imposta. Il tutto viene infine visualizzato mediante dashboard interattive, con l'obiettivo di monitorare e valutare in tempo reale il comportamento delle sia singole unità e che dell'intera comunità energetica.

L'analisi dei risultati raccolti consente di identificare l'efficienza dell'impianto, il grado di autosufficienza e autoconsumo, l'efficacia dei sistemi di accumulo, e l'eventuale presenza di sprechi o perdite. Il flusso completo, dall'acquisizione alla valutazione, costituisce la base per qualsiasi strategia di ottimizzazione energetica.

3.1 Flusso di Elaborazione e Obiettivi

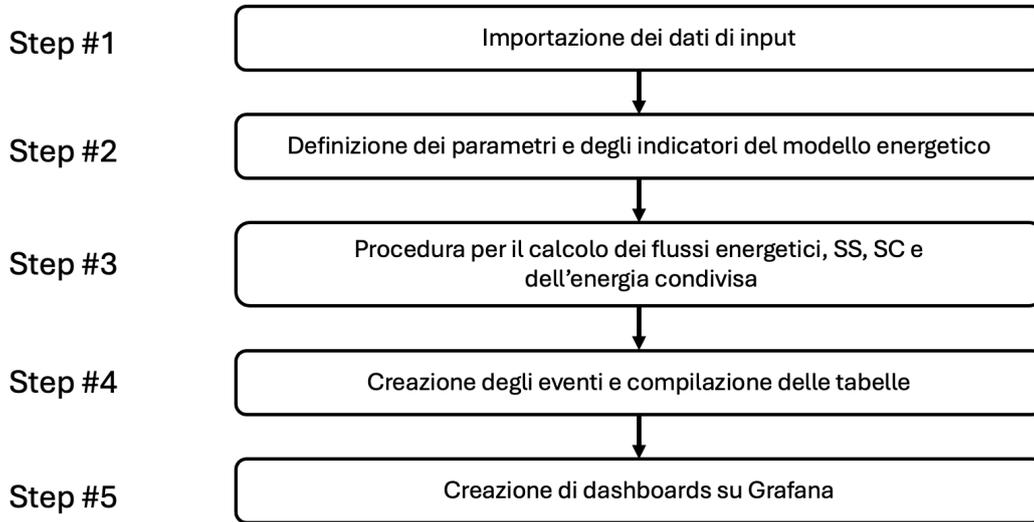


Figura 3.1: Flow chart delle fasi di acquisizione, elaborazione e visualizzazione dei dati energetici.

Il flusso logico per la creazione del database su MySQL Workbench e le successive dashboard segue cinque macrofasi operative, rappresentate schematicamente nel flow chart di Figura 3.1.

1. **Importazione dei dati di input:** acquisizione delle misure istantanee, al minuto, dai contatori delle singole unità fotovoltaiche, salvate all'interno delle tabelle dello schema *pvzen*, una per ogni singolo convertitore o per l'accumulo centralizzato ovvero *convertitore_western_1*, *convertitore_western_2*, *convertitore_western_3* e *accumulo_centralizzato_western*.
2. **Definizione dei parametri e degli indicatori del modello energetico:** impostazione dei parametri di riferimento necessari al calcolo dei flussi energetici e degli indicatori energetici (come *Self-Sufficiency* (SS) e *Self-Consumption* (SC)).
3. **Calcolo dei flussi energetici, indicatori e dell'energia condivisa:** applicazione delle procedure stoccate per la determinazione dei flussi delle diverse unità e della comunità, dell'autosufficienza, dell'autoconsumo e dell'energia condivisa per la comunità, su base sia istantanea che con diverse aggregazioni temporali.
4. **Creazione degli eventi e compilazione delle tabelle:** produzione di tabelle aggregate su base oraria, giornaliera, settimanale, mensile e annuale,

e generazione degli eventi energetici per le fasi successive di elaborazione e monitoraggio.

5. **Creazione delle dashboard su Grafana:** visualizzazione dei risultati e degli indicatori di prestazione tramite dashboard interattive sviluppate in Grafana, con viste personalizzate per l'utente.

3.2 Struttura Database e Processi di Modellazione Dati in MySQL

La modellazione dei dati rappresenta una fase centrale del lavoro, in quanto consente di strutturare e analizzare in modo efficiente le informazioni raccolte dalle tre unità dell'impianto fotovoltaico e dal sistema di accumulo centralizzato. A tale scopo è stato progettato uno schema dedicato, `pvzen_m_indicatori_performance`, all'interno del database in MySQL, che costituisce la base operativa per tutte le elaborazioni successive: dalla trasformazione delle potenze in energie, fino al calcolo degli indicatori e alla visualizzazione su dashboard. Negli schemi che vengono realizzati con MySQL le informazioni vengono gestite tramite tre tipi di oggetti fondamentali: le tabelle, che ospitano in righe e colonne i dati; le viste, che agiscono come “finestre” virtuali sui dati ovvero sono query pre-definite che semplificano l'accesso a insiemi di informazioni composte; le procedure stoccate che racchiudono la logica di elaborazione (calcolo di energie, aggiornamenti incrementali), eseguendosi direttamente sul server in risposta a eventi o chiamate specifiche.

3.2.1 Struttura dell'Impianto e Acquisizione dei Dati

L'impianto fotovoltaico oggetto di studio è costituito da tre unità distinte e un accumulo centralizzato, ciascuna dotata di un sistema di conversione dell'energia (convertitore) un inverter, un sistema di accumulo (batteria) e carichi. Le tre unità operano in modo indipendente, ma sono connesse a una rete comune che consente la condivisione energetica e il monitoraggio centralizzato.

Ciascuna unità è monitorata da un contatore dedicato, mentre un contatore di comunità misura lo scambio complessivo con la rete elettrica. La configurazione include anche un sistema di accumulo centralizzato, che opera in parallelo alle tre unità.

Per comprendere il funzionamento dell'impianto e la logica di raccolta dei dati, la Figura 3.2 mostra uno schema semplificato dei flussi energetici tra le principali componenti. I flussi di energia vengono misurati da contatori locali e aggregati dal contatore di comunità.

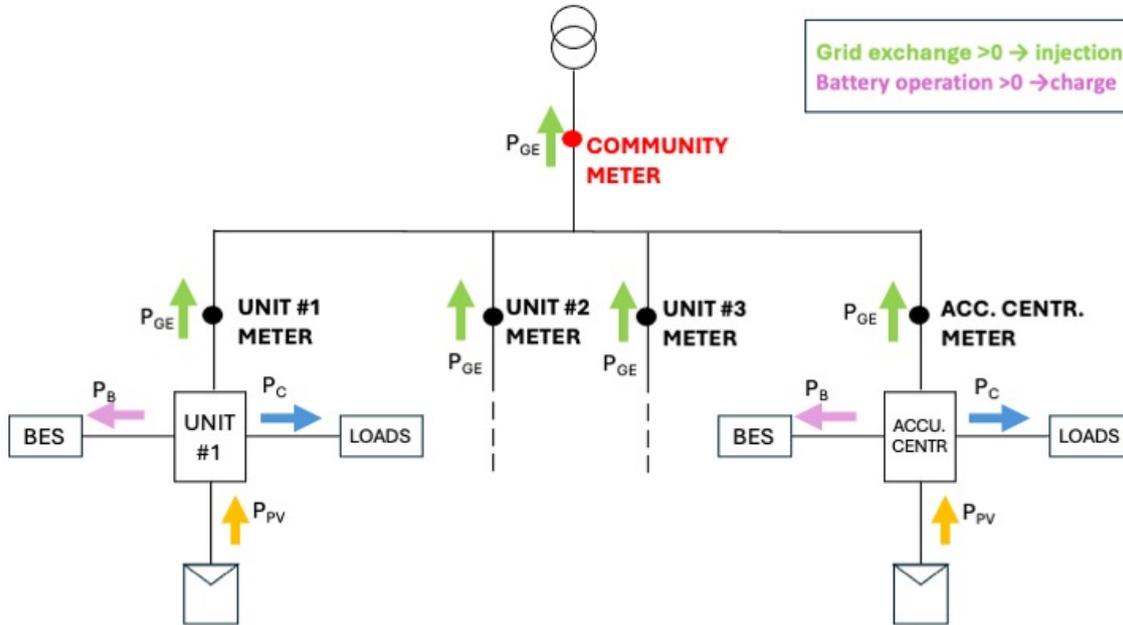


Figura 3.2: Schema semplificato dei flussi energetici dell'impianto fotovoltaico.

I principali flussi energetici che vengono monitorati sono i seguenti

- P_{PV} – potenza generata dal fotovoltaico;
- P_B – potenza in carica/scarica dalla batteria;
- P_C – potenza consumata dai carichi;
- P_{GE} – potenza scambiata con la rete (positiva per l'iniezione in rete, negativa per l'assorbimento dalla rete).

Oltre alle potenze sono anche monitorate la temperatura e lo State of Charge dei singoli sistemi di accumulo. I dati di ciascun nodo (unità o accumulatore) sono registrati in tempo reale e memorizzati all'interno di un database MySQL, nello schema `pvzen`. Le misurazioni sono archiviate in tabelle separate per ciascun convertitore e per l'accumulo centralizzato, con frequenze di campionamento:

- **al minuto** – per dati ad alta risoluzione temporale;
- **15 minuti** – per un monitoraggio più compatto e meno oneroso.

Ogni riga delle tabelle al minuto rappresenta una misura istantanea registrata con cadenza al minuto, e include i principali parametri rilevati dal sistema di monitoraggio. Le tabelle quartorarie contengono valori aggregati su intervalli di 15 minuti: ciascuna riga rappresenta la somma, o la media, delle 15 misure al minuto

corrispondenti al relativo intervallo temporale.

I parametri principali di input sono i seguenti:

- **time_datalog**: timestamp associato alla rilevazione, con precisione al minuto o al quarto d'ora, utilizzato come chiave temporale primaria;
- **potenza_fv**: potenza prodotta istantaneamente dal generatore fotovoltaico, espressa in Watt (W);
- **potenza_batteria**: potenza scambiata con la batteria. Valori positivi indicano fase di carica, negativa fase di scarica;
- **potenza_ac_in**: potenza in ingresso in corrente alternata (AC) dalla rete elettrica. Valori negativi indicano assorbimento dalla rete, positivi iniezione in rete;
- **potenza_ac_out**: potenza in uscita in AC verso i carichi locali;
- **soc** (State of Charge): stato di carica della batteria, espresso in percentuale (%);
- **temperature**: temperatura del componente misurato, in gradi Celsius;
- **voltage**: tensione elettrica misurata ai terminali del sistema;
- **integrita_dato**: flag numerico per il controllo di qualità dei dati. Indica se la misura è considerata valida o soggetta a errori di acquisizione.

Questa architettura di raccolta e memorizzazione dei dati rappresenta la base del sistema di monitoraggio e analisi, da cui vengono generate le aggregazioni temporali e gli indicatori energetici descritti nelle sezioni successive.

3.2.2 Conversione della Potenza in Energia al minuto

A partire dalle tabelle al minuto presenti nello schema `pvzen`, è stata eseguita una procedura per convertire le potenze istantanee in energie (kWh), al minuto. Il risultato di questa trasformazione è stato salvato in nuove tabelle dedicate, una per ciascun nodo dell'impianto:

- `convertitore_western_1_minuti`
- `convertitore_western_2_minuti`
- `convertitore_western_3_minuti`
- `accumulo_centralizzato_western_minuti`

Le potenze (esprese in Watt) sono state convertite in energia mediante integrazione numerica su intervalli di un minuto. Questa trasformazione è stata effettuata una sola volta all'interno del database MySQL tramite una procedura eseguita in fase iniziale, con l'obiettivo di ottimizzare le successive elaborazioni.

La formula utilizzata per ciascun intervallo $\Delta t = 1 \text{ min}$ è la seguente:

$$\text{Energia [kWh]} = \frac{\text{Potenza [W]} \times 1}{60 \times 1000} = \frac{\text{Potenza}}{60000} \quad (3.1)$$

Il risultato di questa trasformazione è stato salvato in nuove tabelle, una per convertitore o per accumulo centralizzato, sempre con risoluzione al minuto, che costituiscono la base di partenza per tutte le successive aggregazioni temporali (ore, giorni, settimane, mesi, anni) che vengono costruite tramite semplici somme e medie, riducendo così il carico computazionale successivo.

Questa scelta progettuale consente di:

- evitare ripetute conversioni da potenza a energia per ogni livello di aggregazione;
- ridurre il carico computazionale nelle procedure successive;
- garantire uniformità e coerenza nei calcoli aggregati;
- separare logicamente la fase di conversione da quella di aggregazione.

Le metriche energetiche fondamentali calcolate a partire dalle misure al minuto sono le seguenti:

- **consumption**: energia consumata localmente dai carichi, calcolata da:

$$\text{Consumption [kWh]} = \sum_i \frac{\text{potenza_ac_out}(i)}{60000} \quad (3.2)$$

- **pv_production**: energia generata dal campo fotovoltaico:

$$\text{PV Production [kWh]} = \sum_i \frac{\text{potenza_fv}(i)}{60000} \quad (3.3)$$

- **battery_charge**, **battery_discharge**: energia immagazzinata o rilasciata dalla batteria, rispettivamente:

$$\text{Battery Charge} = \sum_i \frac{\max(0, \text{potenza_batteria}(i))}{60000}, \quad (3.4)$$

$$\text{Battery Discharge} = \sum_i \frac{|\min(0, \text{potenza_batteria}(i))|}{60000} \quad (3.5)$$

- **grid_absorption**, **grid_injection**: energia assorbita dalla rete (valori negativi) o immessa in rete (positivi):

$$\text{Grid Absorption} = \sum_i \frac{|\min(0, \text{potenza_ac_in}(i))|}{60000}, \quad (3.6)$$

$$\text{Grid Injection} = \sum_i \frac{\max(0, \text{potenza_ac_in}(i))}{60000} \quad (3.7)$$

- **esc** – energia autoconsumata: rappresenta la quantità di energia prodotta localmente dall’impianto fotovoltaico che viene immediatamente utilizzata per alimentare i carichi, senza passare né dalla rete né dall’accumulo. È un parametro fondamentale per valutare quanto il sistema sia in grado di sfruttare istantaneamente la propria produzione rinnovabile. Viene stimato come:

$$\text{ESC} = \max\left(0, \text{Consumption} - \text{Grid Absorption}\right) \quad (3.8)$$

dove **Consumption** è l’energia totale consumata dai carichi, e **Grid Absorption** è l’energia prelevata dalla rete nello stesso intervallo. La differenza rappresenta la parte del consumo che è stata coperta direttamente dalla produzione fotovoltaica.

- **SS** – self-sufficiency (autosufficienza energetica): indica la percentuale dell’energia consumata che è stata coperta da produzione locale, ovvero senza prelievo dalla rete. È un indicatore della capacità dell’impianto di operare in autonomia rispetto alla rete elettrica.

$$\text{SS} = \frac{\text{ESC}}{\text{Consumption}} \quad (3.9)$$

- **SC** – self-consumption (autoconsumo): esprime la quota dell’energia fotovoltaica prodotta che viene consumata localmente. Misura quanto efficacemente la produzione rinnovabile viene utilizzata in loco anziché essere immessa in rete.

$$\text{SC} = \frac{\text{ESC}}{\text{PV Production}} \quad (3.10)$$

- **losses**:

$$\text{Losses} = \text{PV Production} - (\text{ESC} + \text{Grid Injection} + \text{Battery Charge}) \quad (3.11)$$

- **soc** – Stato di Carica medio della batteria:

$$\text{SOC}_{\text{avg}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \text{soc}(i)$$

dove $\text{soc}(i)$ è il valore istantaneo in % e N il numero di campioni nel periodo.

- `temperature` – Temperatura media dei moduli (o ambiente):

$$T_{\text{avg}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N T(i)$$

con $T(i)$ espresso in °C.

3.2.3 Costruzione delle Aggregazioni Temporali

Una volta completato il riempimento delle tabelle sui flussi energetici relative ai minuti, che contengono le energie istantanee e gli indicatori di prestazione calcolati con risoluzione al minuto, entrano in funzione una serie di procedure automatiche dedicate che si occupano del riempimento automatico delle tabelle aggregate con livelli temporali.

Le tabelle prodotte da queste elaborazioni sono le seguenti:

- `_ore` – aggregazione oraria;
- `_giorni` – aggregazione giornaliera;
- `_settimane` – aggregazione settimanale;
- `_mesi` – aggregazione mensile;
- `_anni` – aggregazione annuale.

Tutte le aggregazioni vengono calcolate a partire dalle tabelle al minuto, già espresse in termini di energia. Le procedure SQL applicano principalmente operatori di somma e media sui campi di interesse (come produzione fotovoltaica, consumo, carica/scarica batterie, ecc.), raggruppando i dati in base alla dimensione temporale desiderata.

Le tabelle `_ore`, `_giorni`, `_settimane`, `_mesi` e `_anni` condividono tutte lo stesso insieme di colonne (oltre alla chiave temporale `TIME`) ovvero le medesime colonne presenti nelle tabelle `_minuti`.

3.2.4 Calcolo e Popolamento delle Tabelle della Comunità

Completato il riempimento delle tabelle relative alle singole unità e all'accumulo centralizzato, entra in funzione una procedura dedicata alla costruzione delle tabelle comunitarie, che sintetizzano il comportamento energetico complessivo dell'intera comunità al netto degli scambi e le interazioni tra le unità al livello di un contatore comune.

Le tabelle della comunità sono le seguenti:

- `comunita_minuti`

- `comunita_ore`
- `comunita_giorni`
- `comunita_settimane`
- `comunita_mesi`
- `comunita_anni`

Queste tabelle vengono popolate attraverso l'aggregazione dei dati energetici delle tre unità operative e dell'accumulo centralizzato. Le metriche vengono calcolate al netto degli scambi energetici interni e rappresentano i flussi totali della comunità verso la rete, verso i carichi e verso le batterie, nonché gli indicatori complessivi come *Self-Sufficiency* (SS) e *Self-Consumption* (SC).

Ogni livello temporale della comunità (minuti, ore, giorni, ecc.) viene generato a partire dal corrispondente livello delle singole entità.

Tra i campi aggiuntivi troviamo:

- `energia_condivisa` – energia condivisa tra le unità: rappresenta la quota di energia che può essere effettivamente condivisa tra i membri della comunità energetica. Si basa sul principio che un'unità può assorbire energia dalla rete solo se un'altra la sta contemporaneamente immettendo in rete. Viene quindi definita come il minimo tra l'energia totale iniettata e quella assorbita:

$$\text{Energia Condivisa} = \min\left(\sum \text{Grid Injection}, \sum \text{Grid Absorption}\right) \quad (3.12)$$

- `net_grid_exchange` – scambio netto con la rete: è la somma algebrica tra l'energia prelevata e quella immessa dalla comunità. Non tiene conto della direzione, ma solo del bilancio complessivo:

$$\text{Net Grid Exchange} = \sum \text{Grid Injection} + \sum \text{Grid Absorption} \quad (3.13)$$

- `net_grid_absorption` – energia netta assorbita: rappresenta l'energia prelevata dalla rete al netto degli scambi. Viene calcolata come:

$$\text{Net Grid Absorption} = \begin{cases} -\text{Net Grid Exchange}, & \text{se Net Grid Exchange} < 0, \\ 0, & \text{altrimenti.} \end{cases} \quad (3.14)$$

- `net_grid_injection` – energia netta immessa: rappresenta l'energia in eccesso restituita alla rete. È calcolata come:

$$\text{Net Grid Injection} = \begin{cases} \text{Net Grid Exchange,} & \text{se Net Grid Exchange} > 0, \\ 0, & \text{altrimenti.} \end{cases} \quad (3.15)$$

3.2.5 Automazione dei Processi con Procedure SQL

Tutte le elaborazioni sono automatizzate tramite procedure SQL:

- `aggiorna_tab_minuti` – calcola i dati energetici istantanei a partire dalle potenze grezze;
- `aggiorna_tab_ore` - aggrega i flussi al minuto in orari ;
- `aggiorna_tab` - con l'utilizzo di una procedura dinamica aggrega i dati relativi ai giorni, alle settimane, ai mesi e agli anni a partire dalle tabelle al minuto;
- `aggiorna_tab_ore_min_incrementale` - aggrega i dati dei minuti e delle ore con frequenza di aggiornamento oraria;
- `aggiorna_tab_comunita` – crea i dati aggregati della comunità;
- `aggiorna_tab_incrementale` – aggiorna i dati della comunità con frequenza oraria .

Ogni procedura esegue query SQL dinamiche costruite con `PREPARE` e `EXECUTE`, per gestire più tabelle e formati con codice riutilizzabile.

3.3 Procedure SQL Implementate

Per il riempimento automatico delle tabelle energetiche, sia relative alle singole unità sia alla comunità, si utilizzano delle **procedure SQL** (stored procedure). Nel contesto del presente lavoro, una procedura in linguaggio SQL è un blocco di codice predefinito che consente di automatizzare una sequenza di operazioni ripetitive sul database, in modo efficiente e riutilizzabile. Le procedure vengono scritte e memorizzate all'interno del database stesso, e possono essere eseguite manualmente o attivate in modo automatico tramite eventi pianificati.

Struttura generale di una procedura SQL

Una procedura tipica implementata in questo sistema si articola nei seguenti passaggi logici:

1. **Definizione dei parametri:** identificazione della tabella di partenza, della tabella di destinazione e del tipo di aggregazione temporale.
2. **Costruzione della query dinamica:** generazione di una stringa SQL contenente le operazioni da eseguire, inclusi raggruppamenti, calcoli e inserimenti.
3. **Esecuzione della query:** la stringa SQL viene compilata ed eseguita dinamicamente tramite i comandi `PREPARE`, `EXECUTE` e `DEALLOCATE`, garantendo flessibilità e riutilizzabilità.
4. **Gestione dell'incrementalità:** in alcune procedure, viene calcolato l'ultimo timestamp disponibile per evitare la duplicazione di dati e aggiornare solo le nuove righe.

Questo approccio modulare ha permesso di implementare un sistema efficiente, facilmente manutenibile e adattabile all'evoluzione futura del database.

3.3.1 Panoramica delle Procedure SQL

Di seguito si riporta una panoramica delle principali procedure utilizzate, suddivise per funzione e livello di aggregazione.

- **aggiorna_tab_minuti**
Trasforma i dati grezzi di potenza (in W) in energia (in kWh), salvando i risultati in tabelle con risoluzione al minuto. È l'unica procedura che effettua la conversione fisica da potenza a energia. Calcola anche gli indicatori principali come autoconsumo, autosufficienza e perdite.
- **aggiorna_tab_ore**
Utilizza i dati energetici al minuto per generare aggregazioni orarie. Calcola somme e medie dei valori e aggiorna gli indicatori su scala oraria.
- **aggiorna_tab**
Procedura generica per creare aggregazioni su base giornaliera, settimanale, mensile e annuale. Riceve in input una tabella (tipicamente `minuti`) e produce la tabella finale in base all'intervallo scelto, usando funzioni SQL dinamiche come `DATE_FORMAT()` o `WEEK()`.
- **aggiorna_tab_ore_min_incrementale**
Variante ottimizzata per aggiornamenti incrementali continui. Aggiorna solo gli ultimi intervalli (es. ultime 6 ore) per ridurre il carico computazionale. È eseguita automaticamente da un evento MySQL ogni minuto.
- **aggiorna_tab_comunita**
Aggrega i dati delle tre unità e dell'accumulo per generare la visione energetica della comunità. Calcola indicatori condivisi come energia condivisa, scambi netti con la rete e aggregati di SC (self-consumption) e SS (self-sufficiency).

- **aggiorna_tab_comunita_incrementale**

Versione incrementale della procedura precedente, attivata frequentemente (es. ogni minuto). Aggiorna solo le fasce più recenti per abilitare visualizzazioni in tempo reale.

Aggregazione	Destinazione	Procedura Utilizzata
Minuti	unit_X_minuti	aggiorna_tab_minuti
Ore	unit_X_ore	aggiorna_tab_ore
Giorni	unit_X_giorni	aggiorna_tab
Settimane	unit_X_settimane	aggiorna_tab
Mesi	unit_X_mesi	aggiorna_tab
Anni	unit_X_anni	aggiorna_tab
Comunità	comunita_X_temporalità	aggiorna_tab_comunita
Incrementale	Ultime 6h (unità o comunità)	aggiorna_tab_ore_min_increment, aggiorna_tab_comunita_increment

Tabella 3.1: Relazione tra aggregazioni temporali, tabelle e procedure SQL

A titolo esemplificativo, si riporta di seguito il codice SQL completo della procedura `aggiorna_tab_minuti`, che rappresenta la base del processo di elaborazione, mentre le altre vengono riportate in appendice:

```

1 BEGIN
2
3   -- \textit{\textcolor{teal}{Assegna valori di default se i parametri sono
4     NULL o vuoti}}
5   SET tabella_sorgente = IFNULL(NULLIF(tabella_sorgente, ''), 'pvzen.
6     convertitore_western_1');
7   SET tipo_raggruppamento = IFNULL(NULLIF(tipo_raggruppamento, ''), '
8     minuti');
9   SET tabella_destinazione = IFNULL(NULLIF(tabella_destinazione, ''),
10     'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_1_minuti');
11
12   -- \textit{\textcolor{teal}{Definisce il formato di raggruppamento (per
13     minuti)}}
14   SET @group_format = 'DATE_FORMAT(aa1.time_datalog, '%Y-%m-%d-%
15     H:%i:00')';
16
17   -- \textit{\textcolor{teal}{Costruzione della query dinamica di inserimento/
18     aggiornamento}}

```

```

13 SET @query = CONCAT(
14     'INSERT-INTO-', tabella_destinazione, '(',
15     'TIME,-CONSUMPTION,-PV_PRODUCTION,-
        GRID_ABSORPTION,-GRID_INJECTION,-',
16     'BATTERY_CHARGE,-BATTERY_DISCHARGE,-LOSSES,-
        TEMPERATURE,-SOC,-Esc,-SS,-SC,-',
17     'DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION)',
18     'SELECT',
19     @group_format, 'AS-TIME,-',
20     'SUM(aa1.potenza_ac_out)/60000-AS-CONSUMPTION,-',    -- \
        textit{\textcolor{teal}{Consumo}}
21     'SUM(aa1.potenza_fv)/60000-AS-PV_PRODUCTION,-',    -- \
        textit{\textcolor{teal}{Produzione fotovoltaica}}
22     'SUM(CASE-WHEN-aa1.potenza_ac_in<0-THEN-aa1.potenza_ac_in-
        ELSE-0-END)/60000-AS-GRID_ABSORPTION,-', -- \textit{\
        textcolor{teal}{Assorbimento da rete}}
23     'SUM(CASE-WHEN-aa1.potenza_ac_in>0-THEN-aa1.potenza_ac_in-
        ELSE-0-END)/60000-AS-GRID_INJECTION,-', -- \textit{\
        textcolor{teal}{Iniezione in rete}}
24     'SUM(CASE-WHEN-aa1.potenza_batteria>0-THEN-aa1.
        potenza_batteria-ELSE-0-END)/60000-AS-BATTERY_CHARGE,-'
        , -- \textit{\textcolor{teal}{Carica batteria}}
25     '-SUM(CASE-WHEN-aa1.potenza_batteria<0-THEN-aa1.
        potenza_batteria-ELSE-0-END)/60000-AS-
        BATTERY_DISCHARGE,-', -- \textit{\textcolor{teal}{Scarica
        batteria}}
26     '(SUM(aa1.potenza_fv)-SUM(aa1.potenza_ac_in)-SUM(aa1.
        potenza_batteria)-SUM(aa1.potenza_ac_out))/60000-AS-
        LOSSES,-', -- \textit{\textcolor{teal}{Perdite totali}}
27     'AVG(aa1.temperature)-AS-TEMPERATURE,-',    -- \
        textit{\textcolor{teal}{Temperatura media}}
28     'AVG(aa1.soc)-AS-SOC,-',    -- \
        textit{\textcolor{teal}{Stato di carica medio (SOC)}}
29     'GREATEST((SUM(aa1.potenza_ac_out)+SUM(CASE-WHEN-aa1.
        potenza_ac_in<0-THEN-aa1.potenza_ac_in-ELSE-0-END))
        /60000,-0)-AS-Esc,-', -- \textit{\textcolor{teal}{Energia
        autoconsumata (Esc)}}
30     'GREATEST((SUM(aa1.potenza_ac_out)+SUM(CASE-WHEN-aa1.
        potenza_ac_in<0-THEN-aa1.potenza_ac_in-ELSE-0-END))/-
        NULLIF(SUM(aa1.potenza_ac_out),0),0)-AS-SS,-', -- \textit{\
        textcolor{teal}{Self-sufficiency}}

```

```

31      'GREATEST((SUM(aa1.potenza_ac_out)+SUM(CASE-WHEN-aa1.
      potenza_ac_in<0-THEN--aa1.potenza_ac_in-ELSE-0-END)))/-
      NULLIF(SUM(aa1.potenza_fv),-0),-0)-AS-SC,-', -- \textit{\
      textcolor{teal}{Self-consumption}}
32      '(SUM(aa1.potenza_fv)-SUM(aa1.potenza_ac_out))/60000-AS-
      DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION,-', -- \textit{\textcolor{
      teal}{Differenza tra produzione FV e consumi}}
33      'FROM-', tabella_sorgente, '-AS-aa1-',
34      'WHERE-CAST(aa1.time_data)-AS-DATE)-<=CURDATE()-',
35      'GROUP-BY-', @group_format
36  );
37
38  -- \textit{\textcolor{teal}{Gestione dellupdate su chiave duplicata}}
39  SET @query = CONCAT(@query,
40      '-ON-DUPLICATE-KEY-UPDATE-',
41      'CONSUMPTION=-VALUES(CONSUMPTION),-',
42      'PV_PRODUCTION=-VALUES(PV_PRODUCTION),-',
43      'GRID_ABSORPTION=-VALUES(GRID_ABSORPTION),-',
44      'GRID_INJECTION=-VALUES(GRID_INJECTION),-',
45      'BATTERY_CHARGE=-VALUES(BATTERY_CHARGE),-',
46      'BATTERY_DISCHARGE=-VALUES(BATTERY_DISCHARGE),-',
47      'LOSSES=-VALUES(LOSSES),-',
48      'TEMPERATURE=-VALUES(TEMPERATURE),-',
49      'SOC=-VALUES(SOC),-',
50      'Esc=-VALUES(Esc),-',
51      'SS=-VALUES(SS),-',
52      'SC=-VALUES(SC),-',
53      'DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION=-VALUES(
      DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION)'
54  );
55
56  -- \textit{\textcolor{teal}{Esecuzione della query preparata}}
57  PREPARE stmt FROM @query;
58  EXECUTE stmt;
59  DEALLOCATE PREPARE stmt;
60  END

```

Listing 3.1: Procedura aggiorna_tab_minuti

3.4 Eventi MySQL per l'Aggiornamento Automatico dei Dati

In MySQL, un **evento** è un oggetto pianificato all'interno del database che consente di eseguire automaticamente una o più istruzioni SQL in momenti programmati. Gli eventi sono particolarmente utili per automatizzare attività ripetitive come l'aggiornamento periodico delle tabelle, la generazione di report o il mantenimento dell'integrità dei dati.

Nel contesto di questo progetto, gli eventi vengono utilizzati per attivare le procedure SQL in modo regolare e senza intervento umano, garantendo che i dati energetici siano sempre aggiornati in tempo reale o quasi.

Struttura Generale di un Evento MySQL

Un evento MySQL è definito mediante il comando `CREATE EVENT` e presenta la seguente struttura logica:

```

1 CREATE EVENT nome_evento
2 ON SCHEDULE EVERY intervallo
3 STARTS 'YYYY-MM-DD-HH:MM:SS'
4 DO
5 BEGIN
6     -- Comandi SQL da eseguire
7 END;
```

Listing 3.2: Struttura generale di un evento MySQL

Parametri principali:

- `EVERY` specifica la frequenza (es. `EVERY 1 MINUTE`, `EVERY 1 DAY`).
- `STARTS` indica quando l'evento inizia ad essere attivo.
- Il blocco `BEGIN . . . END` contiene le chiamate alle procedure da eseguire.

Eventi Implementati nel Progetto

Nel sistema realizzato, sono stati definiti diversi eventi che coprono l'intero flusso di aggiornamento, dai dati al minuto fino a quelli annuali, per ogni componente dell'impianto (convertitori, accumulo, comunità).

Db	Name	Definer	Time zone	Type	Execute at	Interval value	Interval field	Starts
pvzen_m_indicadori_performance	aggiorna_comunità	della_bruno@%	SYSTEM	RECURRING	NULL	1	DAY	2025-04-02 01:30:00
pvzen_m_indicadori_performance	aggiorna_tabelle_giorni_settimane_mesi_anni	della_bruno@%	SYSTEM	RECURRING	NULL	1	DAY	2025-04-02 01:20:00
pvzen_m_indicadori_performance	aggiorna_tabelle_incrementale	della_bruno@%	SYSTEM	RECURRING	NULL	1	MINUTE	2025-04-02 17:24:52
pvzen_m_indicadori_performance	aggiorna_tabelle_minuti	della_bruno@%	SYSTEM	RECURRING	NULL	1	DAY	2025-04-02 01:00:00
pvzen_m_indicadori_performance	aggiorna_tabelle_ore	della_bruno@%	SYSTEM	RECURRING	NULL	1	DAY	2025-04-02 01:10:00

Figura 3.3: Eventi impostati per le procedure

- `aggiorna_tabelle_minuti` – aggiorna ogni giorno le tabelle `minuti` per ciascun convertitore e per l’accumulo centralizzato.
- `aggiorna_tabelle_ore` – aggrega giornalmente i dati minuti in ore per ogni componente.
- `aggiorna_tabelle_giorni_settimane_mesi_anni` – aggiorna le tabelle aggregate su scala temporale più ampia (giorni, settimane, mesi, anni), una volta al giorno.
- `aggiorna_comunita` – evento giornaliero che popola le tabelle della comunità energetica per ogni livello temporale.
- `aggiorna_tabelle_incrementale` – evento eseguito ogni minuto: aggiorna in modo incrementale i dati dei minuti e delle ore, sia per le singole unità che per la comunità.

L’utilizzo degli eventi in MySQL offre numerosi vantaggi, che contribuiscono a rendere l’intero sistema di gestione ed elaborazione dei dati energetici più efficiente e affidabile. In primo luogo, l’automatizzazione completa del flusso dati consente di eseguire le procedure in modo ricorrente e senza intervento umano, garantendo aggiornamenti costanti e puntuali. A differenza di altri approcci basati su script esterni o cron job, l’impiego di eventi direttamente nel database elimina la dipendenza da strumenti esterni, semplificando la manutenzione del sistema. Questo approccio centralizzato migliora la robustezza del sistema e facilita il monitoraggio delle operazioni pianificate. Infine, la struttura modulare e riutilizzabile degli eventi li rende facilmente scalabili: è possibile estendere lo stesso meccanismo ad altri impianti, schemi o tabelle, mantenendo una coerenza operativa su tutto l’ambiente di monitoraggio.

3.5 Visualizzazione e Monitoraggio con Grafana

Grafana è una piattaforma open-source per la visualizzazione e l’analisi interattiva di dati in tempo reale. Ampiamente utilizzato in ambito industriale ed energetico, consente la creazione di dashboard personalizzate attraverso un’interfaccia grafica intuitiva. Uno dei suoi punti di forza è la possibilità di connettersi a un’ampia varietà di sorgenti dati, tra cui database relazionali, sistemi di monitoraggio e piattaforme cloud.

In questo progetto, Grafana è stato integrato con il database MySQL, dal quale preleva i dati tramite query SQL dirette.

Le dashboard costruite in Grafana sono costituite da *pannelli* (panels), ciascuno dei quali può rappresentare un dato specifico tramite grafici, tabelle o indicatori numerici. I principali tipi di visualizzazione utilizzati includono:

- **Time Series:** per la rappresentazione delle grandezze energetiche nel tempo, come produzione, consumo o scambi con la rete;
- **Stat:** per visualizzare indicatori sintetici come SC (Self-Consumption), SS (Self-Sufficiency) o ESC;
- **Bar Gauge e Gauge:** per rappresentare valori istantanei come lo stato di carica della batteria o il bilancio energetico;
- **Table:** per confronti numerici tra più unità o tra valori aggregati.

Grafana supporta inoltre l’inserimento di **variabili dinamiche**, che permettono di personalizzare la dashboard in tempo reale. Ad esempio, l’utente può selezionare una specifica unità dell’impianto, un intervallo temporale, o un tipo di grandezza da visualizzare, con effetto immediato su tutti i pannelli.

Le dashboard sono aggiornate automaticamente ogni pochi secondi o minuti, in funzione della frequenza dei dati sorgente, e possono essere consultate sia in locale sia da remoto tramite un’interfaccia web. In questo progetto, Grafana ha svolto un ruolo cruciale nel rendere fruibili i risultati delle elaborazioni, offrendo una panoramica chiara e immediata sull’andamento energetico dell’impianto e della comunità. Sono state create due dashboard riassuntive dei dati elaborati: una che mostra i risultati della singola unità e una che mostra i risultati dell’intera comunità

3.5.1 Dashboard per la Singola Unità

Nella dashboard dedicata alla singola unità, è stata definita una variabile dinamica denominata PLANT, che consente di selezionare rapidamente l’unità desiderata (convertitore 1, 2, 3 o accumulo centralizzato) da un menu a tendina. In questo modo, una singola struttura dashboard può adattarsi dinamicamente al nodo selezionato, evitando duplicazioni e migliorando la manutenibilità del sistema.

La dashboard è organizzata in **sezioni tematiche**, ognuna delle quali visualizza una parte specifica del bilancio energetico:

- **Vista riepilogativa istantanea:** all’ingresso della dashboard è presente una sezione che mostra, in forma tabellare, i valori istantanei più recenti di produzione fotovoltaica, scambio con la rete, consumo dei carichi, flusso della batteria e comando. Accanto alla tabella, un pannello *Bar Gauge* mostra il valore di *State of Charge* (SOC) delle batterie per tutte le unità del sistema.

SINGLE PLANT MONITORING.

The following dashboard displays the results of the energy flows, indicators, and power trends of the individual units that make up the PVZEN. A dynamic variable, "PLANT", has been set to allow individual analysis of the results for the three converters and the centralized storage of the PVZEN.

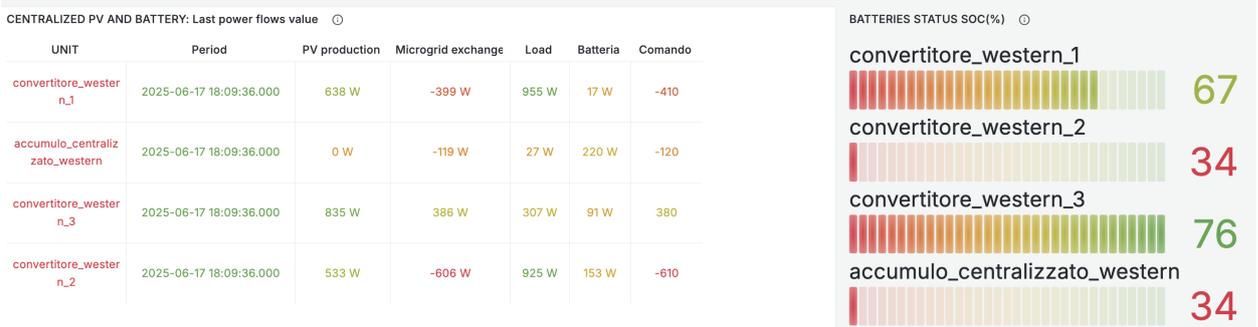


Figura 3.4: Pannello di monitoraggio delle potenze e stato delle batterie per tutte le unità.

- Flussi di potenza (Power Flow):** un grafico a linee di tipo *Time Series* rappresenta l'andamento della potenza nel tempo, distinguendo la produzione fotovoltaica, il consumo, i flussi della batteria (positivi in carica, negativi in scarica), e lo scambio con la rete per la singola unità che può essere scelta tramite variabile dinamica. Questa vista consente di identificare rapidamente i momenti di equilibrio energetico, surplus o deficit.



Figura 3.5: Andamento temporale della produzione, del consumo e dello stato di carica per la singola unità selezionata.

- Confronto tra le unità:** è presente anche una sezione di confronto fra tutte le unità, utile per valutare il comportamento relativo di ciascun convertitore e dell'accumulo centralizzato, in termini di potenza generata, carico sostenuto, energia immessa o prelevata dalla rete e attività delle batterie.

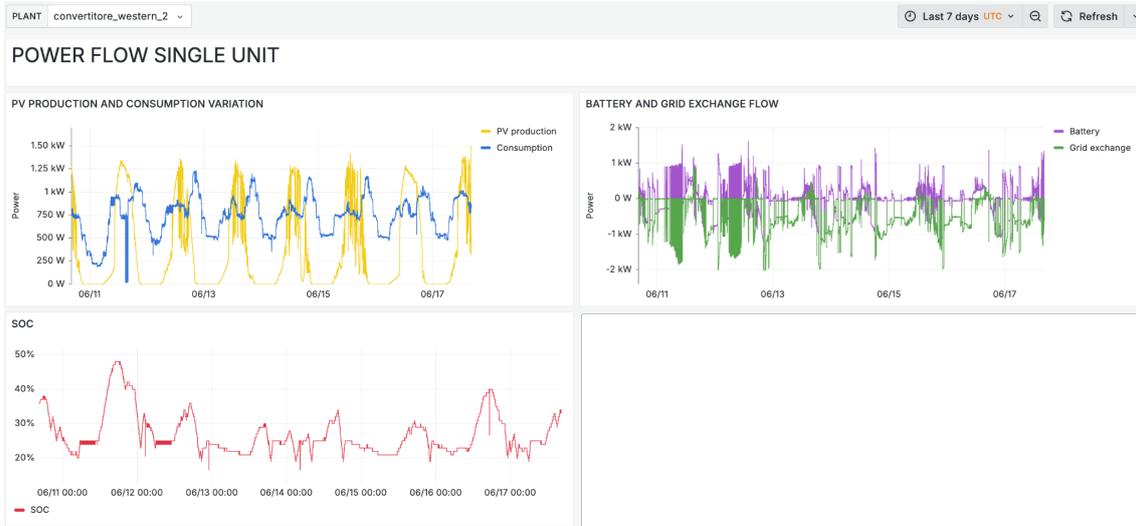


Figura 3.6: Andamento temporale della produzione, del consumo e dello stato di carica (SOC) per l'unità selezionata.

- **Stato della batteria e SOC:** una sezione è dedicata allo stato della batteria, con grafici separati che mostrano l'andamento del SOC nel tempo, la potenza in carica/scarica e la corrente massima in ingresso e uscita.



Figura 3.7: Confronto tra gli andamenti temporali di SOC e Battery Charge

- **Analisi energetica giornaliera:** grafici a barre mostrano i flussi energetici aggregati degli ultimi 7 giorni. Per ciascun giorno vengono rappresentati i valori di consumo, produzione fotovoltaica, carica/scarica della batteria e assorbimento/iniezione dalla rete. Una tabella riporta inoltre gli *indicatori di*

prestazione giornalieri, come *Self-Sufficiency* (SS) e *Self-Consumption* (SC), calcolati direttamente dal database.



Figura 3.8: Grafici di dettaglio: flussi energetici giornalieri, SC e SS per la singola unità.

3.5.2 Dashboard per la Comunità Energetica

La dashboard dedicata alla comunità energetica fornisce una panoramica sintetica ma completa del comportamento aggregato delle unità coinvolte (convertitori e accumulo centralizzato). I dati visualizzati provengono direttamente dalle tabelle comunitarie, nelle quali i valori delle variabili principali sono calcolati al netto degli scambi tra le singole unità. Questo approccio consente di analizzare in maniera accurata le prestazioni collettive della comunità nel suo complesso e fare il confronto con le singole unità.

La dashboard è organizzata in **sezioni tematiche**, ognuna delle quali rappresenta un aspetto chiave del comportamento energetico della comunità:

- **Monitoraggio istantaneo:** una tabella riporta anche in questa dashboard i valori più recenti di potenza istantanei (produzione PV, scambio con la rete, carichi, batteria) per ciascun nodo, affiancata da una visualizzazione dello *State of Charge* (SOC) delle batterie dell'intero sistema.
- **Prestazioni aggregate:** vengono riportati i flussi e gli indicatori aggregati per la comunità su base temporale (giornaliera, settimanale, mensile e annuale). Le metriche includono consumo, produzione, assorbimento e iniezione netti, *Self-Sufficiency* (SS), *Self-Consumption* (SC), *Energia Condivisa* e *Energia Autoconsumata*.

3.5 – Visualizzazione e Monitoraggio con Grafana

Energy flows and performance indicators, comparison between four units and community, yesterday

Giorno	Convertitore	Consumption	PV production	Grid absorption	Grid injection	SS	SC
2025-06-16 00:00:00.000	convertitore_western_1	17.3 kWh	18.4 kWh	0 kWh	4.00 kWh	100.0%	94.4%
2025-06-16 00:00:00.000	convertitore_western_2	18.2 kWh	10.2 kWh	0 kWh	327 Wh	100.0%	179%
2025-06-16 00:00:00.000	convertitore_western_3	9.29 kWh	19.3 kWh	0 kWh	9.62 kWh	100.0%	48.1%
2025-06-16 00:00:00.000	accumulo_centralizzato_western	798 Wh	0 kWh	0 kWh	177 Wh	100.0%	
2025-06-16 00:00:00.000	Community	45.6 kWh	47.8 kWh	-22.1 kWh	14.5 kWh	51.5%	49.1%

Energy flows and performance indicators, comparison between four units and community, last month

Mese	Convertitore	CONSUMPTION	PV production	Grid absorption	Grid injection	SS	SC
2025-05-01 00:00:00.000	convertitore_western_1	115 kWh	269 kWh	0 kWh	137 kWh	100.0%	42.8%
2025-05-01 00:00:00.000	convertitore_western_2	350 kWh	213 kWh	0 kWh	4.75 kWh	100.0%	165%
2025-05-01 00:00:00.000	convertitore_western_3	389 kWh	391 kWh	0 kWh	99.8 kWh	100.0%	99.4%
2025-05-01 00:00:00.000	accumulo_centralizzato_western	23.3 kWh	0 kWh	0 kWh	13.8 kWh	100.0%	
2025-05-01 00:00:00.000	Community	878 kWh	874 kWh	-472 kWh	266 kWh	46.3%	46.5%

Figura 3.9: Confronto giornaliero e mensile dei flussi e degli indicatori energetici tra le singole unità e la comunità.

- **Flussi di potenza nel tempo:** grafici a linee mostrano l'andamento temporale dei principali flussi della comunità: produzione PV, consumo totale, assorbimento e iniezione verso la rete.



Figura 3.10: Andamenti potenze principali aggregati per la comunità

- **Flussi energetici aggregati:** grafici a barre permettono il confronto dei flussi energetici giornalieri per la comunità (consumo, produzione, assorbimento, iniezione, perdite).

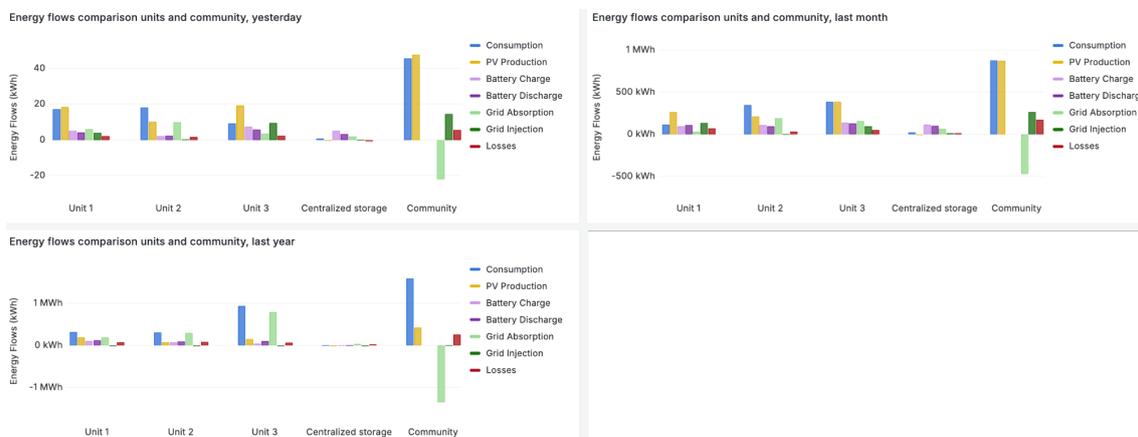


Figura 3.11: Confronto tra i flussi energetici delle unità e quelli della comunità, su tre scale temporali: giorno, mese e anno.

- **Confronto tra unità e comunità:** attraverso tabelle e grafici comparativi è possibile analizzare le differenze tra le prestazioni delle singole unità e quelle dell'intera comunità. Questo include indicatori come consumo, produzione, SC, SS, perdite, carica/scarica batteria.

UNITS POWER FLOW

In the following visualizations, it is possible to observe the power trends [W] of the individual units compared to those of the community.

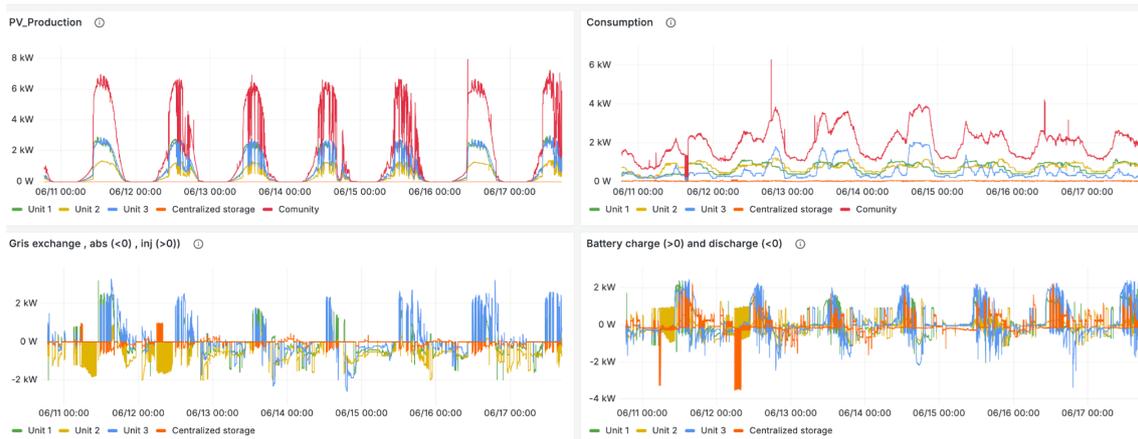


Figura 3.12: Andamento temporale della produzione, del consumo, dello scambio con la rete e delle operazioni sulle batterie per ciascuna unità e per l'intera comunità.

- **Confronto indicatori SS/SC:** infine, sono rappresentati graficamente i valori di *Self-Consumption* e *Self-Sufficiency* per ciascuna unità e per la comunità, su intervalli temporali distinti (giorno, mese, anno).



Figura 3.13: Confronto degli indicatori *Self-Sufficiency* e *Self-Consumption* su base giornaliera, mensile e annuale.

3.6 Analisi dei Risultati delle Dashboard

3.6.1 Osservazioni multi-temporali sulle unità

L'analisi dei dati energetici su scala giornaliera, settimanale, mensile e annuale consente di valutare la stabilità e le variazioni delle prestazioni delle tre unità. Nelle prossime sezioni vengono presentati e confrontati consumi, produzione fotovoltaica, scambi con la rete, autoconsumo e autosufficienza relativi a una giornata rappresentativa, una settimana tipo, l'intero mese di maggio 2025 e l'anno 2024. In questo modo è facile comprendere la coerenza operativa delle unità e la sensibilità stagionale.

Analisi Giornaliera E' stato preso in considerazione giorno 17/06/2025 e si osservano comportamenti piuttosto eterogenei:

- **Unità 1** ha un autoconsumo (SC) del 71.3% e una self-sufficiency (SS) pari al 69.2%, con produzione e consumo quasi bilanciati (17.0 kWh prodotti, 17.5 kWh consumati).
- **Unità 2** presenta un profilo più sbilanciato: 9.03 kWh di produzione a fronte di 19.1 kWh di consumo. Nonostante ciò, l'SC è elevato (74.4%) mentre l'SS scende al 35.1%.
- **Unità 3** mostra il comportamento più efficiente in ottica di autosufficienza (SS = 86.3%), pur con un SC limitato al 38.5%, evidenziando una produzione eccedente rispetto al consumo immediato.

Tabella 3.2: Confronto giornaliero (17/06/2025) tra le tre unità

Unità	Cons.	PV Prod.	Grid Abs.	Grid Inj.	ESC	SS	SC
<i>Unità di misura</i>	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[%]	[%]
Unità 1	17.5	17.0	4.90	2.27	12.1	69.2%	71.3%
Unità 2	19.1	9.03	12.3	0.02	6.72	35.1%	74.4%
Unità 3	7.79	17.4	0.76	7.47	6.72	86.3%	38.5%

Analisi Settimanale E' presa in considerazione una settimana campione di giugno, che va dal 09/06/2025 al 16/06/2025, e si notano tendenze più consolidate:

- L'**Unità 1** mantiene un buon equilibrio tra SC (60.9%) e SS (71.0%), grazie a una produzione superiore al consumo.
- L'**Unità 2** ha ancora un alto SC (76.9%) ma una SS molto bassa (38.3%), dovuta alla necessità di integrare notevolmente con la rete (71.3 kWh assorbiti).
- L'**Unità 3** si comporta in modo equilibrato, con SC = 58.2% e SS = 69.6%.

Tabella 3.3: Confronto settimanale tra le tre unità (09/06–16/06/2025)

Unità	Cons.	PV Prod.	Grid Abs.	Grid Inj.	ESC	SS	SC
<i>Unità di misura</i>	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[%]	[%]
Unità 1	95.3	111.0	26.3	30.2	67.6	71.0%	60.9%
Unità 2	117.0	58.2	71.3	1.24	44.7	38.3%	76.9%
Unità 3	96.3	115.0	28.2	33.8	67.0	69.6%	58.2%

Analisi Mensile Il mese in questione è il mese di maggio, dal 01/05/2025 al 31/05/2025:

- L'**Unità 1** evidenzia una forte eccedenza di produzione (269 kWh) rispetto al consumo (115 kWh), ma solo il 27.7% è autoconsumata, con SS al 64.8%.
- L'**Unità 2** continua a massimizzare l'uso della propria energia (SC = 71.3%), ma resta dipendente dalla rete (SS = 43.4%).
- L'**Unità 3** risulta quasi bilanciata (produzione e consumo circa 390 kWh) con valori simili e consistenti di SC e SS (entrambi intorno al 57%).

Tabella 3.4: Confronto mensile tra le tre unità (Maggio 2025)

Unità	Cons.	PV Prod.	Grid Abs.	Grid Inj.	ESC	SS	SC
<i>Unità di misura</i>	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[%]	[%]
Unità 1	115.0	269.0	37.4	137.0	74.7	64.8%	27.7%
Unità 2	350.0	213.0	195.0	4.75	152.0	43.4%	71.3%
Unità 3	389.0	391.0	161.0	99.8	224.0	57.7%	57.3%

Analisi Annuale Sul lungo periodo è stato scelto l'anno 2024 ed emergono effetti stagionali:

- **Unità 1:** la produzione è inferiore al consumo annuo (200 kWh vs 320 kWh), eppure la SS risulta alta (38.5%), mentre l'SC rimane stabile (61.8%).
- **Unità 2:** ha il peggior indicatore SS (3.44%), dovuto a un grande gap tra consumo (316 kWh) e produzione (76.9 kWh). L'SC scende drasticamente al 14.1%.
- **Unità 3:** presenta l'SC più elevato di tutte le unità (92.6%), ma una SS molto bassa (15.3%), il che indica grande efficienza d'uso della produzione disponibile, pur insufficiente per coprire il fabbisogno.

Tabella 3.5: Confronto annuale tra le tre unità (dal 01/01/2024)

Unità	Cons.	PV Prod.	Grid Abs.	Grid Inj.	ESC	SS	SC
<i>Unità di misura</i>	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[%]	[%]
Unità 1	320.0	200.0	193.0	4.54	123.0	38.5%	61.8%
Unità 2	316.0	76.9	302.0	0.99	10.9	3.44%	14.1%
Unità 3	943.0	156.0	798.0	1.28	144.0	15.3%	92.6%

La combinazione di analisi a breve e lungo termine permette di identificare criticità strutturali (come il basso SS annuo di Unità 2) e buone pratiche (come l'ottimo SC dell'Unità 3). Queste osservazioni supportano l'idea di ottimizzare i carichi, migliorare la sincronizzazione produzione-consumo e, se possibile, potenziare la capacità di accumulo per massimizzare l'autosufficienza locale.

3.6.2 Analisi grafica settimanale dei flussi energetici

Per comprendere in modo più immediato il comportamento dinamico delle unità, sono stati analizzati i flussi di potenza relativi ad una settimana, tra il 12 e il 18 giugno. I grafici riportano l'andamento temporale della potenza di consumo (blu), produzione fotovoltaica (giallo), scambio con la rete (verde) e flusso di batteria (arancione).



Figura 3.14: Flussi di potenza – Convertitore 1 (12–18 giugno)

Convertitore 1 Si osservano picchi giornalieri di produzione fotovoltaica superiori a 3 kW nelle ore centrali. Il consumo risulta stabile ma inferiore alla generazione durante il giorno, determinando l'attivazione della batteria e, successivamente, l'esportazione in rete. L'energia in eccesso, non sempre immagazzinata o autoconsumata, indica una potenziale inefficienza di sfruttamento della produzione.

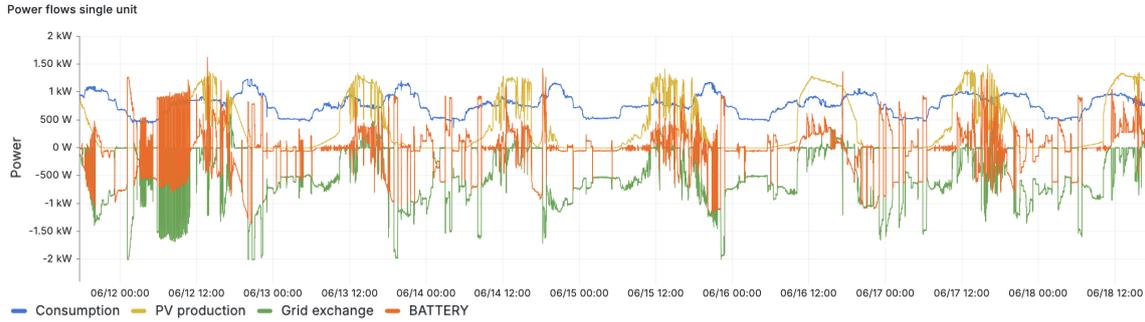


Figura 3.15: Flussi di potenza – Convertitore 2 (12–18 giugno)

Convertitore 2 Il profilo di carico risulta più frammentato e spesso superiore alla produzione disponibile. La batteria opera con potenze inferiori rispetto all’unità 1 e si notano più frequenti assorbimenti dalla rete, a conferma della minor autosufficienza. L’autoconsumo rimane comunque elevato, poiché la produzione viene in gran parte utilizzata localmente.



Figura 3.16: Flussi di potenza – Convertitore 3 (12–18 giugno)

Convertitore 3 Questa unità mostra, invece, un comportamento più bilanciato. Produzione e consumo risultano quasi sovrapposti, mentre la batteria interviene costantemente per compensare sbilanciamenti temporali. Il flusso di scambio con la rete è più dinamico ma ben distribuito.

Nel complesso, i grafici confermano le evidenze quantitative raccolte nelle tabelle. Il convertitore 1 ha una produzione abbondante ma sotto-sfruttata; il convertitore 2 massimizza l’autoconsumo ma dipende fortemente dalla rete; il convertitore 3 ottiene un buon equilibrio grazie a un profilo di carico più coerente con la produzione. La lettura visiva consente di comprendere a colpo d’occhio il comportamento energetico e il ruolo del sistema di accumulo in ciascun caso.

3.6.3 Analisi dello stato di carica delle batterie

Oltre ai flussi energetici, è stata analizzata anche il funzionamento delle batterie attraverso il SOC (State of Charge) e la potenza associata ai cicli di carica/scarica.

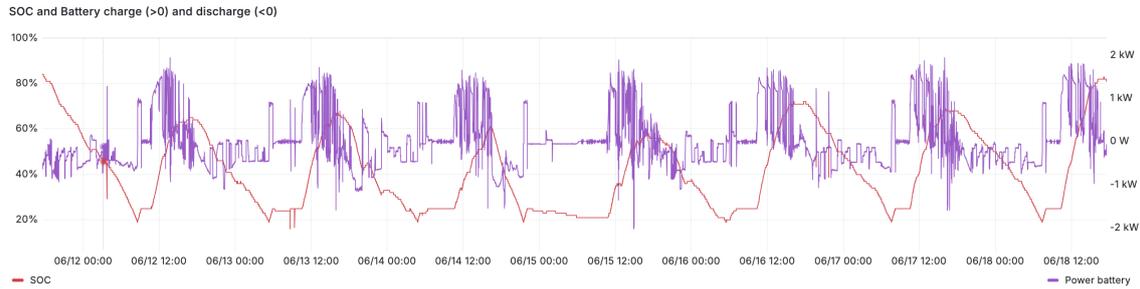


Figura 3.17: SOC e potenza batteria – Convertitore 1 (12–18 giugno)

Convertitore 1 La batteria viene utilizzata in modo regolare e ben coordinato con la generazione fotovoltaica. Il SOC varia tra il 20% e l’80%, mostrando un ciclo giornaliero stabile. La potenza di carica e scarica segue i profili produttivi e di carico, con buone prestazioni di accumulo e rilascio.

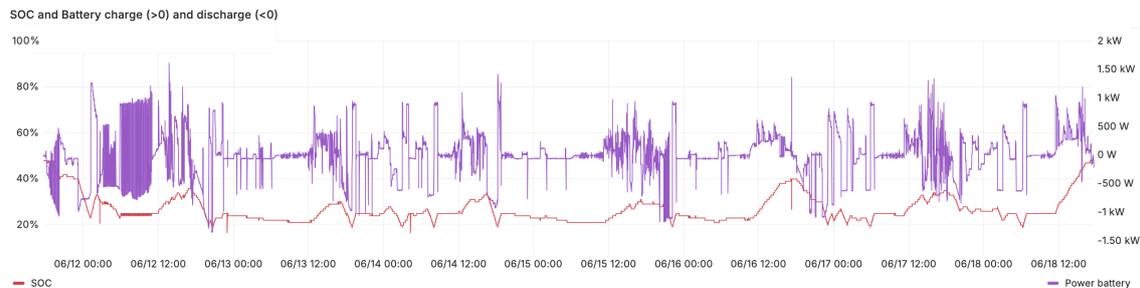


Figura 3.18: SOC e potenza batteria – Convertitore 2 (12–18 giugno)

Convertitore 2 Il SOC risulta spesso limitato, con una banda operativa tra il 10% e il 60%. La batteria non raggiunge mai la piena carica, la potenza risulta inferiore rispetto agli altri convertitori, evidenziando un uso meno incisivo dell’accumulo.



Figura 3.19: SOC e potenza batteria – Convertitore 3 (12–18 giugno)

Convertitore 3 Il convertitore 3 mostra un utilizzo particolarmente efficace dell’accumulo. Il SOC copre tutta la gamma operativa (10–100%) e la batteria interviene attivamente sia in carica che in scarica, con potenze anche superiori a 2 kW. Questo comportamento riflette una buona sincronizzazione con la generazione locale

e i carichi.

L'analisi dei grafici SOC conferma le differenze operative già evidenziate nei flussi energetici: il convertitore 3 risulta il più performante dal punto di vista dell'utilizzo della batteria, seguito dal convertitore 1. Il convertitore 2, invece, mostra una batteria sottoutilizzata, coerente con una minore produzione disponibile.

3.6.4 Confronto giornaliero dei flussi energetici

Per finire l'analisi settimanale sono stati raccolti i flussi energetici giornalieri relativi a ciascuna unità. Gli istogrammi seguenti mostrano per ogni giorno, per una settimana di giugno, il contributo di ciascuna componente: consumo, produzione fotovoltaica, carica e scarica della batteria, assorbimento e immissione in rete.

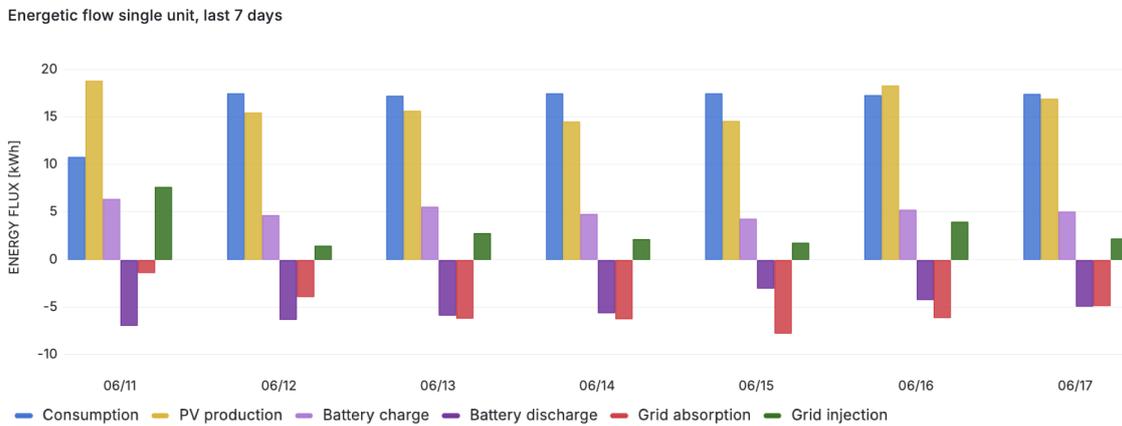


Figura 3.20: Flussi energetici giornalieri – Convertitore 1 (11–17 giugno)

Convertitore 1 La produzione fotovoltaica risulta generalmente abbondante, eccedendo il consumo in più giorni. Ciò consente una regolare carica della batteria (barre viola positive) e frequente iniezione in rete (barre verdi).

Energetic flow single unit, last 7 days

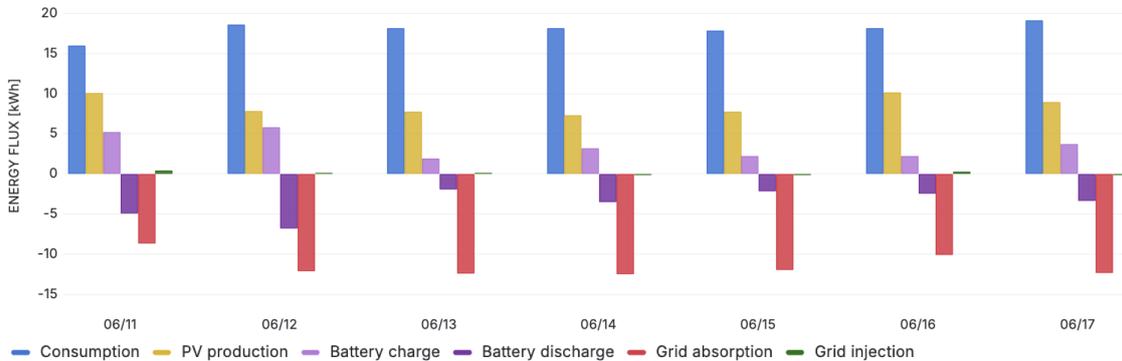


Figura 3.21: Flussi energetici giornalieri – Convertitore 2 (11–17 giugno)

Convertitore 2 Il consumo risulta sistematicamente superiore alla produzione fotovoltaica. L'assorbimento dalla rete è dominante e l'energia immessa in rete è praticamente nulla. Questo comportamento conferma una forte dipendenza dalla rete e un utilizzo limitato delle batterie.

Energetic flow single unit, last 7 days

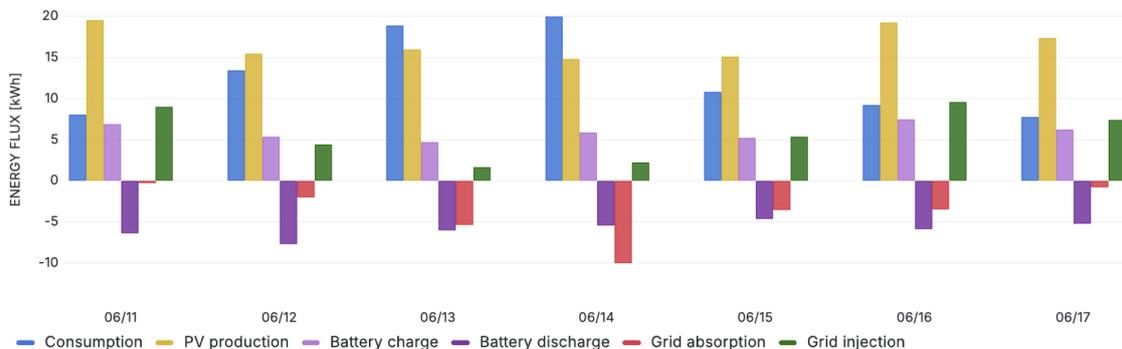


Figura 3.22: Flussi energetici giornalieri – Convertitore 3 (11–17 giugno)

Convertitore 3 Questa unità mostra il comportamento più equilibrato, con giornate in cui la produzione FV è superiore al consumo (11, 16, 17 giugno) e altre in cui avviene l'opposto. L'accumulo viene impiegato in modo regolare, mentre lo scambio con la rete appare più bilanciato. L'unità risulta efficiente e dinamica nel gestire i flussi.

Il comportamento dei convertitori conferma quanto emerso in precedenza:

- Il **convertitore 1** genera energia in eccesso, ma non riesce sempre ad auto-consumare.

- Il **convertitore 2** consuma più di quanto produca e resta dipendente dalla rete.
- Il **convertitore 3** presenta il comportamento più equilibrato, con un buon utilizzo sia dell'energia prodotta localmente sia dell'accumulo.

3.6.5 Analisi aggregata della comunità energetica

Per valutare l'efficacia complessiva della comunità energetica, sono stati analizzati i flussi energetici aggregati nel tempo e gli indicatori di prestazione riferiti a diversi intervalli temporali. L'obiettivo è evidenziare il grado di autosufficienza, autoconsumo e il ruolo della condivisione tra le unità.

In seguente Time series mostra gli andamenti dei flussi energetici della comunità, quindi la relazione tra le unità al netto degli scambi energetici, per una settimana di giugno.

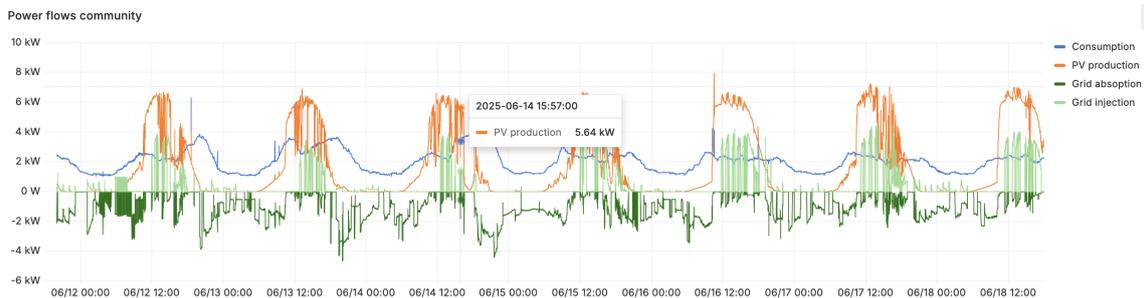


Figura 3.23: Flussi di potenza aggregati – Comunità energetica (12–18 giugno)

Osservazioni sull'aggregazione di potenza Dal grafico emergono alcuni comportamenti significativi:

- La produzione fotovoltaica aggregata (arancione) è abbondante, con picchi che superano i 6 kW nelle ore centrali.
- Il profilo di consumo (blu) è più livellato rispetto alle singole unità, segno di una distribuzione più omogenea della domanda.
- I flussi con la rete (verde) mostrano periodi di iniezione intensa (barre sopra lo zero) durante il giorno, e assorbimento (barre sotto lo zero) nelle ore notturne.

Tabella 3.6: Indicatori energetici aggregati per la comunità

Periodo	Cons. [kWh]	Prod. PV [kWh]	Grid Abs. [kWh]	ESC [kWh]	SS [%]	SC [%]	Energ. Cond. [kWh]
Ieri	52.8	41.4	12.2	29.9	56.7	72.4	10.7
Ultima Settimana	171	177	38.3	115	66.8	64.8	18.6
Ultimo Mese	1130	1030	300	589	52.1	57.4	242
Ultimo Anno	1600	432	1330	251	15.7	58.2	15.5
Anno Corrente	4010	3560	1380	1740	43.4	48.9	887

Analisi degli indicatori

- **Self-Consumption (SC)**: la quota di energia prodotta e consumata localmente varia da un massimo del 72,4% (*Ieri*) a un minimo del 48,9% (*Anno Corrente*), con valori intermedi del 64,8% (*Ultima Settimana*) e del 57,4% (*Ultimo Mese*). Ciò indica una solida capacità di autoconsumo su periodi brevi, che tende però a ridursi su orizzonti temporali più lunghi.
- **Self-Sufficiency (SS)**: la capacità di coprire il fabbisogno con la produzione FV si attesta al 56,7% (*Ieri*), raggiunge il 66,8% nell' *Ultima Settimana*, per poi scendere al 52,1% (*Ultimo Mese*) e al 15,7% (*Ultimo Anno*). Questo andamento riflette la stagionalità dell'irraggiamento e le variazioni della domanda.
- **Energia condivisa**: i valori positivi – da 10,7 kWh (*Ieri*) fino a 887 kWh (*Anno Corrente*) – indicano il surplus netto di produzione redistribuito all'interno della comunità. In particolare, i 242 kWh del *Ultimo Mese* e gli 887 kWh del periodo annuale evidenziano l'importanza del bilanciamento energetico interno.

3.6.6 Confronto tra comunità e singole unità

All'interno della *community dashboard* è presente una sezione dedicata al confronto diretto tra le singole unità e la comunità nel suo insieme. Questa sezione consente di visualizzare, in un unico pannello, l'andamento temporale dei principali flussi energetici (consumo, produzione fotovoltaica, scambi con la rete e gestione delle batterie) per ciascun convertitore, affiancandoli ai valori aggregati della comunità.

L'obiettivo di tale confronto è evidenziare le differenze nei comportamenti energetici delle varie unità, analizzare il contributo relativo alla comunità e valutare l'efficacia dell'approccio cooperativo rispetto alla gestione individuale.

Tabella 3.7: Confronto tra le unità e la comunità – dati mensili

Convertitore	Cons. [kWh]	Prod. PV [kWh]	Grid Abs. [kWh]	Grid Inj. [kWh]	SS [%]	SC [%]
Unità 1	115	269	0	137	64.8	27.7
Unità 2	350	213	0	4.75	43.4	71.3
Unità 3	389	391	0	99.8	57.7	57.3
Accumulo Centr.	23.3	0	0	13.8	-191	0
Comunità	878	874	-472	266	46.3	46.5

L'unità 1 presenta il più alto grado di autosufficienza (SS = 64.8%), ma il valore di autoconsumo (SC = 27.7%) indica che una parte rilevante dell'energia prodotta non viene consumata localmente. Al contrario, l'unità 2 mostra il miglior autoconsumo (SC = 71.3%) a fronte di una produzione inferiore al proprio fabbisogno. L'unità 3 si distingue per un profilo ben bilanciato, con valori simili di produzione e consumo. L'accumulo centralizzato, in quanto nodo di accumulo, non ha consumo diretto. La comunità aggregata raggiunge valori intermedi (SS = 46.3%, SC = 46.5%), rappresentando una media pesata dei comportamenti delle unità.

Confronto visivo dei flussi energetici

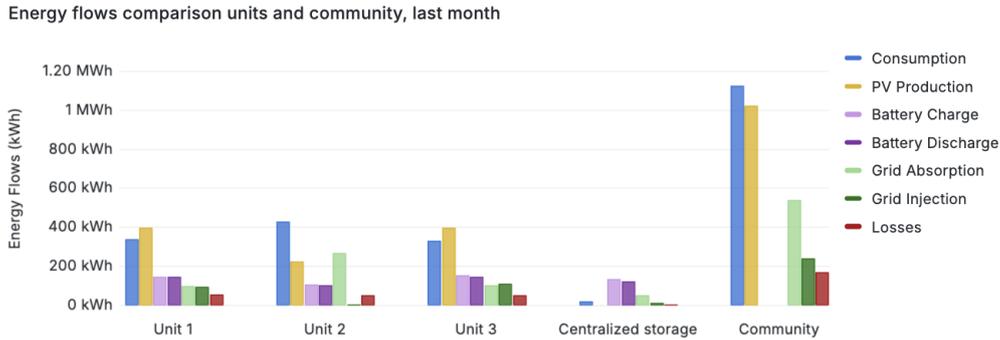


Figura 3.24: Istogramma mensile dei flussi energetici: confronto tra singole unità e comunità.

Dall'istogramma si osserva come l'unità 1 generi molta più energia rispetto al proprio consumo, mentre la 2 presenta una produzione modesta ma consumata in gran parte localmente. L'unità 3 è caratterizzata da un'equilibrata corrispondenza tra produzione e fabbisogno. Lo storage si evidenzia per i flussi di carica e scarica, mentre la comunità risulta la somma dei profili locali.

Confronto degli indicatori di prestazione

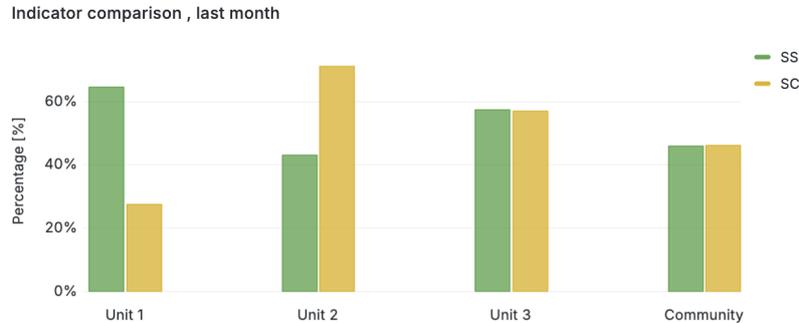


Figura 3.25: Indicatori di autosufficienza (SS) e autoconsumo (SC) – mese corrente.

Gli indicatori SS e SC mostrano rispettivamente le principali strategie energetiche. L'unità 2 eccelle nell'autoconsumo, mentre la 1 si distingue per l'autosufficienza. La comunità, aggregando i comportamenti, riesce a livellare le prestazioni ottenendo valori moderati, con potenziale beneficio in termini di stabilità e affidabilità generale.

L'analisi per diverse aggregazioni temporali per le tre unità fotovoltaiche ha evidenziato le differenti capacità lavorative delle singole e i risultati degli indicatori di prestazione energetica per l'intera comunità tenendo conto dei cambi energetici. Le unità si distinguono per efficienza di autoconsumo, grado di autosufficienza e uso dell'accumulo, mostrando come l'integrazione e la cooperazione tra i membri consenta di ottenere un bilanciamento collettivo più stabile ed efficace. I dati aggregati confermano il ruolo strategico della comunità energetica nell'ottimizzare risorse locali e migliorare l'autonomia dal sistema elettrico tradizionale.

Capitolo 4

Monitoraggio Anomalie e Alerting in Grafana

Per individuare tempestivamente guasti, degradi, anomalie o condizioni operative non ottimali che possono risultare pericolose o dannose nell'impianto fotovoltaico è necessario, oltre al continuo monitoraggio delle prestazioni d'impianto, un sistema di localizzazione di allerta. L'integrazione di Grafana come piattaforma di visualizzazione non solo consente il monitoraggio ma anche di trasformare i dati di performance in notifiche automatiche di alerting, riducendo i tempi di intervento e ottimizzando la manutenzione.

In particolare, un sistema di alerting ben progettato dovrebbe offrire:

- **Visibilità in tempo reale:** dashboard aggiornate ogni minuto che consentono di avere sempre sotto controllo la produzione, lo stato di carica delle batterie (SOC), i principali indicatori di performance e le altre metriche di interesse.
- **Rilevazione proattiva di anomalie:** attraverso soglie personalizzate e modelli statistici è possibile segnalare rapidamente deviazioni rispetto al comportamento passato, come cadute improvvise di potenza o variazioni anomale del State Of Charge del sistema di accumulo.
- **Riduzione dei tempi di fermo:** notifiche immediate via email verso sistemi SCADA che permettono agli operatori di intervenire prima che piccoli problemi diventino guasti critici.
- **Analisi storica e trend:** Grafana conserva i dati nel tempo, offrendo strumenti di analisi dei trends e la possibilità di effettuare comparazioni periodiche per valutare l'efficacia delle azioni correttive e la degradazione a lungo termine dei componenti.
- **Adattabilità e scalabilità:** nuove regole di alert possono essere aggiunte in qualsiasi momento, e la piattaforma supporta facilmente l'estensione a nuovi sensori o impianti remoti.

La sezione che segue descrive i principali casi d'uso e le metriche adottate per garantire un monitoraggio efficace, nonché un esempio completo di configurazione di alert in Grafana per il monitoraggio dello stato di carica della batteria (SOC).

4.1 Principi del Condition Monitoring

Il *condition monitoring* rappresenta l'insieme delle attività volte a osservare continuamente le grandezze operative dell'impianto fotovoltaico, al fine di identificare tempestivamente anomalie e condizioni di funzionamento non ottimali. Gli indicatori fondamentali includono la produzione oraria (kWh), il Performance Ratio (PR) e lo Stato di Carica (SOC) delle batterie, ma è altrettanto importante monitorare grandezze elettriche quali corrente, tensione degli inverter e la temperatura delle celle.

Per garantire un'accurata rilevazione delle anomalie, i dati devono essere acquisiti con una frequenza adeguata e sottoposti a un pre-processing che elimina valori mancanti o spurie tramite interpolazione e tecniche di smoothing. È spesso utile normalizzare le misure rispetto alle condizioni ambientali, come ad esempio in funzione della temperatura o dell'irraggiamento, per evitare falsi allarmi derivanti da variazioni meteorologiche.

Le anomalie si rilevano impiegando due approcci principali:

- **Soglie statiche:** valori prefissati oltre i quali scatta un'allerta.
- **Modelli dinamici:** basati su statistiche mobili e tecniche di analisi dei dati per individuare deviazioni dal comportamento storico.

Il condition monitoring, inoltre, non si ferma alla semplice segnalazione delle anomalie, ma include un *feedback loop* di miglioramento continuo. L'analisi storica delle metriche permette di ridefinire periodicamente soglie e modelli, valutando l'efficacia delle azioni correttive e aggiornando le regole di alerting per adattarle alle evoluzioni dell'impianto e alle condizioni ambientali. Questo approccio garantisce una manutenzione sempre più predittiva e attiva, massimizzando l'affidabilità e l'efficienza operativa dell'impianto nel lungo termine.

4.1.1 Architettura di Alerting in Grafana

La Figura 4.1 sintetizza l'architettura di alerting implementata per il monitoraggio su Grafana:



Figura 4.1: Flusso di dati per alerting in Grafana: dal data source alle notifiche.

1. Data Source (MySQL)

Tutti i dati di performance — serie storiche dei flussi energetici, potenza DC/AC, irradianza, Performance Ratio (PR) — sono archiviati in un database MySQL.

2. Grafana: Dashboard e Alert Rules

- *Dashboard*: pannelli Time Series e Gauge visualizzano in tempo reale e in forma storica delle metriche estratte da MySQL.
- *Alert Rules*: regole di alerting configurate su Grafana, che consentono di:
 - selezionare la metrica da monitorare e l’intervallo temporale di aggregazione (es. media o massimo su N minuti);
 - definire la condizione di soglia o l’espressione logica da soddisfare;
 - impostare un periodo di “for” durante il quale la condizione deve persistere prima di generare l’alert.

3. Notifiche

Quando un’alert rule entra in stato di *firing*, Grafana invia automaticamente una notifica attraverso uno o più canali:

- *Email*, con riepilogo della metrica interessata e del valore rilevato.
- *Telegram*, via webhook personalizzato per garantire segnalazioni immediate su dispositivi mobili.

Questa architettura assicura un flusso continuo di raccolta dati, analisi e intervento, riducendo i tempi di fermo e migliorando la gestione proattiva dell’impianto.

4.2 Alerting sullo Stato di Carica (SOC) delle Batterie

In questa sezione descriviamo il sistema di alerting impostato in Grafana per monitorare lo *State of Charge* (SOC) delle batterie e garantire che rimanga sempre all’interno dell’intervallo operativo sicuro.

4.2.1 Intervallo operativo e implicazioni

Il mantenimento del SOC all'interno di un intervallo definito è fondamentale per garantire sia la sicurezza che la buona vita del sistema di accumulo. In particolare, si fa riferimento ai seguenti limiti operativi:

- **SOC < 20%:** Quando il SOC scende al di sotto del 20%, si incorre in scariche profonde che possono provocare fenomeni di metal-plating e danneggiamento irreversibile delle celle. Il *Depth of Discharge* (DoD), definito come

$$\text{DoD} = 100\% - \text{SOC} \quad (4.1)$$

supera quindi l'80%, riducendo drasticamente il numero di cicli di vita garantiti dalla batteria e aumentando il rischio di guasti prematuri.

- **20% ≤ SOC ≤ 80%:** Questo intervallo è considerato ottimale per la maggior parte delle chimiche al litio. Mantenerlo consente di limitare sia il DoD sia lo stress elettrochimico, massimizzando il numero di cicli utilizzabili. Dal punto di vista dell'energia disponibile, l'area sotto la curva $\text{SOC}(t)$ in questo range rappresenta la porzione di capacità effettiva utilizzabile in sicurezza.
- **SOC > 80%:** Oltre l'80%, la batteria entra in fase di sovraccarico. In questa condizione la tensione di cella tende a salire rapidamente, accelerando i fenomeni di degradazione come la crescita di film solidi (SEI) e la perdita di materiale attivo. Inoltre, un SOC eccessivamente alto riduce la capacità di assorbire ulteriori picchi di produzione fotovoltaica, rendendo inefficiente il bilanciamento tra generazione e accumulo.

In fase di progetto e gestione operativa, questi vincoli vengono tradotti in:

1. *Strategie di carica/scarica:* definizione di profili di carica che evitino di portare la batteria oltre i limiti 20–80%, utilizzando curve di corrente controllata e fasi di tapering in fine ciclo.
2. *Controllo termico:* mantenimento della temperatura delle batterie in un range ottimale (tipicamente 15–35 °C) per evitare che condizioni estreme accentuino i danni derivanti da SOC fuori range.
3. *Monitoraggio predittivo:* analisi continua del trend di SOC insieme ad altri parametri (temperatura, corrente di picco) per prevedere e prevenire situazioni critiche prima che si manifestino operativamente.

L'adozione di queste linee guida consente di ottenere un'elevata efficienza di sistema, riduce il costo totale di esercizio dovuto a sostituzioni premature e assicura un funzionamento affidabile nel lungo termine.

4.2.2 Regole di Alerting in Grafana

Sono state configurate in Grafana delle *alert rules* specifiche per ciascuno dei tre convertitori, volte a controllare lo *State of Charge* (SOC) medio in finestre di 10 minuti. Se lo State Of Charge esce dall'intervallo operativo [20 %, 80 %] per almeno 10 minuti, l'allerta entra in stato *firing* e viene automaticamente inviata una notifica sia via e-mail sia tramite un bot Telegram.

Dettagli della regola

- **Metrica monitorata:** media del campo `battery_soc` filtrato per il convertitore di interesse (`converter="n"`).
- **Finestra di aggregazione:** 10 minuti, per brevi transitori e ridurre i falsi allarmi.
- **Condizione di soglia:**
 - `< 20 %` → condizione di *scarica profonda* (`severity = critical`).
 - `> 80 %` → condizione di *sovraccarico* (`severity = warning`).
- **Periodo di “for”:** 10 minuti continui di condizione verificata prima di generare l'allert.
- **Canali di notifica:**
 - *E-mail:* messaggio con summary, descrizione e link diretto alla dashboard Grafana.
 - *Telegram:* invio tramite webhook a un canale dedicato, per garantire segnalazioni immediate su smartphone.

Schema generico delle regole

```
ALERT SOC_Low_Converter_n
  IF avg(battery_soc{converter="n"}[10m]) < 20
  FOR 10m
  LABELS { severity="critical", converter="n" }
  ANNOTATIONS {
    summary="SOC < 20% su Converter n",
    description="SOC medio ultimi 10m: {{ $value }}%"
  }
}
```

```
ALERT SOC_High_Converter_n
  IF avg(battery_soc{converter="n"}[10m]) > 80
  FOR 10m
  LABELS { severity="warning", converter="n" }
  ANNOTATIONS {
```

```
summary="SOC > 80% su Converter n",
description="SOC medio ultimi 10m: {{ $value }}%"
}
```

Flusso di notifica

1. Grafana esegue la query di valutazione ogni minuto e calcola la media del SOC su 10 minuti.
2. Se la condizione di soglia persiste per almeno 10 minuti, l'alert passa in stato *firing*.
3. Il sistema invia simultaneamente:
 - Un'e-mail al team operativo con i dettagli del convertitore, il valore medio e un link al grafico SOC.
 - Un messaggio Telegram nel canale dedicato, contenente summary e valore misurato, per interventi rapidi anche in mobilità.
4. Dopo l'intervento, lo storico degli alert viene aggiornato in Grafana e, se necessario, le soglie vengono riviste per ottimizzare la precisione del monitoraggio.

4.3 Benefici Operativi

- **Tempi di risposta ridotti:** le squadre tecniche ricevono notifiche immediate.
- **Prevenzione guasti:** individuazione precoce di anomalie impedisce danni a lungo termine.
- **Ottimizzazione manutenzione:** pianificazione basata sui dati reali anziché su calendari fissi.

Capitolo 5

Modelli di Riporto e Verifica dell'Irradianza Inclinata

Il passo successivo nell'analisi è quello di valutare le prestazioni effettive d'impianto, confrontare la produzione reale con produzione stimata ricavata su base di dati a consuntivo e previsionale a partire dell'irradianza sul piano orizzontale (GHI). Nei prossimi capitoli verranno, quindi stimate le produzioni in corrente continua (DC) ed alternata (AC), e altri indicatori di prestazioni come gli indicatori di errore e i Key Performance Indicators.

Per la stima dell'energia elettrica da impianto fotovoltaico non orizzontale è necessario conoscere il valore dell'irradianza per la superficie inclinata, essendo la radiazione solare la principale fonte di energia per un sistema fotovoltaico.

In questo capitolo vengono esaminati i metodi utilizzati per la stima dell'irradianza sulla superficie inclinata dell'impianto in esame, i cui pannelli hanno due diverse inclinazioni, angolo di azimut, che definisce l'orientamento rispetto al meridiano locale. Sono stati impiegati due modelli di riporto della radiazione solare sul piano inclinato che differiscono nel modo in cui vengono calcolate le componenti della radiazione solare.

Questi sono:

1. Il **modello isotropo** del cielo ideato da Liu e Jordan, in cui si assume una distribuzione uniforme delle radiazioni solari su tutto il cielo.
2. Il **modello anisotropo** del cielo proposto da Hay, Davies, Klucher e Reindl (HDKR), che invece tiene conto dell'effetto di un cielo non omogeneo, con una distribuzione di radiazione dipendente dall'angolo di elevazione del sole e dalla posizione del modulo fotovoltaico.

5.1 L'Irradianza Solare

L'irradianza solare è definita come la potenza del flusso di energia solare incidente su una certa superficie per l'unità di area, espressa in W/m^2 , ed è influenzata da

molteplici fattori, tra questi troviamo la posizione geografica, l'ora del giorno, la stagione, l'orientamento della superficie fotovoltaica e le condizioni atmosferiche. Nel caso degli impianti fotovoltaici, sapere effettivamente quanta energia colpisce la superficie è importante per capire quale sarà l'effettiva produzione dell'impianto.

5.1.1 Componente Diretta e Componente Diffusa

L'irradianza che incide su una qualsiasi superficie orizzontale è data dalla somma di due contributi:

- **Componente Diretta Normale** ($G_{\text{beam,norm}}$): la radiazione che arriva direttamente dal sole, senza essere perturbata, in funzione dell'angolo di incidenza θ .
- **Componente Diffusa Orizzontale** (G_{diff}): componente dispersa della radiazione nell'atmosfera a causa di nuvole o polveri, distribuita sulla superficie del cielo.

L'irradianza totale nel caso di un piano inclinato è data dalla somma di questi contributi, pesati in base a tilt, azimuth, albedo e da attenuazioni atmosferiche, ovvero occorre considerare una terza componente, la **componente riflessa** dal suolo o da superfici circostanti.

5.1.2 Misura su Piano Orizzontale

Le grandezze di base misurate su una superficie orizzontale e sul piano normale ai raggi solari sono:

- **Irradianza Globale Orizzontale** (GHI): somma della componente diretta proiettata sul piano orizzontale e di quella diffusa orizzontale:

$$GHI = G_{\text{diff}} + G_{\text{beam,norm}} \cos \theta_z \quad (5.1)$$

- **Irradianza Diffusa Orizzontale** (G_{diff}): radiazione solare diffusa dall'atmosfera, misurata su piano orizzontale.
- **Irradianza Diretta Normale** ($G_{\text{beam,norm}}$): componente diretta misurata su una superficie sempre perpendicolare ai raggi solari.
- **Angolo Zenitale** ($\cos \theta_z$): Poiché la componente diretta arriva lungo la retta solare, per proiettarla sul piano orizzontale si moltiplica per il coseno l'angolo zenitale del Sole, che altro non è che l'angolo formato dalla direzione dei raggi solari e la verticale locale.

5.1.3 Posizione Solare e Calcolo degli Angoli Solari

L'impianto sotto esame è costituita da unità fotovoltaiche inclinate ed è quindi necessario andare a determinare l'irradianza su un piano inclinato, per cui è necessario calcolare la posizione del Sole rispetto alla posizione geografica dell'impianto stesso. Tenendo conto quindi dell'ora locale e delle coordinate geografiche φ (latitudine) e λ (longitudine), si seguono questi passi per il calcolo:

1. **Angolo giorno** n da 1 a 365:

$$n = \text{day}(\text{time}, \text{'dayofyear'}) \quad (5.2)$$

2. **Declinazione solare** δ :

$$\delta = 23.45^\circ \sin\left(360^\circ \frac{284+n}{365}\right) \quad (5.3)$$

3. **Equazione del tempo** E (per la correzione delle ore solari):

$$B = \frac{360^\circ}{365} (n - 81), \quad (5.4)$$

$$E = 9.87 \sin(2B) - 7.53 \cos(B) - 1.5 \sin(B) \quad [\text{min}] \quad (5.5)$$

4. **Tempo solare vero** T_{sol} :

$$T_{\text{sol}} = \text{ORA}_{\text{locale}} + \frac{E + 4(\lambda_{\text{ref}} - \lambda)}{60} \quad (5.6)$$

5. **Angolo orario** ω :

$$\omega = 15^\circ (T_{\text{sol}} - 12) \quad (5.7)$$

6. **Angolo zenitale** θ_z :

$$\cos \theta_z = \sin \varphi \sin \delta + \cos \varphi \cos \delta \cos \omega \quad (5.8)$$

7. **Angolo di incidenza** θ su piano inclinato (β , azimut γ):

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta (\sin \varphi \cos \beta - \cos \varphi \sin \beta \cos \gamma) \\ & + \cos \delta (\cos \varphi \cos \beta \cos \omega + \sin \varphi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \sin \beta \sin \gamma \sin \omega) \end{aligned} \quad (5.9)$$

5.1.4 Stima dell'Irradianza Extraterrestre

Un'altra componente che entra in gioco nel calcolo dell'irradianza sul piano inclinato è l'irradianza extraterrestre, indicata con G_{extra} , che rappresenta la densità di potenza solare che raggiunge la sommità dell'atmosfera terrestre in assenza di

effetti di attenuazione dovuti a gas, polveri o nuvole.

Il riferimento “clear-sky” altro non è che il valore da cui si ricava il *clearness index* $K_t = GHI/G_{\text{extra}}$, fondamentale per la definizione dei parametri, sia le componenti diffuse che dirette, dell’irradiazione in diversi modelli di cielo.

La stima corretta di G_{extra} coinvolge un fattore correttivo basato sul giorno dell’anno, che tiene conto della fase orbitale del sole poiché la Terra non percorre un’orbita circolare ma leggermente ellittica, la distanza tra Terra e Sole varia durante tutto l’anno, causando periodicamente una variazione di circa il $\pm 3\%$ nell’energia extraterrestre ricevuta:

$$G_{\text{extra}}(n) = G_{\text{sc}} \times (1.00011 + 0.03422 \cos B + 0.00128 \sin B + 0.00071 \cos 2B + 0.00007 \sin 2B) \quad (5.10)$$

$$G_{\text{sc}} = 1367 \text{ W/m}^2 \quad (\text{costante solare}) \quad (5.11)$$

$$B = \frac{2\pi (n - 1)}{365} \quad (\text{angolo giorno}) \quad (5.12)$$

Questo tipo di approccio, che viene utilizzato in gran parte dei modelli di calcolo per le radiazioni solari, riesce a garantire che il valore di riferimento rifletta con accuratezza la variazione della posizione del sole ovvero quella stagionale. In particolare:

- In prossimità del perielio, ovvero quando la Terra è più vicina al Sole (inizio gennaio), G_{extra} raggiunge il suo massimo valore annuale, circa 1412 W/m^2 .
- Viceversa, a inizio luglio, scende attorno a 1321 W/m^2 .

In fase di calcolo dell’irradianza su piano inclinato, G_{extra} viene impiegata per correggere i valori di GHI e anche il coefficiente di chiarezza del cielo, che a sua volta influisce sulle componenti diretta e diffusa delle radiazioni solari.

5.1.5 Calcolo dell’Irradianza su Piano Inclinato

Per quanto riguarda la stima dell’irradianza inclinata, G_{tilt} , essa è data dalla somma di tre contributi:

1. $G_{\text{beam,norm}}$ (componente diretta normale);
2. G_{diff} (componente diffusa isotropa);

3. $GHI \rho$ (componente riflessa, albedo).

La formula generale è:

$$G_{\text{tilt}} = \underbrace{G_{\text{beam,norm}} R_b}_{\substack{\text{diretta} \\ \text{proiettata}}} + \underbrace{G_{\text{diff}} F_{\text{diffuse}}}_{\substack{\text{diffusa} \\ \text{isotropa}}} + \underbrace{GHI \rho F_{\text{ground}}}_{\substack{\text{riflessa} \\ \text{(albedo)}}}. \quad (5.13)$$

Dove:

- $R_b = \frac{\cos \theta_i}{\cos \theta_z}$ è il rapporto geometrico tra piano inclinato e orizzontale.
- $F_{\text{diffuse}} = \frac{1 + \cos \beta}{2}$ è il fattore di vista cielo per la componente diffusa.
- $F_{\text{ground}} = \frac{1 - \cos \beta}{2}$ è la frazione di suolo visibile dal pannello, con ρ coefficiente di albedo.

Come già detto, in alcuni approcci si include anche il termine di irradianza extraterrestre G_{extra} , che è utilizzato per correggere la distanza Terra–Sole in base al giorno dell’anno. Tuttavia, poiché non sempre questo dato è disponibile nei dataset GHI, il calcolo di G_{tilt} può prescindere da tale contributo.

L’obiettivo della stima dell’irradianza sul piano inclinato attraverso i modelli di riporto è calcolare l’irradianza in maniera più precisa possibile poichè la potenza generata è dipendente da G_{tilt} e anche dall’efficienza del modulo stesso. Si potrà così:

- Prevedere la produzione giornaliera, mensile e annuale nonchè quella stagionale.
- Ottimizzare tilt, azimuth e sistemi di tracking.
- Migliorare la gestione operativa e manutentiva dell’impianto.

5.2 Modelli di Irradianza

In questo lavoro sono stati usati due modelli di riporto, ma ne esistono molteplici. I due presi in esame differiscono principalmente per come viene presa in considerazione la componente diffusa:

- **Modello Isotropo (Liu e Jordan)**: assume che la radiazione diffusa provenga in modo uniforme da tutta la volta celeste.
- **Modello Anisotropo (Hay–Davies–Klucher–Reindl, HDKR)**: suddivide la componente diffusa in un contributo dovuto ad un alone luminoso attorno al disco solare e in un termine relativo al resto del cielo, tenendo conto dell’angolo di elevazione del sole.

5.2.1 Modello Isotropo (Liu e Jordan)

Il modello più semplice è quello adottato da Liu e Jordan che considera la radiazione diffusa uniforme su tutta la volta celeste. In questo modello, l'irradianza totale sulla superficie inclinata G_{tilted} è data dalla somma di tre componenti: la componente diretta, la componente diffusa (isotropa) e la componente riflessa dal suolo (albedo).

$$G_{\text{tilted}} = G_{\text{beam,tilted}} + G_{\text{diff,tilted}} + G_{\text{ground}} \quad (5.14)$$

Componente diretta inclinata:

$$G_{\text{beam,tilted}} = G_{\text{beam,norm}} \cdot \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} \quad (5.15)$$

dove

- $G_{\text{beam,norm}}$ è l'irradianza diretta normale (sulla superficie orizzontale).
- θ è l'angolo di incidenza tra i raggi solari e la superficie inclinata.
- θ_z è l'angolo zenitale (angolo tra il vettore solare e la verticale).

Componente diffusa inclinata (isotropa):

$$G_{\text{diff,tilted}} = G_{\text{diff}} \cdot \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \quad (5.16)$$

dove

- G_{diff} è la radiazione diffusa orizzontale.
- β è l'angolo di inclinazione del pannello.

Si fa questa precisazione perchè in questo modello si assume che la componente diffusa è uniforme per tutta la superficie del cielo, quindi la frazione di cielo vista dal piano inclinato è $\frac{1+\cos(\beta)}{2}$.

Componente riflessa dal suolo (albedo):

$$G_{\text{ground}} = GHI \rho \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \quad (5.17)$$

dove

- GHI è l'irradianza globale orizzontale.
- ρ è il coefficiente di albedo del suolo.
- $\frac{1-\cos(\beta)}{2}$ rappresenta la frazione di suolo “vista” dal pannello inclinato.

In sintesi:

$$G_{\text{tilted}} = G_{\text{beam,norm}} \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} + G_{\text{diff}} \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + G_h \rho \frac{1 - \cos(\beta)}{2}. \quad (5.18)$$

5.2.2 Modello Anisotropo (HDKR)

Nel modello anisotropo di Hay, Davies, Klucher e Reindl, l'irradianza sulla superficie inclinata è sempre data dalla somma dei tre contributi, ma in questo caso la parte diffusa è suddivisa in due frazioni, una frazione data dell'alone attorno al Sole e l'altra della restante porzione di cielo:

$$G_{\text{tilt}} = G_{\text{beam,tilted}} + G_{\text{diff,tilted}} + G_{\text{ground}}. \quad (5.19)$$

Per prima cosa si definiscono due nuovi parametri chiave:

$$A_i = \frac{G_{\text{beam,norm}}}{GHI} \quad (5.20)$$

$$f = \sqrt{\frac{G_{\text{beam,norm}}}{GHI}} \quad (5.21)$$

dove A_i , l'indice di anisotropia, che è la quota di radiazione diretta rispetto alla radiazione globale orizzontale, e f che modula l'intensità dell'alone circumsolare.

Componente diretta:

La componente diretta proiettata sul piano inclinato coincide con quella del modello isotropo:

$$G_{\text{beam,tilted}} = G_{\text{beam,norm}} R_b \quad (5.22)$$

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (5.23)$$

con θ angolo di incidenza e θ_z angolo zenitale.

Componente diffusa anisotropa:

La radiazione diffusa orizzontale G_{diff} è dato dal contributo di due fattori:

$$G_{\text{diff,tilted}} = G_{\text{diff}} \left[(1 - A_i) \underbrace{\frac{1 + \cos \beta}{2}}_{\text{frazione del cielo rimanente}} + A_i R_b \right] \times \underbrace{\left[1 + f \sin^3\left(\frac{\beta}{2}\right) \right]}_{\text{modulazione circumsolare}}. \quad (5.24)$$

dove:

- $\frac{1+\cos\beta}{2}$ è il *fattore di vista* della parte di cielo non centrata sul Sole.
- R_b applicato alla frazione A_i rappresenta l'alone solare.
- $\left[1 + f \sin^3\left(\frac{\beta}{2}\right) \right]$ intensifica l'effetto circumsolare in funzione del tilt β .

Componente riflessa (albedo):

La radiazione riflessa dal terreno rimane invariata come nel caso isotropo:

$$G_{\text{ground}} = GHI \rho \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (5.25)$$

con ρ coefficiente di albedo.

In sintesi, il modello HDKR è un modello che rende una stima migliore della componente diffusa grazie alla distinzione esplicita tra l'alone attorno al Sole e la restante parte del cielo e grazie anche alla modulazione del contributo circumsolare con il fattore f . Questo modello è particolarmente adatto per condizioni di cielo parzialmente nuvoloso e a basse altezze solari.

$$G_{\text{tilt}} = \underbrace{G_{\text{beam,norm}} R_b}_{G_{\text{beam,tilted}}} + \underbrace{G_{\text{diff}} \left[(1 - A_i) \frac{1 + \cos \beta}{2} + A_i R_b \right] \left[1 + f \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right]}_{G_{\text{diff,tilted}}} + \underbrace{GHI \rho \frac{1 - \cos \beta}{2}}_{G_{\text{ground}}} \quad (5.26)$$

$$\text{con } A_i = \frac{G_{\text{beam,norm}}}{GHI}, \quad f = \sqrt{\frac{G_{\text{beam,norm}}}{GHI}}, \quad R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z}. \quad (5.27)$$

5.3 Implementazione MATLAB

In questa sezione si va a descrivere la logica utilizzata per il calcolo dell'irradianza sul piano inclinato del codice Matlab, comprendendo i dati di input utilizzati dal codice e le modalità di elaborazione dei modelli di irradianza.

5.3.1 Dati di Input

I dati di input provengono da due database principali: il database di previsioni (forecast) e il database di dati a consuntivo; in entrambi sono contenute informazioni sulla radiazione solare e sulla temperatura dell'aria, ma differiscono per origine e frequenza di aggiornamento (il primo fornisce dati all'ora mentre il secondo al quarto orario).

Dati di Previsione (Forecast)

Estratti dal database SQL `pvzen_forecast`, servono a stimare la radiazione solare futura e variabili meteorologiche:

- **Frequenza di aggiornamento:** ogni 6 ore.
- **Risoluzione temporale:** valori orari ($t = 1$ h) per le successive 72 ore.
- **Variabili incluse:**
 - GHI (radiazione globale orizzontale) [W/m^2]
 - $G_{\text{beam,norm}}$ (radiazione diretta normale) [W/m^2]
 - $T_{\text{aria,fore}}$ (temperatura aria) [$^{\circ}\text{C}$]
 - Altre variabili (radiazione diffusa, vento, ecc.)

Dati a Consuntivo

Ottenuti dal database SQL `pvzen_stazione_meteo`, rappresentano misure effettive provenienti dalla stazione meteo, ovvero dal piranometro che si trova nei pressi dell'impianto fotovoltaico:

- **Frequenza di raccolta:** ogni 15 minuti ($t = 0,25$ h).
- **Variabili incluse:**
 - GHI [W/m^2]
 - $G_{\text{beam,norm}}$ [W/m^2]
 - G_{diffuse} (radiazione diffusa) [W/m^2]
 - $T_{\text{aria,cons}}$ [$^{\circ}C$]
 - Ulteriori misure (umidità, vento, ecc.)

Qualità e Affidabilità dei Dati

- **Forecast:** accuratezza elevata entro le prime 48 ore, incertezze crescenti oltre.
- **Consuntivo:** misure dirette o modelli calibrati, non previsionali ma essenziali per validare e correggere i bias.

5.3.2 Funzioni di Irradianza

Per gestire le diverse risoluzioni temporali, sono state implementate due diverse funzioni che differiscono solo per la risoluzione dei dati in ingresso:

- `func_PVZENIrradiance_Consuntivo`: lavora su dati a consuntivo (15 min).
- `func_PVZENIrradiance_Forecast`: lavora su dati di previsione (1 h).

Entrambe implementano gli stessi due modelli di riporto:

- **Isotropo (Liu–Jordan):**

$$G_{\text{tilted_iso}} = G_{\text{beam,tilted}} + G_{\text{diff,tilted}} + G_{\text{ground}}. \quad (5.28)$$

- **Anisotropo (HDKR):**

$$G_{\text{tilted_ani}} = G_{\text{beam,tilted}} + G_{\text{diff,tilted}} + G_{\text{ground}}, \quad (5.29)$$

Parametri di Input

I parametri di input per entrambe le funzioni sono i seguenti:

- `latitude`, `longitude`: coordinate del sito [$^{\circ}$]
- `longitude_ref`: longitudine di riferimento per il tempo solare [$^{\circ}$]
- β (`tilt`), γ (`azimut`): orientamento del modulo [$^{\circ}$]
- ρ (`albedo_coeff`): coefficiente di albedo

- GHI, G_beam_norm, G_diffuse, G_extra
- time: vettore di datetime
- T_aria: temperatura aria [°C]
- installed_power: potenza nominale [W]
- losses_par: parametri P₀, C_L, C_Q
- Efficienze di sistema (η_{mix} , γ_{th} , η_{age} , ecc.)

Flusso di Calcolo

1. Calcolo degli angoli solari (θ_z, θ , elevazione, azimut) dal vettore `time` e dalle coordinate.
2. Calcolo del rapporto geometrico

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (5.30)$$

3. *Modello Isotropo:*

$$G_{\text{beam,tilted}} = G_{\text{beam,norm}} R_b, \quad (5.31)$$

$$G_{\text{diff,tilted}} = G_{\text{diffuse}} \frac{1 + \cos \beta}{2}, \quad (5.32)$$

$$G_{\text{ground}} = GHI \rho \frac{1 - \cos \beta}{2}, \quad (5.33)$$

e quindi

$$G_{\text{tilted.iso}} = G_{\text{beam,tilted}} + G_{\text{diff,tilted}} + G_{\text{ground}}. \quad (5.34)$$

4. *Modello Anisotropo (HDKR):*

$$A_i = \frac{G_{\text{beam,norm}}}{GHI}, \quad (5.35)$$

$$f = \sqrt{A_i}, \quad (5.36)$$

$$G_{\text{diff,tilted}} = G_{\text{diffuse}} \left[(1 - A_i) \frac{1 + \cos \beta}{2} + A_i R_b \right] \left[1 + f \sin^3\left(\frac{\beta}{2}\right) \right], \quad (5.37)$$

e infine

$$G_{\text{tilted.ani}} = G_{\text{beam,tilted}} + G_{\text{diff,tilted}} + G_{\text{ground}}. \quad (5.38)$$

5. Eventuali correzioni/interpolazioni di valori negativi.

5.3.3 Output

Per ogni timestamp, le funzioni restituiscono i vettori:

$$\{ G_{\text{tilted_iso}}, G_{\text{tilted_ani}}, G_{\text{beam,horiz}}, G_{\text{diff,horiz}}, \cos \theta, A_i \} \quad (5.39)$$

Questi output vengono successivamente usati per:

1. Calcolare la potenza DC applicando efficienze, temperatura e degrado.
2. Convertire DC in AC con la funzione di conversione.
3. Aggregare i risultati in tabelle temporali di produzione (consuntivo e forecast).

5.4 Risultati e Discussione

L'obiettivo della presente sezione è valutare gli andamenti dell'irradianza stimata dai due modelli di riporto, valutando anche le differenze tra i modelli proposti, confrontare i risultati con l'irradianza sul piano orizzontale (GHI) e infine esaminare gli indici di accuratezza per valutare le prestazioni.

Sono state selezionate due coppie di giornate con condizioni meteorologiche differenti, per verificare le capacità dei modelli; le giornate del 5 e del 6 maggio sono caratterizzate da condizioni meteo non favorevoli, cioè cielo coperto o variabile; le giornate del 2 e 3 giugno sono invece giornate di cielo sereno e radiazione stabile.

5.4.1 Confronto tra Modelli e GHI con dati a consuntivo: Giornate Serene e Nuvolose

In questa sezione si confrontano i risultati dei due modelli di calcolo dell'irradianza inclinata, isotropo e anisotropo, partendo da dati a consuntivo, con l'irradianza globale orizzontale (GHI), per i due differenti azimut (gli orientamenti sono di -64° e 116° , in cui -90° è Est, 0° è Sud e 90° è Ovest), nelle due condizioni meteorologiche opposte.

Giornate Nuvolose: 5–6 Maggio

Le giornate del 5 e 6 maggio sono state caratterizzate da cielo coperto e nuvolosità irregolare. Questo tipo di condizioni influenza soprattutto la componente diretta che è più ridotta e si accentua invece la radiazione diffusa. I grafici seguenti riportano il confronto tra i due modelli di stima su superficie inclinata (mod_1 isotropo e mod_2 anisotropo) e la GHI, per i due orientamenti considerati.

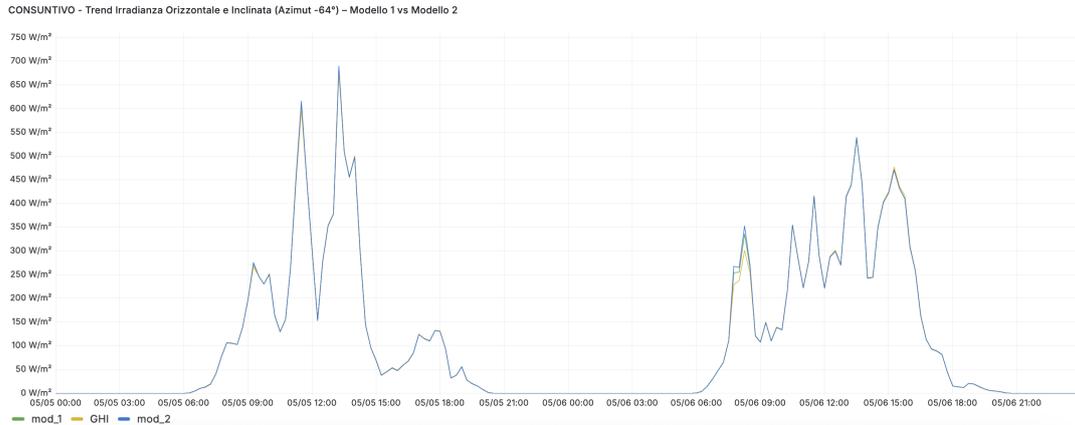


Figura 5.1: Confronto irradianza inclinata mod_1 e mod_2 con GHI – Azimut -64° , giorni 5–6 maggio.

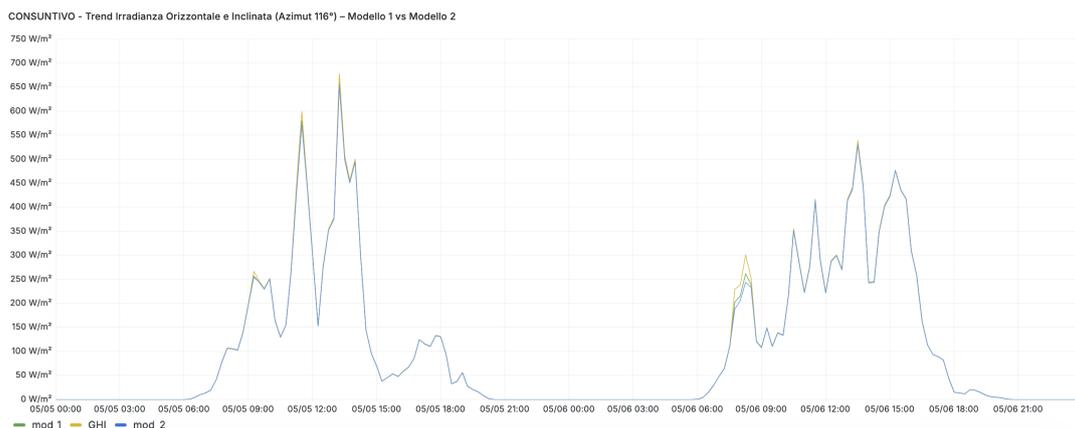


Figura 5.2: Confronto irradianza inclinata mod_1 e mod_2 con GHI – Azimut 116° , giorni 5–6 maggio.

Si osserva che i due modelli restituiscono andamenti complessivamente simili tra loro, con lievi differenze nei brevi picchi di irradianza dovuti alle schiariture del cielo. Il modello anisotropo tende a mostrare leggere sovrastime nei valori di picco come ci si aspetta.

La variabilità atmosferica genera curve frammentate e discontinue, lontane dalla forma più regolare a campana che si osserva nei giorni sereni. Il contributo della componente diffusa riduce le differenze tra i due modelli.

Giornate Serene: 11–12 Giugno

Durante i giorni 11 e 12 giugno, le condizioni atmosferiche sono prevalentemente stabili, con un andamento regolare dell'irradianza con andamento a campana.

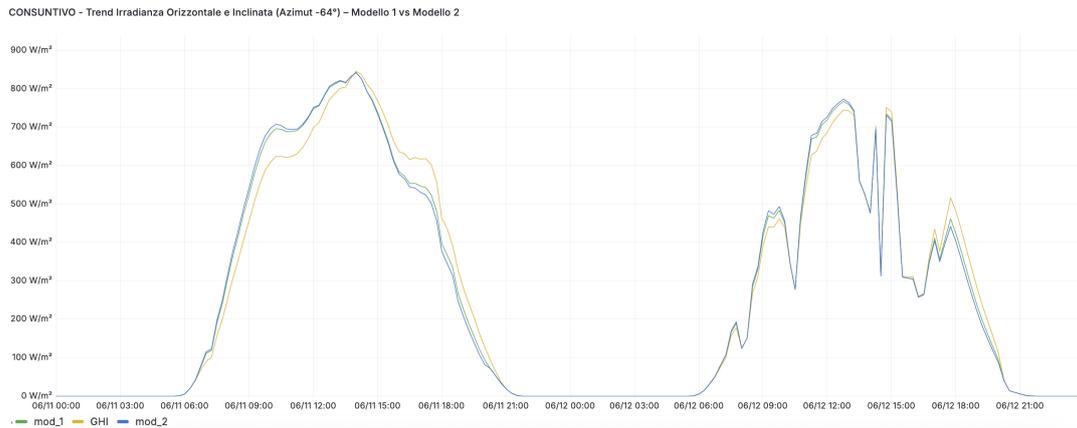


Figura 5.3: Confronto irradianza inclinata mod_1 e mod_2 con GHI – Azimut -64° , giorni 11–12 giugno.

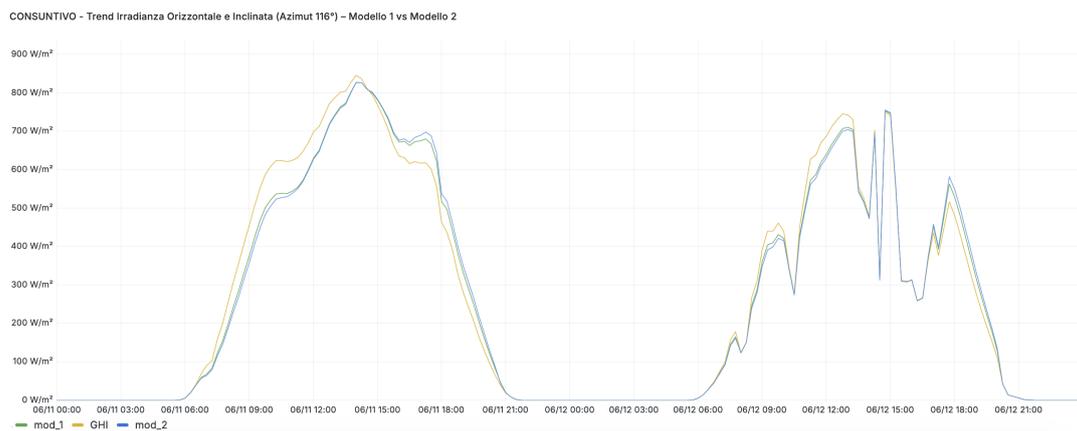


Figura 5.4: Confronto irradianza inclinata mod_1 e mod_2 con GHI – Azimut 116° , giorni 11–12 giugno.

In questo caso, il comportamento dei due modelli è pressoché identico durante il picco solare, con scarti trascurabili rispetto alla misura. Il modello anisotropo si distingue per una leggera maggiore coerenza nelle prime ore del mattino e nel tardo pomeriggio, quando l'angolo zenitale è più critico.

5.4.2 Confronto tra Modelli e GHI con dati previsioni meteo: Giornate Serene e Nuvolose

In questa sezione si presentano i risultati del confronto tra i due modelli di calcolo dell'irradianza su piano inclinato per i dati previsionali (*forecast*). I grafici mostrano l'andamento dell'irradianza globale orizzontale GHI e dell'irradianza su piano inclinato calcolata secondo i due modelli per entrambe le configurazioni azimutali (64° e 116°).

Giornate con cielo coperto – Forecast

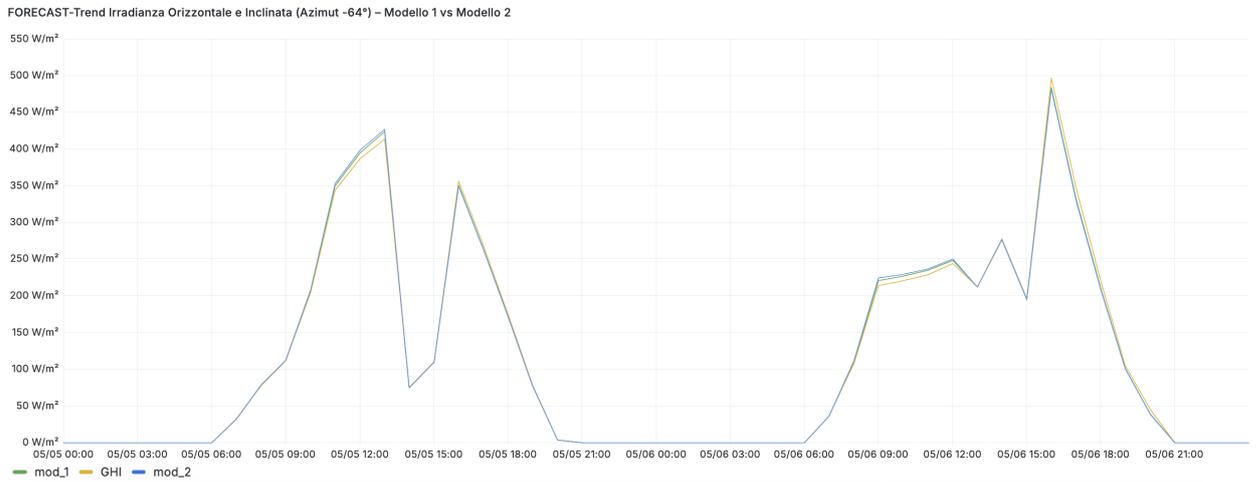


Figura 5.5: Confronto irradianza inclinata mod_1 e mod_2 con GHI – Azimut -64° , giorni 5–6 maggio.

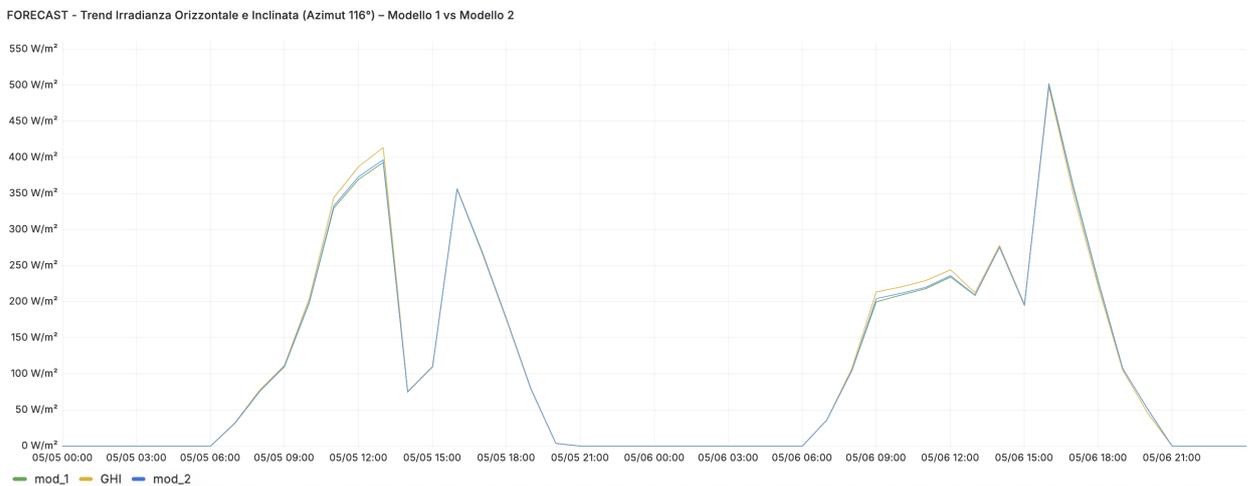


Figura 5.6: Confronto irradianza inclinata mod_1 e mod_2 con GHI – Azimut 116° , giorni 5–6 maggio.

Nei giorni 5 e 6 maggio si osserva una significativa attenuazione dell'irradianza solare, con valori di picco inferiori a 500 W/m^2 . In queste condizioni, la componente diffusa rappresenta la porzione dominante della radiazione incidente. Il modello anisotropo fornisce valori leggermente superiori.

Giornate con cielo sereno – Forecast

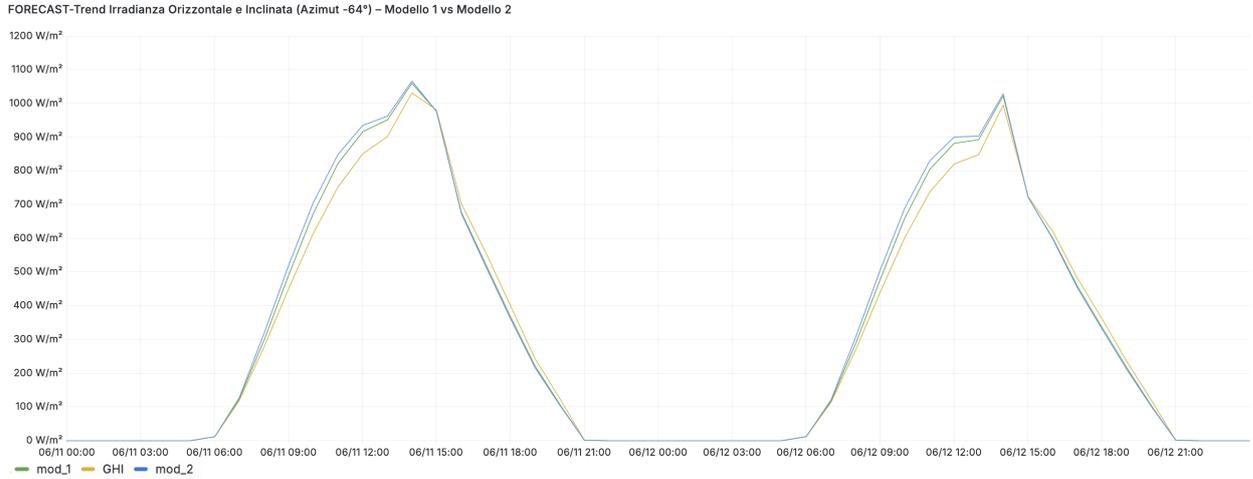


Figura 5.7: Confronto irradianza inclinata mod_1 e mod_2 con GHI – Azimut -64°, giorni 5–6 maggio.



Figura 5.8: Confronto irradianza inclinata mod_1 e mod_2 con GHI – Azimut 116°, giorni 5–6 maggio.

In queste condizioni è presente una forte componente diretta. Il modello anisotropo tende a restituire valori di irradianza inclinata più elevati durante le ore mattutine e pomeridiane, dove l'effetto dell'alone circumsolare è più rilevante mentre il modello isotropo sottostima in parte tali contributi.

5.4.3 Confronto dell'irradianza inclinata su 6 giorni

Per effettuare il confronto tra i diversi modelli, sono stati selezionati 6 giorni (31 maggio–5 giugno) che includono sia giornate limpide sia una giornata nuvolosa

ovvero giorno 2 e 4 maggio.

Confronto Irradianza Inclinata Modello 1 (Azimut $-64^\circ / 116^\circ$): Consuntivo vs Forecast

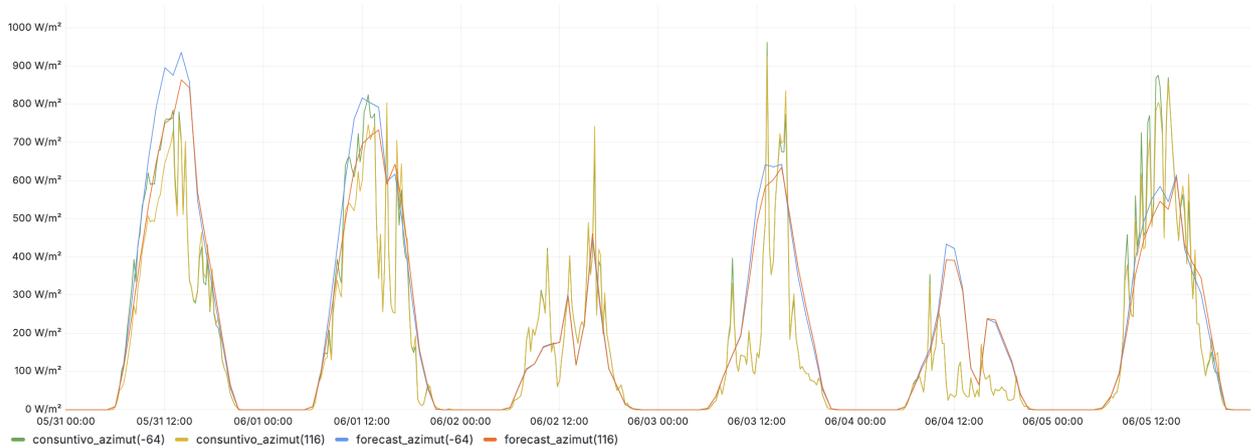


Figura 5.9: Modello 1 (Azimut $-64^\circ / 116^\circ$): confronto consuntivo vs forecast di irradianza inclinata sui 6 giorni (31 maggio–5 giugno).

Confronto Irradianza Inclinata Modello 2 (Azimut $-64^\circ / 116^\circ$): Consuntivo vs Forecast

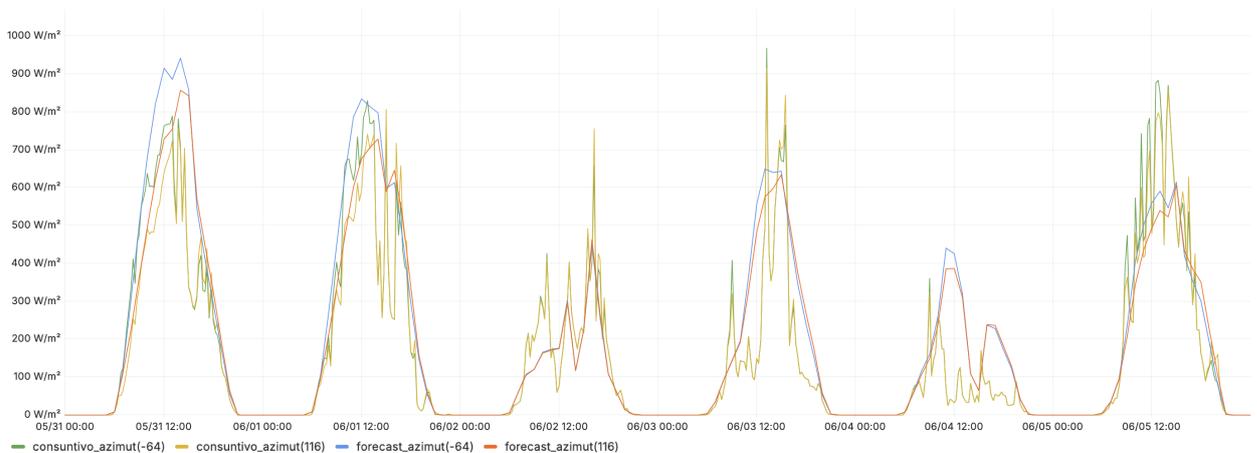


Figura 5.10: Modello 2 (Azimut $-64^\circ / 116^\circ$): confronto consuntivo vs forecast di irradianza inclinata sui 6 giorni (31 maggio–5 giugno).

In Figura 5.9 e Figura 5.10 viene mostrato il confronto, per ciascun modello, tra l'irradianza inclinata calcolata sui dati consuntivi e quella derivata dai dati forecast:

- **Modello isotropo (Fig. 5.9):** utilizza un approccio che distribuisce uniformemente la componente diffusa su tutta la superficie inclinata. Nel forecast tende a *sovrastimare* i picchi di irradianza nelle giornate limpide, restituendo curve più arrotondate, e non segue le rapide cadute causate dal passaggio delle nubi.

- **Modello anisotropo (Fig. 5.10):** incorpora la modulazione circumsolare e il fattore di tilt differenziato per la parte diffusa. Nel forecast mostra un'aderenza migliore alle misure consuntive, con picchi di simile ampiezza e una maggiore capacità di riprodurre i transitori nuvolosi.

Considerando i risultati visivi, il modello anisotropo, come ci si aspettava, risulta il più bilanciato tra accuratezza sui picchi e capacità di catturare i transitori nuvolosi, e pertanto è da preferire per applicazioni di previsione a breve termine e per la gestione dinamica dell'energia.

Capitolo 6

Calcolo della Produzione Fotovoltaica

Il passo successivo, per la valutazione delle prestazioni d'impianto è la stima della produzione elettrica a partire dalla stima dall'irradianza inclinata incidente sui moduli. Si stima la potenza DC prodotta, quindi la si trasforma in potenza AC considerando le perdite dell'inverter.

In questo capitolo vedremo:

1. una breve introduzione ai modelli matematici per il calcolo della potenza DC e AC,
2. i dettagli teorici dietro le equazioni implementate,
3. l'implementazione MATLAB per i due casi di dati (forecast e consuntivo).

Si parte dai vettori di irradianza inclinata, G_{tilt} , calcolati nel capitolo precedente (sia con i dati previsionali orari sia con i dati consuntivati a 15 min), si effettueranno:

- stime della temperatura della cella fotovoltaica T_{cella} ,
- calcolo della potenza DC, P_{dc} , tenendo conto di:
 - efficienza del sistema η_{mix} ,
 - soglia di attivazione G_0 ,
 - coefficiente di temperatura γ_{th} ,
 - degrado accumulato η_{age} ,
- convertire P_{dc} in potenza AC, P_{ac} , attraverso funzione.

6.1 Teoria del Calcolo di Potenza

La potenza prodotta dai moduli fotovoltaici è in corrente continua (DC). Per poterla immettere in rete e fornirla ai carichi delle utenze, è necessario convertirla in corrente alternata (AC) tramite un convertitore DC/AC, un inverter.

Nel seguito si mostra innanzitutto come stimare la potenza DC in uscita dai pannelli (tenendo conto di temperatura di cella, soglia di attivazione, degrado, ecc.), e quindi come calcolare la potenza AC all'uscita dell'inverter, modellando le sue perdite caratteristiche.

6.1.1 Temperatura di Cella

La temperatura della cella, che serve per la stima della potenza DC, è calcolata come:

$$T_{\text{cella}} = T_{\text{aria}} + \frac{\text{NOCT} - T_{\text{ref,NOCT}}}{G_{\text{NOCT}}} G_{\text{tilt}} \quad (6.1)$$

dove

- T_{aria} è la temperatura dell'aria ambiente [°C],
- NOCT è la temperatura nominale di funzionamento cella [°C] ricavata da datasheet fornito dal costruttore,
- G_{NOCT} è l'irradianza di riferimento [W/m²].

6.1.2 Modello DC

La potenza DC per modulo/unità è:

$$P_{\text{dc}} = \eta_{\text{age}} \eta_{\text{mix}} P_{\text{nom}} \frac{G_{\text{tilt}} - G_0}{G_{\text{STC}}} \left[1 - \gamma_{\text{th}} (T_{\text{cella}} - T_{\text{STC}}) \right]_+ \quad (6.2)$$

con:

- P_{nom} potenza nominale d'impianto [W],
- G_0 soglia di radiazione solare [W/m²],
- G_{STC} , T_{STC} irradiazione e temperatura di riferimento STC (Standard Test Conditions),
- γ_{th} coefficiente di temperatura [1/°C],
- η_{mix} efficienza complessiva di sistema data dal prodotto delle efficienze di sporco η_{dirt} , riflessione $\eta_{\text{reflection}}$, mismatch η_{mismatch} e cavo η_{cable} ,
- η_{age} efficienza legata al degrado, calcolata in funzione del tasso di degrado annuo γ_{life} e del tempo di esercizio T (anni).

E' imposto che la potenza in continua sia maggiore di zero .

6.1.3 Conversione AC

La potenza alternata, ovvero quella all'uscita dell'inverter, è ottenuta mediante una funzione di conversione non lineare che tiene conto delle perdite interne dell'invert. La funzione riceve in ingresso la potenza in corrente continua (*DC*) calcolata precedentemente e fornisce come output sia la potenza alternata convertita sia l'efficienza di conversione istantanea. La funzione di conversione è una funzione quadratica non lineare che modella le perdite dell'inverter attraverso tre parametri principali adimensionali che si riferiscono al dimensionamento dell'inverter:

- una perdita costante a carico nullo, che rappresenta il consumo di potenza dell'inverter anche in assenza di produzione utile;
- una componente di perdita lineare, proporzionale alla potenza in ingresso;
- una componente quadratica, che rappresenta l'aumento delle perdite con l'incremento del carico.

La potenza in AC viene calcolata attraverso una formula quadratica derivata da un bilancio energetico semplificato, tenendo conto di tali perdite.

L'efficienza istantanea di conversione è calcolata infine come il rapporto tra la potenza in uscita e quella in ingresso:

$$\eta = \frac{P_{\text{out}}}{P_{\text{in}}} \quad (6.3)$$

Questo approccio consente di ottenere una stima realistica e continua dell'energia alternata prodotta dall'impianto, con la possibilità di effettuare confronti con la potenza misurata e valutare le effettive prestazioni dell'impianto.

6.2 Implementazione MATLAB

Per entrambi i casi, dati di previsione con risoluzione oraria e dati consuntivi con risoluzione al quarto orario, il codice MATLAB esegue i seguenti passi:

1. **Calcolo dell'irradianza inclinata:** Si chiamano rispettivamente le `func_PVZENIrradiance_Forecast` e `func_PVZENIrradiance_Consuntivo` per ogni timestamp e per ciascuna delle tre unità, ottenendo le matrici $\mathbf{G}_{\text{tilt},1}$ e $\mathbf{G}_{\text{tilt},2}$ entrambe con irradianza calcolata per modello anisotropo e isotropo.
2. **Preallocazione:** Vengono create due matrici di dimensione $N \times (2 \times 3)$: `Pdc_PV` per la potenza DC e `Pac_PV` per la potenza AC.
3. **Loop su unità e modelli:**

- Si seleziona G_{tilt} per l'unità e il modello corrente.
- Si calcola la temperatura di cella:

$$T_{\text{cella}} = T_{\text{aria}} + \frac{\text{NOCT} - T_{\text{ref,NOCT}}}{G_{\text{NOCT}}} G_{\text{tilt}} \quad (6.4)$$

- Si stima la potenza DC:

$$P_{\text{dc}} = \eta_{\text{age}} \eta_{\text{mix}} P_{\text{nom}} \frac{\max(G_{\text{tilt}} - G_0, 0)}{G_{\text{STC}}} \max(1 - \gamma_{\text{th}} (T_{\text{cella}} - T_{\text{STC}}), 0) \quad (6.5)$$

- Si converte in AC con la funzione inverter:

$$[P_{\text{ac}}, \eta] = \text{func_conversion_from_input}(\text{losses_par}, P_{\text{nom}}, P_{\text{dc}}) \quad (6.6)$$

6.2.1 Funzione di Conversione Inverter

La funzione `func_conversion_from_input` modella le perdite dell'inverter tramite tre parametri:

$$\text{losses_par} = [P_0, k_{\text{lin}}, k_{\text{quad}}]. \quad (6.7)$$

Dati in ingresso P_{in} [kW] e potenza nominale P_{rated} [kW], restituisce

$$P_{\text{out}} = \frac{-(1 + k_{\text{lin}}) + \sqrt{(1 + k_{\text{lin}})^2 - 4 k_{\text{quad}} (P_0 - P_{\text{in}})}}{2 k_{\text{quad}}} \quad (6.8)$$

azzerando i valori negativi, e l'efficienza $\eta = P_{\text{out}}/P_{\text{in}}$.

```

1 P0    = losses_par(1)*P_rated_kW;
2 k_lin = losses_par(2);
3 k_quad = losses_par(3)/P_rated_kW;
4
5 P_out_kW = ( - (1+k_lin) + ...
6   sqrt(((1+k_lin)^2 - 4*k_quad*(P0-P_in_kW))) ) / (2*k_quad);
7 P_out_kW(P_out_kW<0) = 0;
8
9 eta = P_out_kW ./ P_in_kW;
```

Questa routine viene chiamata in ogni iterazione del ciclo DC/AC per ciascuna unità e modello, garantendo una stima coerente delle perdite e dell'efficienza dell'inverter.

6.3 Risultati di Produzione DC

In questa sezione presentiamo i confronti temporali tra potenza DC calcolata dai modelli isotropo (Modello 1) e anisotropo (Modello 2) sia dai dati consuntivi che forecast, focalizzandoci sulla produzione complessiva e su quella di ciascun convertitore facendo il confronto con l'effettiva produzione sia dall'impianto totale che dai singoli convertitori.

6.3.1 Produzione complessiva

Nei grafici di seguito vengono confrontate, per il modello isotropo del cielo e il modello anisotropo, le curve di potenza DC complessiva, quindi sono stati sommati i contributi dei tre singoli convertitori in quattro giornate campione, due giornate instabili (5–6 maggio) e due giornate con cielo sereno (10–11 giugno). In ciascun grafico si ha:

- potenza DC misurata (consuntivo reale);
- potenza DC calcolata da dati consuntivi di GHI;
- potenza DC calcolata da dati forecast di GHI.

Giornate instabili (5–6 maggio 2025)

- **Modello 1 (isotropo)** (Fig. 6.1): si nota immediatamente come la stima consuntiva riesca a riprodurre abbastanza fedelmente le oscillazioni reali, seguendo tanto i picchi diurne (fino a circa 7 kW) quanto le rapide cadute dovute a nuvolosità variabile, seppur con un lieve ritardo e un po' di smussamento. Al contrario, la stima forecast mostra un profilo del tutto diverso: monotono, sovrastimato nei momenti di massima e incapace di intercettare i crolli sotto 1 kW, dimostrando la sua inadeguatezza a descrivere le variazioni più brusche del carico solare.

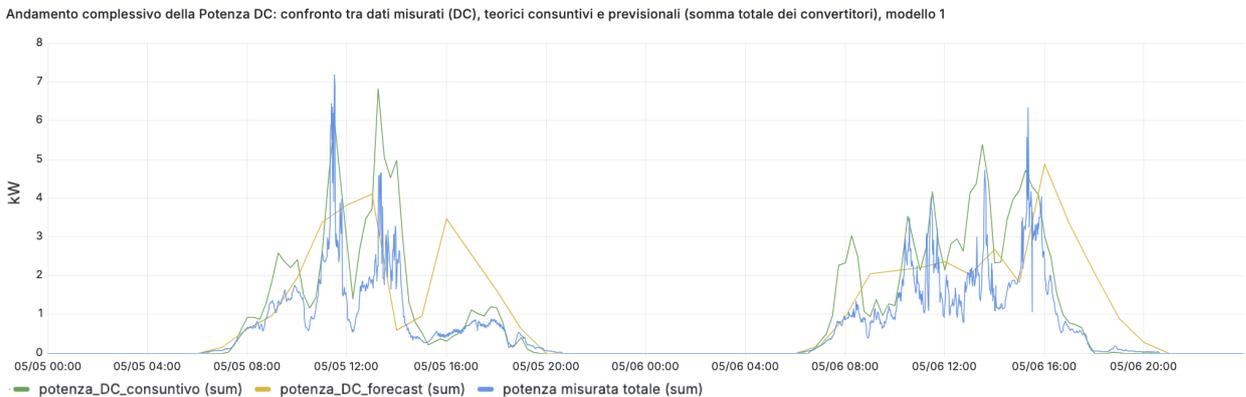


Figura 6.1: Modello 1 (isotropo): Potenza DC complessiva nelle giornate instabili 5–6 maggio.

- **Modello 2 (anisotropo)** (Fig. 6.2): grazie alla componente circumsolare, l'andamento consuntivo risulta leggermente più fedele al profilo reale rispetto all'isotropo, riuscendo a cogliere meglio le oscillazioni mattutine e alcuni downspikes, pur restando un po' smussata; anche la curva forecast migliora nel riprodurre la salita mattutina e nel non sovrastimare eccessivamente i picchi pomeridiani.

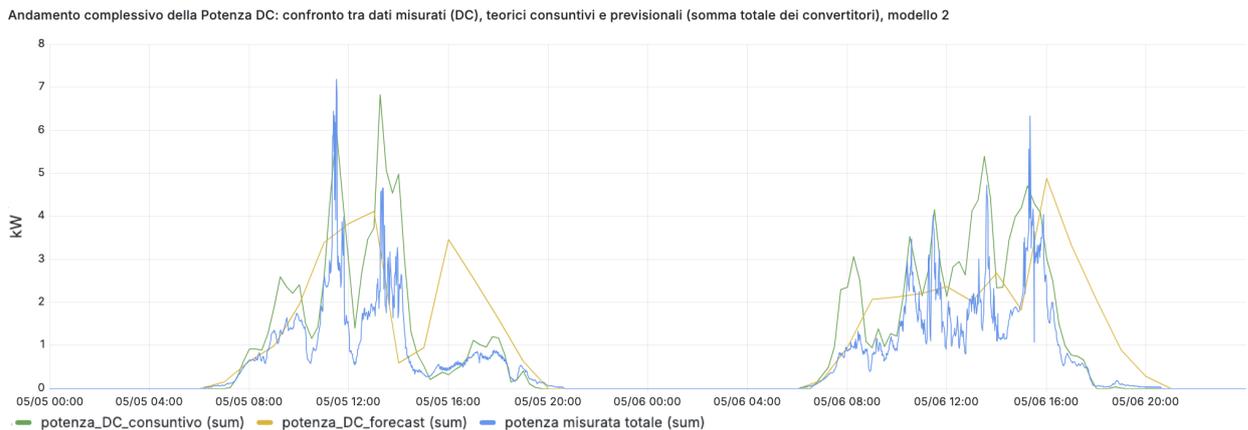


Figura 6.2: Modello 2 (anisotropo): potenza DC complessiva nelle giornate instabili 5–6 maggio.

Il modello anisotropo sembra più accurato, incorpora la componente circumsolare e tiene conto della non uniformità della diffusa, offre una rappresentazione più dettagliata dell'irradiazione incidente sul piano inclinato ma entrambi mostrano incapacità di seguire le transizioni nuvolose più rapide.

Giornate limpide (10–11 giugno)

- **Modello 1 (isotropo)** (Fig. 6.3): la potenza DC consuntiva offre un profilo “a campana” molto simile a quello reale, pur anticipando leggermente l'inizio e ritardando il picco mattutino di circa mezz'ora. La stima forecast appiattisce ulteriormente il bordo della curva, spostando il massimo verso le ore più calde e rinunciando del tutto a riprodurre l'inizio e la fine reali. In sostanza, l'isotropo resta abbastanza fedele all'andamento medio in assenza di nuvole, mentre il forecast risulta eccessivamente smussato per un controllo di precisione.

Andamento complessivo della Potenza DC: confronto tra dati misurati (DC), teorici consuntivi e previsionali (somma totale dei convertitori), modello 1

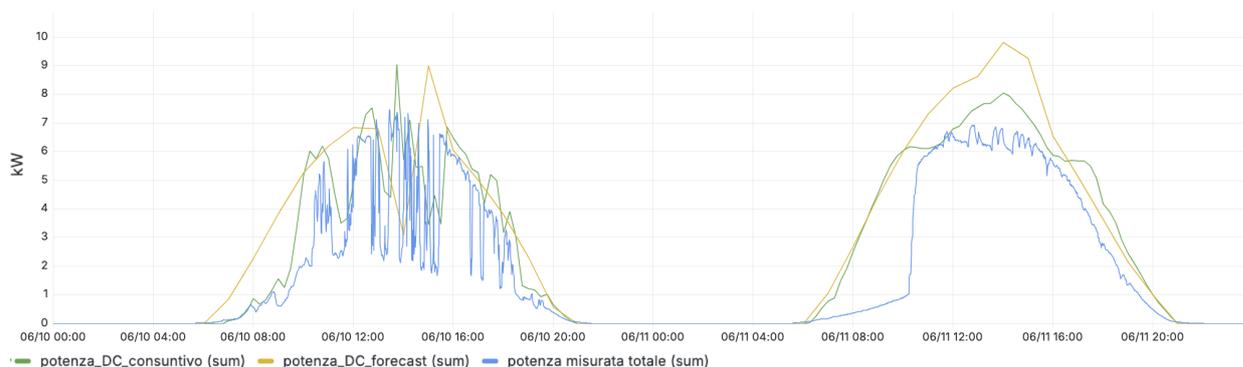


Figura 6.3: Modello 1 (isotropo): potenza DC complessiva nelle giornate limpide 10–11 giugno.

- **Modello 2 (anisotropo)** (Fig. 6.4): La stima consuntiva riproduce perfettamente il picco mattutino, allineandosi al dato reale senza ritardi, e riduce la sovrastima del plateau centrale a meno del 5 %. L'andamento forecast (giallo) beneficia anch'esso della modulazione anisotropica, adattandosi meglio ai tempi di salita e discesa e ai valori di punta, pur mantenendo un lieve smussamento.

Andamento complessivo della Potenza DC: confronto tra dati misurati (DC), teorici consuntivi e previsionali (somma totale dei convertitori), modello 2

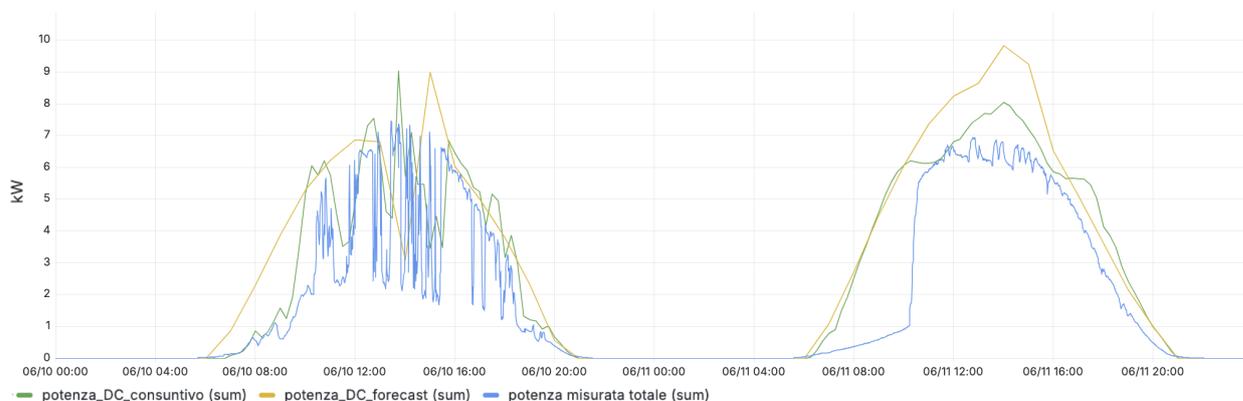


Figura 6.4: Modello 2 (anisotropo): potenza DC complessiva nelle giornate limpide 10–11 giugno.

In condizioni limpide il Modello 2 supera nettamente il Modello 1, riducendo sia il ritardo sul picco sia l'ampiezza dell'errore nei periodi di massima insolazione.

6.3.2 Andamento giornaliero della potenza DC per i singoli convertitori

Di seguito vengono mostrati, per ciascun convertitore, i grafici della potenza DC misurata, consuntiva e previsionale nelle due giornate campione “instabili” del

5–6 giugno e “limpide” del 10–11 giugno. Le stime sono calcolate con il modello di riporto anisotropo (HDKR) dell’irradianza, individuato come il più accurato. L’analisi evidenzia la capacità del modello di seguire la rampa mattutina, il picco diurno e le flessioni indotte dai passaggi nuvolosi.

Giornate instabili (5–6 maggio)

- **Convertitore 1**

Nella Figura 6.5 è riportato l’andamento della potenza DC del Convertitore 1 nelle giornate “instabili” del 5–6 maggio. Fin dalle prime ore del mattino, la rampa di salita viene riprodotta con buona precisione dal modello consuntivo, che segue passo passo le variazioni misurate, mentre il forecast si innalza in modo più graduale. Intorno a mezzogiorno si osserva un picco improvviso dovuto a una rapida schiarita: il modello consuntivo ne cattura perfettamente l’ampiezza, al contrario del forecast. Nel pomeriggio, la sequenza di rapidi passaggi nuvolosi genera bruschi crolli della potenza misurata; anche in questo caso il consuntivo segue fedelmente le flessioni, mentre il forecast fornisce una curva incapace di cogliere l’andamento

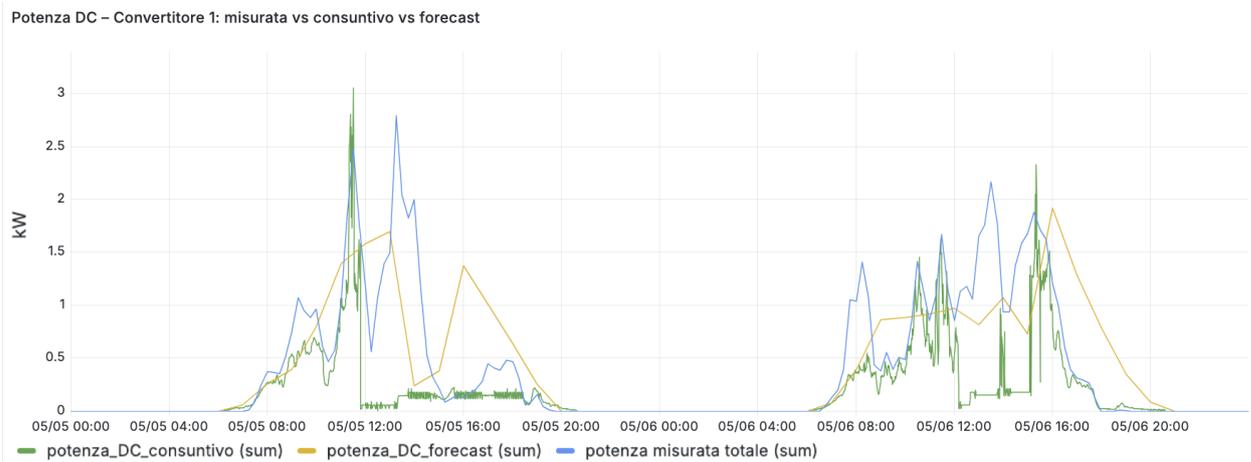


Figura 6.5: Convertitore 1 – 5–6 maggio.

- **Convertitore 2**

Nel caso del Convertitore 2 (Figura 6.6), il modello consuntivo anisotropo si dimostra ancora più aderente ai valori misurati rispetto al forecast. Già al mattino il consuntivo coglie la rampa iniziale con un errore piccolo, mentre il forecast si mostra troppo prudente. Intorno alle ore 12:00, il consuntivo riproduce con buona precisione il picco, mentre il forecast lo sottostima. Nel pomeriggio, le variazioni turbolente dovute a nuvolosità intermittente sono seguite fedelmente dal consuntivo, mentre il forecast non riesce a catturare i down-spikes e fornisce un profilo eccessivamente smussato.

Potenza DC – Convertitore 2: misurata vs consuntivo vs forecast

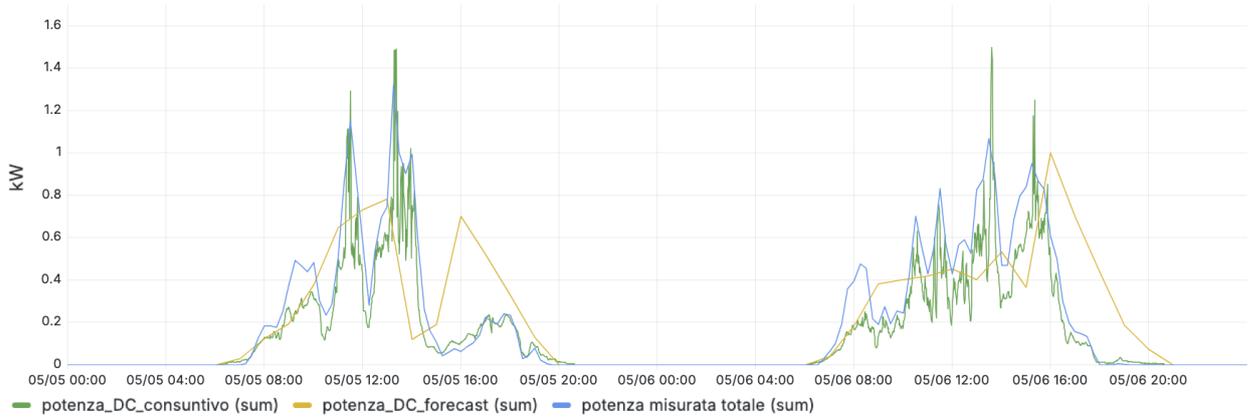


Figura 6.6: Convertitore 2 – 5-6 maggio.

- **Convertitore 3**

Nel caso del Convertitore 3 (Figura 6.7), il comportamento è analogo ai precedenti. Al mattino il consuntivo anticipa correttamente i primi impulsi, mentre il forecast arriva con ritardo e sottostima del 15 %. Il picco di mezzogiorno è riprodotto fedelmente dal consuntivo, ma soltanto parzialmente dal forecast. Nel pomeriggio, la serie consuntiva coglie le continue fluttuazioni dovute a nubi passeggere, mentre il forecast non riproduce i down-spikes e mantiene un andamento eccessivamente uniforme.

Potenza DC – Convertitore 3: misurata vs consuntivo vs forecast

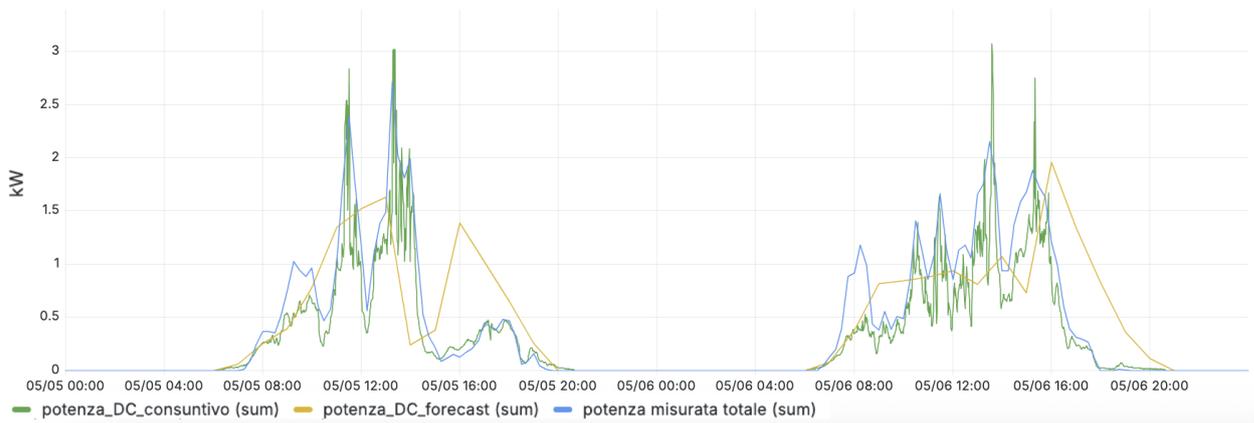


Figura 6.7: Convertitore 3 – 5-6 maggio: misurato (verde), consuntivo (blu), forecast (giallo).

Giornate limpide (10-11 giugno)

In condizioni di cielo sereno, i tre convertitori mostrano andamenti più regolari, con una curva a campana ben definita e picchi meno affetti da transitori nuvolosi. Di seguito le osservazioni per il periodo 10-11 giugno.

• **Convertitore 1**

Fin dalle prime luci del mattino, il modello consuntivo segue con precisione la rampa di salita della potenza misurata, anticipando di pochi minuti l’inizio dell’erogazione. Il forecast, seppur rispettando la forma complessiva, mostra un leggero anticipo in avvio e sovrastima progressivamente la potenza. Complessivamente, il modello consuntivo anisotropo si dimostra il più aderente alla curva misurata, sia in termini di ampiezza sia di durata del picco e delle flessioni successive.

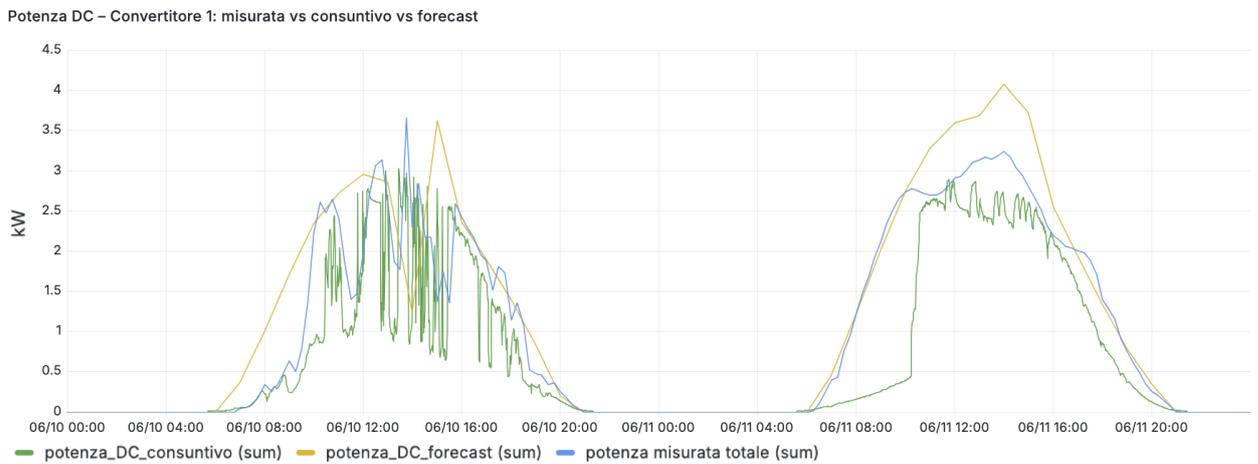


Figura 6.8: Convertitore 1 – 10–11 giugno.

• **Convertitore 2**

Fin dalle prime ore del mattino, il modello consuntivo segue molto da vicino la rampa di salita misurata, mostrando un leggero anticipo di pochi minuti sull’innesco della produzione. Il forecast inizia invece con un ritardo maggiore.

Intorno a mezzogiorno, il consuntivo mantiene l’errore entro il 5 %, mentre il forecast sovrastima leggermente.

In sintesi, per il Convertitore 2 nelle condizioni di cielo sereno, il modello consuntivo anisotropo si conferma il più aderente alla potenza misurata, sia nella tempistica dell’avvio e del picco sia nella forma della discesa pomeridiana.

Potenza DC – Convertitore 2: misurata vs consuntivo vs forecast

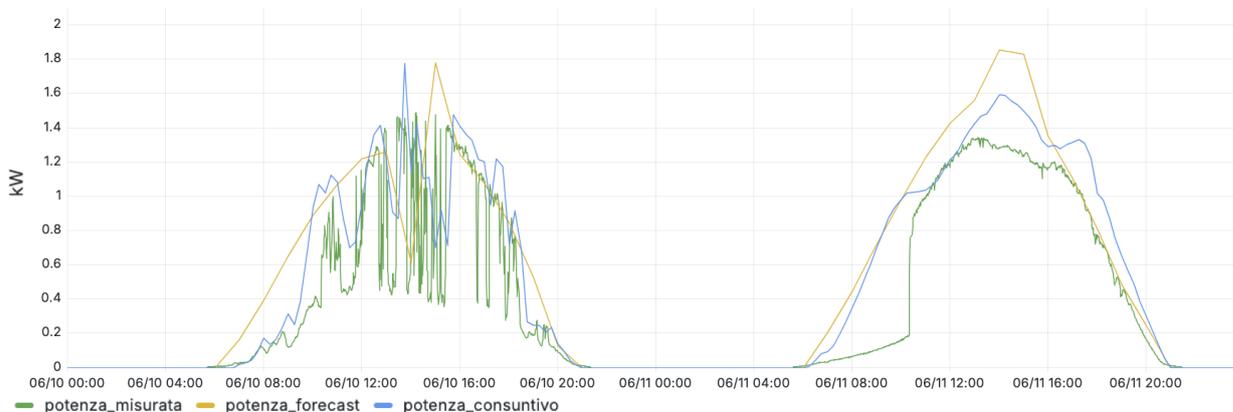


Figura 6.9: Convertitore 2 – 10–11 giugno.

● Convertitore 3

Di nuovo nelle giornate limpide (10–11 giugno), il Convertitore 3 (Fig. 6.10) conferma la superiorità del modello consuntivo anisotropo nel riprodurre l'andamento della potenza misurata. Già nella fase di avvio mattutino la curva blu si sovrappone quasi perfettamente a quella verde, anticipando leggermente i primi valori di produzione. Al picco di metà giornata, intorno alle 13:00, il modello consuntivo raggiunge 3,2 kW, mentre il forecast sale a quasi 3,8 kW, evidenziando una tendenza a sovrastimare la radiazione in condizioni di cielo sereno.

Potenza DC – Convertitore 3: misurata vs consuntivo vs forecast

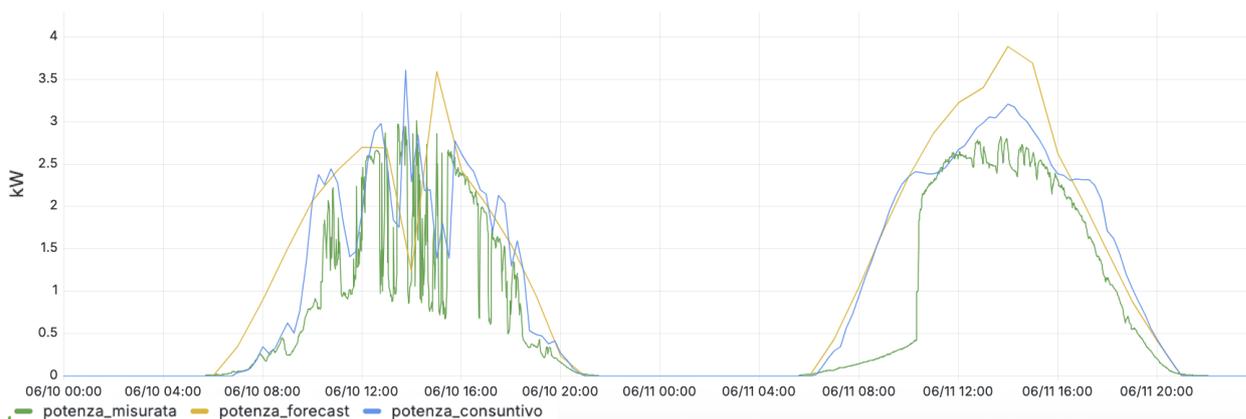


Figura 6.10: Convertitore 3 – 10–11 giugno.

Capitolo 7

Valutazione delle Prestazioni e Indici di Errore

In questo capitolo si valutano le prestazioni dei modelli di calcolo dell'irradianza inclinata e della successiva produzione di potenza in DC. In particolare, confronteremo:

- le stime di irradianza G_{tilt} ottenute con i modelli isotropo e HDKR per i due azimut considerati,
- le previsioni di potenza DC per ciascuno dei tre convertitori collegati alle unità fotovoltaiche,
- lo scostamento tra i risultati stimati e i dati effettivamente misurati dei flussi energetici.

Per entrambi i set di dati, previsionali orari e consuntivati a 15 min, calcoliamo i medesimi indici di errore (MBE, MAE, MAPE) rispetto ai misurati effettivi rispettivamente dalla stazione meteo e dalla produzione del PVZEN e viene inoltre calcolato lo scostamento percentuale.

Questo approccio permetterà di stabilire quale modello di irradianza e quale configurazione fotovoltaica garantisca la maggiore affidabilità in condizioni reali.

7.1 Indicatori di Errore

Gli indicatori di errore sono strumenti statistici che misurano la discrepanza tra i valori previsti da un modello e quelli effettivamente misurati ovvero mostrano l'effettiva accuratezza nel lungo periodo. Nel contesto di questo lavoro, vengono applicati sia alle stime di irradianza (G_{tilt}) sia alle previsioni di potenza DC (P_{dc}).

7.1.1 Metriche Impiegate

Per valutare le prestazioni di un modello di prestazione fotovoltaica solitamente i principali indicatori di errore sono:

Mean Bias Error (MBE)

L'errore medio di distorsione è un indice che misura la tendenza sistematica di un modello a sovrastimare o sottostimare i valori previsti rispetto all'effettivo misurato.

$$\text{MBE} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (X_{\text{cal},i} - X_{\text{obs},i}) \quad (7.1)$$

Misura lo scarto medio con segno, espresso nelle unità di X (W o W/m^2). Un valore positivo ($\text{MBE} > 0$) segnala una tendenza generale a sovrastimare, mentre un valore negativo ($\text{MBE} < 0$) indica una sottostima. La presenza di uno scarto medio vicino a zero ($\text{MBE} \approx 0$) non garantisce tuttavia scarti piccoli in valore assoluto, poiché gli errori positivi e negativi possono compensarsi.

- **Pro:** semplice da calcolare e interpretare, evidenzia bias generale.
- **Contro:** non penalizza ampiezze di errore; scarti opposti si annullano nella media.
- *Uso pratico:*
 - Serve ad applicare eventuali fattori di correzione sistematica (offset) al modello.
 - Può guidare il bilanciamento tra modelli diversi: preferire quello con MBE più vicino a zero per ridurre il bias complessivo.

Mean Absolute Error (MAE)

L'errore medio assoluto è un indice di accuratezza usato principalmente per quantificare l'errore medio della previsione rispetto ai dati misurati, senza tenere conto del segno dell'errore, ovvero non si considerano sovrastima o sottostima.

$$\text{MAE} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |X_{\text{cal},i} - X_{\text{obs},i}| \quad (7.2)$$

Indica lo scarto medio assoluto, espresso nelle stesse unità di X (W o W/m^2). MAE misura la magnitudine media degli errori senza compensazioni di segno. Valori piccoli ($\text{MAE} \ll \overline{X_{\text{obs}}}$) indicano buona accuratezza complessiva.

- **Pro:**

- Intuitivo e facilmente interpretabile.
- Non penalizza eccessivamente gli outlier, restituendo una stima robusta dell'errore medio.
- **Contro:**
 - Non distingue tra piccoli e grandi errori: tutti contribuiscono allo stesso modo.
 - Meno sensibile alle deviazioni estreme rispetto a RMSE.
- *Usa pratico:*
 - Confronto diretto tra modelli: quello con MAE minore è preferibile per errori medi ridotti.
 - Definizione di soglie di accettabilità: ad esempio, MAE inferiore a una frazione significativa del valore medio osservato.

Mean Absolute Percentage Error (MAPE)

L'errore percentuale assoluto medio indica l'errore relativo tra valori stimati e valori misurati in termini di percentuale

$$\text{MAPE} = \frac{100\%}{N} \sum_{i=1}^N \left| \frac{X_{\text{cal},i} - X_{\text{obs},i}}{X_{\text{obs},i}} \right| \quad (7.3)$$

L'errore medio percentuale è normalizzato rispetto al valore osservato. Per quanto riguarda l'interpretazione qualitativa:

- $\text{MAPE} < 10\%$: ottima corrispondenza tra calcolato e osservato.
- $10\% \leq \text{MAPE} \leq 20\%$: discrepanze accettabili.
- $\text{MAPE} > 20\%$: errori significativi, richiede revisione del modello o dei dati.
- **Pro:**
 - Espressa in percentuale, facilita il confronto tra variabili con scale diverse.
 - Intuitiva per stakeholder non tecnici.
- **Contro:**
 - Non definita quando $X_{\text{obs},i} = 0$; tali casi devono essere esclusi o sostituiti da un valore minimo non nullo.

- Sovrastima l'errore in corrispondenza di osservazioni molto piccole.
- *Usa pratico:*
 - Valutare l'accuratezza percentuale delle previsioni per diverse fasce di produzione o irradiazione.
 - Monitorare le prestazioni del modello nel tempo, osservando variazioni di MAPE stagionali o giornaliere.

7.1.2 Altre Metriche Comuni

Oltre a MAE, MAPE e RMSE, esistono ulteriori indici di errore frequentemente impiegati per valutare la qualità delle previsioni nel caso di un impianto fotovoltaico. Di seguito tre esempi che, pur non essendo stati effettivamente calcolati in questo studio, potrebbero essere implementati in futuro:

Root Mean Square Error (RMSE)

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (X_{\text{cal},i} - X_{\text{obs},i})^2} \quad (7.4)$$

Questo indicatore penalizza maggiormente gli scostamenti di picco tra il modello e il misure, risultando particolarmente utile per quantificare l'aderenza alle variazioni rapide di produzione come ad esempio transizioni nuvolose.

Coefficiente di determinazione (R^2)

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (X_{\text{cal},i} - X_{\text{obs},i})^2}{\sum_{i=1}^N (X_{\text{obs},i} - \overline{X_{\text{obs}}})^2} \quad (7.5)$$

dove $\overline{X_{\text{obs}}}$ è il valore medio osservato. Misura la capacità del modello di riprodurre la variabilità complessiva della produzione giornaliera o stagionale; un R^2 elevato indica un buon adattamento al profilo reale.

Coefficient of Variation of RMSE (CVRMSE)

$$\text{CVRMSE} = \frac{\text{RMSE}}{\overline{X_{\text{obs}}}} \quad (7.6)$$

espresso in percentuale. Questo indicatore normalizza l'RMSE rispetto alla produzione media dell'impianto, permettendo di confrontare la precisione di modelli o sistemi di taglia differente; valori di CVRMSE inferiori al 10–15 % sono generalmente considerati accettabili per sistemi ben tarati.

7.1.3 Scostamento percentuale

Un altro indicatore che è stato calcolato per verificare le prestazioni d’impianto è lo scostamento che indica la differenza relativa tra l’energia calcolata dal modello e quella misurata sperimentalmente. È definito come:

$$\delta\% = \frac{E_{\text{modello}} - E_{\text{misurata}}}{E_{\text{misurata}}} \times 100 \quad (7.7)$$

dove:

- E_{modello} è l’energia prevista dal modello consuntivo;
- E_{misurata} è l’energia effettivamente misurata in campo.

Un valore positivo di $\delta\%$ indica una sovrastima del modello, mentre un valore negativo indica una sottostima. È particolarmente utile per:

- confronto tra periodi diversi (giornaliero, mensile) senza dipendere dall’unità assoluta di misura;
- verifica delle soglie di prestazione;

7.2 Implementazione MATLAB

7.2.1 Dati di Input

Per l’analisi degli errori di potenza e irradianza disponiamo di quattro insiemi di dati, ciascuno organizzato in una delle due risoluzioni temporali (15 min e 1 h):

1. Potenza DC misurata

- *Origine*: database pvzen, tabelle convertitore_western_1, ..., 2, ..., 3.
- Per ogni convertitore:
 - Estrazione di `time_data_log` e `potenza_fv` [W]
 - Conversione in kW, sincronizzazione in una `timetable` con variabili `P_conv_1_kW`, `P_conv_2_kW`, `P_conv_3_kW`.
- Aggregazione:
 - **Consuntivo (15 min)**: `tt_15min = retime(tt_all, 'regular', 'mean', 'TimeStep', minutes(15));`
 - **Forecast (1 h)**: `tt_hourly = retime(tt_all, 'hourly', 'mean');`

2. Potenza AC stimate

- *Origine*: output delle routine di produzione fotovoltaica (**main**), per ciascuna delle 3 unità e per i due modelli (isotropo e HDKR).
- Serie temporali:
 - **Consuntivo (15 min)**: potenze AC in kW per ogni convertitore e modello, in `tt_15min_calc`.
 - **Forecast (1 h)**: potenze AC in kW in `tt_hourly_calc`.

3. Irradianza misurata (GHI)

- *Origine*: database `pvzen_stazione_meteo`, misure orarie e quartorarie di GHI [W/m^2].
- Organizzazione per risoluzione:
 - **Consuntivo (15 min)**: `irr_15min_obs`.
 - **Forecast (1 h)**: `irr_hourly_obs`.

4. Irradianza calcolata su piani inclinati

- *Origine*: output delle funzioni `func_PVZENIrradiance_Consuntivo` e `...Forecast`.
- Per ciascun azimut e per i due modelli:
 - **Consuntivo (15 min)**: `G_tilt_15min_iso`, `G_tilt_15min_ani`.
 - **Forecast (1 h)**: `G_tilt_hourly_iso`, `G_tilt_hourly_ani`.

Tutti e quattro i blocchi di dati (misurati e calcolati, sia potenza che irradianza) vengono allineati sulla stessa griglia temporale e poi confrontati per il calcolo degli indicatori di errore.

7.2.2 Calcolo degli Indici di Errore

L'iter di calcolo per gli indicatori di errore è identico per tutte le variabili e consiste nei seguenti passi:

1. Definizione dei *bin*

- Per le potenze (in kW): intervalli $[0, 0.25, 0.5, \dots, 8, +\infty)$.
- Per l'irradianza (in W/m^2): intervalli $[0, 50, 100, \dots, 2000, +\infty)$.

I bin sono costruiti a partire dai valori *misurati*, in modo da garantire un'adeguata suddivisione della gamma operativa.

2. Sincronizzazione dei dati

Per ciascun convertitore (o azimut) e modello:

- si crea una `timetable` per i valori misurati e una per quelli teorici (DC, AC o irradianza);
 - si sincronizzano in *intersection* o *union* secondo la risoluzione (15 min per i consuntivi, 1 h per i forecast).
3. **Filtraggio dei campioni validi** Si scartano i valori NaN e quelli di misura uguali a zero (per evitare divisioni per zero in MAPE).
 4. **Calcolo degli indicatori per bin** Per ogni bin , si estraggono i sottoinsiemi di errori $\hat{X}_i - X_i$ e si calcolano:

$$\text{MAE}_b, \quad \text{MBE}_b, \quad \text{MAPE}_b$$

sulla base dei soli campioni misurati ricadenti nel bin di riferimento.

Con questo approccio modulare il medesimo script MATLAB gestisce in modo coerente sia i dati consuntivi che quelli forecast, senza duplicare il codice per ciascuna grandezza.

7.2.3 Calcolo dello scostamento percentuale giornaliero e mensile

L'iter di calcolo dello *scostamento percentuale* coinvolge i dati misurati e i dati stimati a consuntivo ed è effettuato per il caso giornaliero e mensile. Nel codice MATLAB seguono questi passi:

1. **Estrazione dei dati teorici e misurati**
 - Per ciascun *convertitore* (1–3) e ciascun *modello* (isotropo/anisotropo):
 - *Giornaliero*: tabelle `dailyAC_th` e `risultati_giorni`.
 - *Mensile*: tabelle `monthlyAC_th` e `risultati_mesi`.
2. **Allineamento per giorno (o mese)** Esecuzione di un `innerjoin` tra la tabella teorica e quella misurata sui campi `DAY_th = DAY` (o `MONTH_th = MONTH`) per ottenere righe corrispondenti.
3. **Calcolo dello scostamento percentuale** Per ogni riga allineata:

$$\delta_{\%,i} = \frac{E_{\text{th},i} - E_{\text{mis},i}}{E_{\text{mis},i}} \times 100 \quad (7.8)$$

dove E_{th} e E_{mis} sono le colonne di energia teorica e misurata.

4. **Costruzione della tabella di output** Viene creata una table con colonne:

$$\{\text{GIORNO/MESE, CONVERTITORE, MODELLO, } E_{th}, E_{mis}, \delta\% \}.$$

I risultati di ciascun convertitore e modello vengono concatenati in un'unica tabella MATLAB.

7.3 Confronto dei Risultati

In questa sezione presentiamo e commentiamo i principali indicatori di errore calcolati sui due dataset (consuntivo e forecast), distinti per:

- irradianza inclinata: confronto tra Modello 1 (isotropo) e Modello 2 (anisotropo) per i due azimut;
- potenza DC/AC: confronto tra Modello 1 e Modello 2 per ciascuno dei tre convertitori;
- scostamento percentuale giornaliero e mensile dei dati consuntivi.

7.3.1 Irradianza inclinata

In questa sezione analizziamo i tre indicatori di prestazione calcolati, Mean Bias Error (MBE), Mean Absolute Error (MAE) e Mean Absolute Percentage Error (MAPE), al variare dell'azimut (-64° e 116°) per i due modelli di previsione di irradianza. In ciascun grafico si confrontano i dati consuntivi con quelli forecast previsionali.

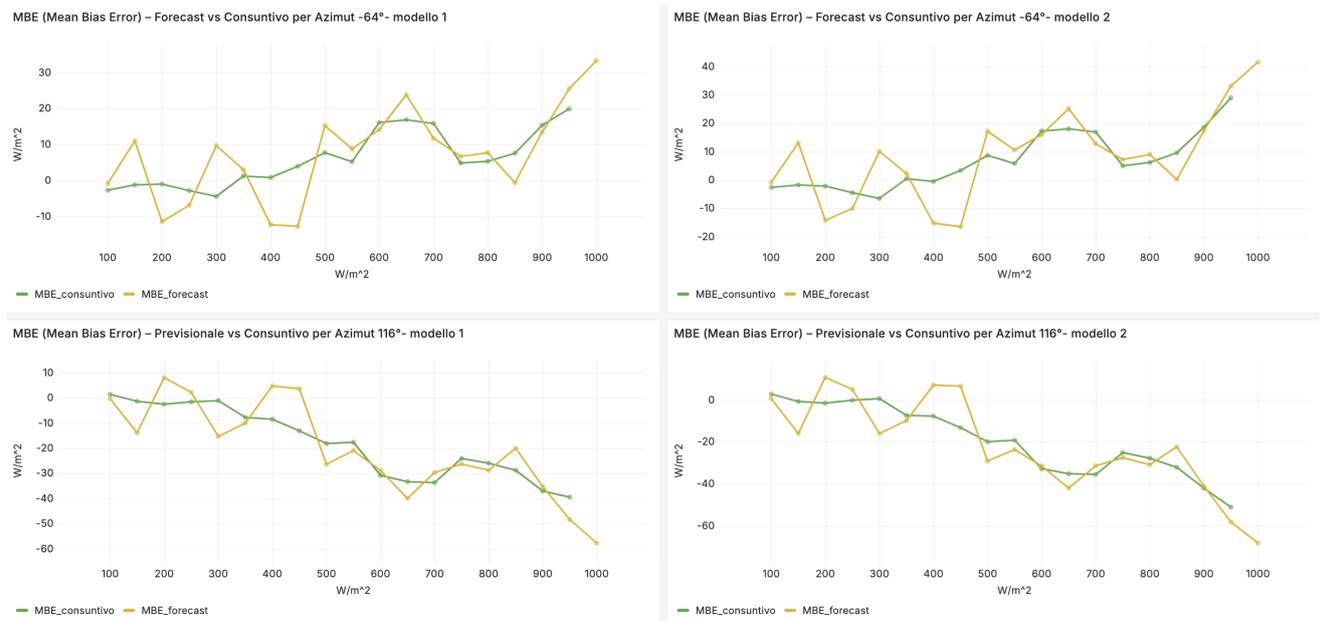


Figura 7.1: MBE (Mean Bias Error) per azimut -64° e 116° nei modelli 1 e 2, a confronto tra consuntivo (verde) e forecast (giallo).

Dai grafici MBE in 7.1, si osserva che:

- Il consuntivo (verde) rimane mediamente più vicino a zero rispetto al forecast (giallo), soprattutto per irradianze inferiori a 200 W/m^2 .
- Per l'azimut 116° il modello 2 presenta un bias complessivamente minore del modello 1.
- Oltre i 500 W/m^2 , entrambi i forecast tendono a sovrastimare, ma il consuntivo mantiene un MBE leggermente più contenuto.



Figura 7.2: MAE (Mean Absolute Error) per azimut -64° e 116° nei modelli 1 e 2, a confronto tra consuntivo (verde) e forecast (giallo).

Dai grafici MAE in 7.2 emerge che:

- L'errore assoluto si mantiene tra 20 e 70 W/m^2 per entrambe le serie.
- Il consuntivo è leggermente più preciso del forecast alle alte irradianze ($>600 \text{ W/m}^2$), mentre tra 200 e 500 W/m^2 il forecast registra in alcuni bin valori di MAE paragonabili o lievemente inferiori.
- In media la differenza tra consuntivo e forecast in termini di MAE è contenuta (entro $5\text{--}10 \text{ W/m}^2$).

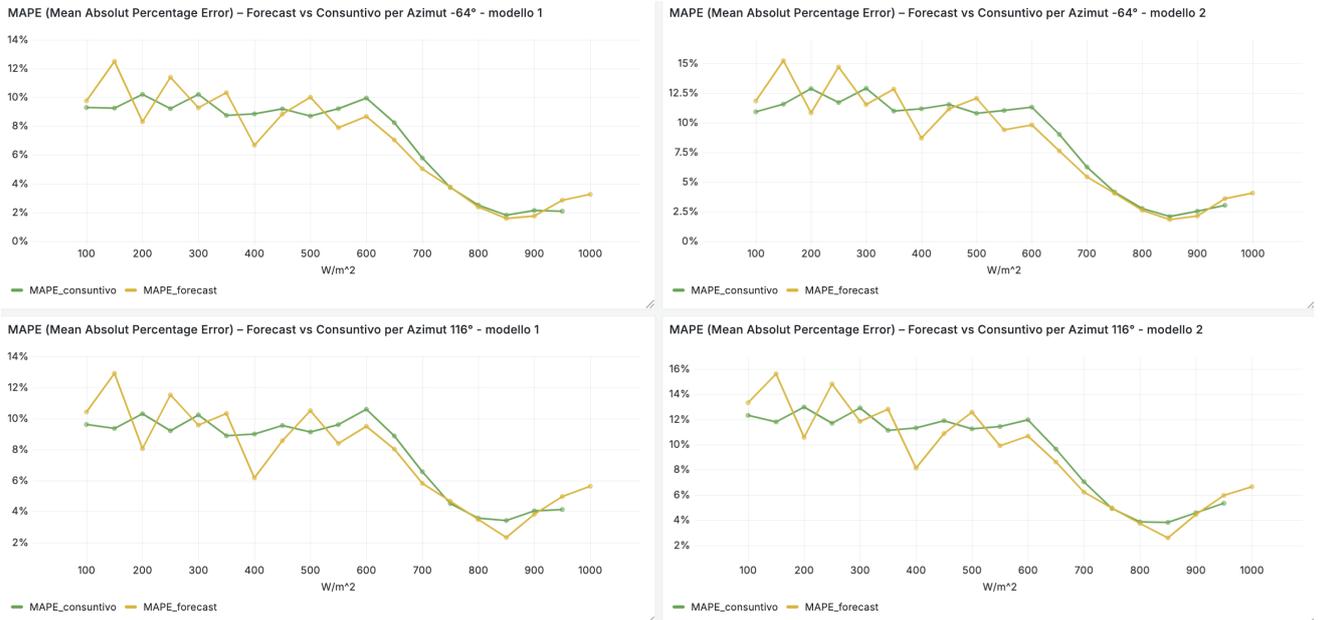


Figura 7.3: MAPE (Mean Absolute Percentage Error) per azimuth -64° e 116° nei modelli 1 e 2, a confronto tra consuntivo (verde) e forecast (giallo).

Dagli andamenti MAPE in 7.3 si nota che:

- In termini percentuali il consuntivo è più accurato fino a 600 W/m^2 (8–10% vs 10–12% del forecast).
- Oltre i 700 W/m^2 , entrambi gli errori scendono sotto il 5% e le due serie diventano praticamente sovrapponibili.
- Nei picchi di bassa irradianza ($< 200 \text{ W/m}^2$) il forecast mostra punte di MAPE fino al 12–15%, mentre il consuntivo rimane entro il 10%.

Distribuzione dei campioni per bin di irradianza

Per interpretare la stabilità delle metriche di errore (MBE, MAE, MAPE) nei vari intervalli di irradianza, riportiamo il numero di misurazioni presenti in ciascun bin per i dataset consuntivo e forecast. Il riferimento del conteggio è stato preso rispetto alla valore di irradianza misurato.

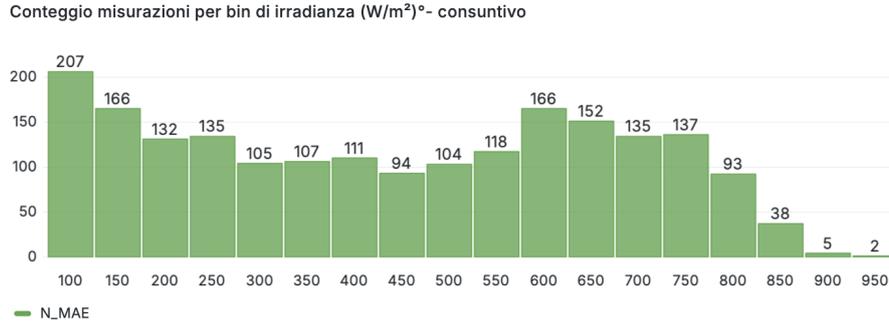


Figura 7.4: Numero di misurazioni per bin di irradianza (W/m²) – dataset **consuntivo**.

I bin 100–150 e 600–700 W/m² raccolgono oltre 150–200 misurazioni, garantendo un’elevata affidabilità degli indici di errore in quegli intervalli. Al contrario, sopra i 900 W/m² il numero di campioni scende sotto 10, spiegando la maggiore variabilità riscontrata in MBE/MAE/MAPE in quei bin.

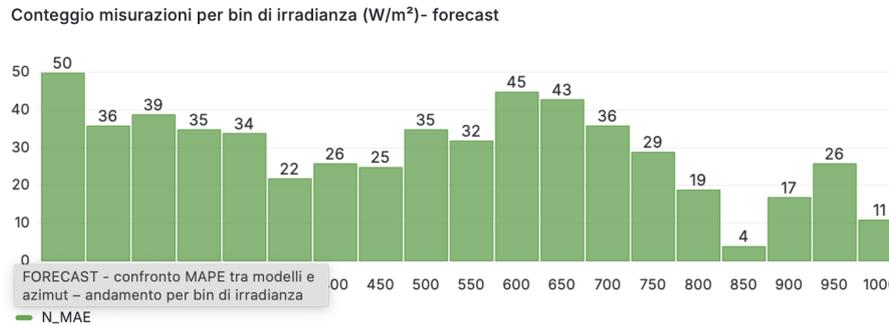


Figura 7.5: Numero di misurazioni per bin di irradianza (W/m²) – dataset **forecast**.

La distribuzione del forecast segue uno schema molto simile: i bin centrali (100–150 e 600–700 W/m²) hanno 35–50 misurazioni, mentre la coda alta (>900 W/m²) scende sotto i 15. Questo conferma che il confronto degli errori tra consuntivo e forecast è omogeneo, ma richiede cautela negli intervalli scarsamente popolati.

7.3.2 Potenza DC

In questa sezione analizziamo i tre indicatori di errore calcolati sulla potenza DC per i tre convertitori e i due modelli (isotropo vs anisotropo). In ciascuna tabella si confrontano i valori consuntivi con quelli previsionali.

Tabella 7.1: MBE (kW) confronto consuntivo vs forecast per convertitore e modello

Convertitore	Modello	Bin _{min}	Bin _{max}	MBE ^{teo}	MBE ^{fc}
1	1	1	1	0.761	0.761
1	1	1	1	0.798	0.798
1	1	1	1	0.610	0.610
1	1	1	2	0.509	0.509
1	1	2	2	0.410	0.410
1	1	2	3	0.293	0.293
1	1	3	3	0.157	0.157
1	2	1	1	0.745	0.745
1	2	1	1	0.786	0.786
1	2	1	1	0.607	0.607
1	2	1	2	0.513	0.513
1	2	2	2	0.416	0.416
1	2	2	3	0.305	0.305
1	2	3	3	0.170	0.170
2	1	1	1	0.128	0.128
2	1	1	1	0.075	0.075
2	2	1	1	0.127	0.127
2	2	1	1	0.073	0.073
3	1	1	1	0.559	0.559
3	1	1	1	0.589	0.589
3	1	1	1	0.592	0.592
3	1	1	2	0.456	0.456
3	1	2	2	0.319	0.319
3	1	2	3	0.192	0.192
3	1	3	3	0.251	0.251
3	2	1	1	0.558	0.558
3	2	1	1	0.587	0.587
3	2	1	1	0.590	0.590
3	2	1	2	0.454	0.454
3	2	2	2	0.317	0.317
3	2	2	3	0.191	0.191
3	2	3	3	0.249	0.249

Nella Tabella 7.1 sono riportati, per bin di potenza, i valori di MBE (Mean Bias Error) consuntivo e previsionale per ciascun convertitore e modello di riporto dell'irradianza. Dall'analisi della tabella si evidenzia che:

- Il previsionale tende sistematicamente a sovrastimare la potenza rispetto al consuntivo: per il **convertitore1** il bias arriva fino a circa $[1,1]$ kW nei bin di potenza più bassi, mentre per il **convertitore2** il bias rimane contenuto sotto i $[0,25]$ kW in tutti i bin.

- Il **convertitore3** presenta un comportamento intermedio: il bias forecast è dell'ordine di $[0,75]$ kW nelle zone di media potenza, per poi scendere al di sotto di $[0,25]$ kW nei bin di potenza più elevata.
- Il **modello 2** (anisotropo) riduce lievemente il bias forecast rispetto al **modello 1** (isotropo), con un miglioramento più marcato sul convertitore1.

Tabella 7.2: MAE (kW) confronto consuntivo vs forecast per convertitore e modello

Convertitore	Modello	Bin _{min}	Bin _{max}	MAE ^{teo}	MAE ^{fc}
1	1	1	1	0.792	0.792
1	1	1	1	0.870	0.870
1	1	1	1	0.690	0.690
1	1	1	2	0.568	0.568
1	1	2	2	0.521	0.521
1	1	2	3	0.378	0.378
1	1	3	3	0.267	0.267
1	2	1	1	0.776	0.776
1	2	1	1	0.858	0.858
1	2	1	1	0.688	0.688
1	2	1	2	0.571	0.571
1	2	2	2	0.525	0.525
1	2	2	3	0.386	0.386
1	2	3	3	0.272	0.272
2	1	1	1	0.186	0.186
2	1	1	1	0.143	0.143
2	2	1	1	0.187	0.187
2	2	1	1	0.142	0.142
3	1	1	1	0.624	0.624
3	1	1	1	0.665	0.665
3	1	1	1	0.674	0.674
3	1	1	2	0.520	0.520
3	1	2	2	0.412	0.412
3	1	2	3	0.316	0.316
3	1	3	3	0.251	0.251
3	2	1	1	0.623	0.623
3	2	1	1	0.663	0.663
3	2	1	1	0.673	0.673
3	2	1	2	0.519	0.519
3	2	2	2	0.410	0.410
3	2	2	3	0.315	0.315
3	2	3	3	0.249	0.249

Nella Tabella 7.2 sono riportati i valori di MAE (Mean Absolute Error) sia per i dati consuntivi sia per le previsioni, suddivisi per convertitore, modello e bin di potenza. Dall'analisi emerge che:

- Per il **convertitore1**, il MAE forecast diminuisce da circa 1,2 kW nei bin a bassa potenza fino a circa 0,8 kW in quelli ad alta potenza, mentre il MAE consuntivo passa da circa 0,85 kW a circa 0,25 kW.
- Il **convertitore2** presenta un errore assoluto contenuto e quasi costante: il MAE consuntivo varia tra 0,28 kW e 0,14 kW, e quello forecast tra 0,26 kW e 0,23 kW.
- Anche per il **convertitore3** il MAE consuntivo decresce fino a circa 0,25 kW, mentre il forecast rimane nell'intorno di 0,55–0,65 kW.

Tabella 7.3: MAPE (%) confronto consuntivo vs forecast per convertitore e modello

Convertitore	Modello	Bin _{min}	Bin _{max}	MAPE ^{teo}	MAPE ^{fc}
1	1	1	1	70.576	70.576
1	1	1	1	63.996	63.996
1	1	1	1	42.734	42.734
1	1	1	2	30.272	30.272
1	1	2	2	22.596	22.596
1	1	2	3	14.136	14.136
1	1	3	3	8.811	8.811
1	2	1	1	69.151	69.151
1	2	1	1	63.162	63.162
1	2	1	1	42.607	42.607
1	2	1	2	30.425	30.425
1	2	2	2	22.776	22.776
1	2	2	3	14.454	14.454
1	2	3	3	8.994	8.994
2	1	1	1	16.387	16.387
2	1	1	1	10.737	10.737
2	2	1	1	16.457	16.457
2	2	1	1	10.649	10.649
3	1	1	1	54.918	54.918
3	1	1	1	48.615	48.615
3	1	1	1	41.229	41.229
3	1	1	2	27.818	27.818
3	1	2	2	17.867	17.867
3	1	2	3	11.955	11.955
3	1	3	3	8.253	8.253

Continua a pagina successiva

Tabella 7.3: *Continua dalla pagina precedente*

Convertitore	Modello	Bin _{min}	Bin _{max}	MAPE ^{teo}	MAPE ^{fc}
3	2	1	1	54.820	54.820
3	2	1	1	48.511	48.511
3	2	1	1	41.125	41.125
3	2	1	2	27.736	27.736
3	2	2	2	17.808	17.808
3	2	2	3	11.919	11.919
3	2	3	3	8.210	8.210

Nella Tabella 7.3 sono riportati i valori di MAPE (Mean Absolute Percentage Error) sia per i dati consuntivi (teo) sia per le previsioni (forecast), suddivisi per convertitore, modello e bin di potenza. Dall’analisi della tabella si evidenzia che:

- Sul **convertitore 1** il MAPE consuntivo decresce in modo marcato, passando da circa il 70
- Il **convertitore 2** mostra un MAPE consuntivo compreso in un range ristretto (16)
- Anche per il **convertitore 3** si osserva una tendenza analogo: il MAPE consuntivo scende da circa il 55

7.3.3 Conteggio delle misurazioni per bin di potenza DC

Per valutare la robustezza degli indici di errore (MBE, MAE, MAPE) sui dati di potenza in corrente continua, riportiamo il numero di misurazioni presenti in ciascun bin di potenza sia per il dataset consuntivo sia per quello forecast.

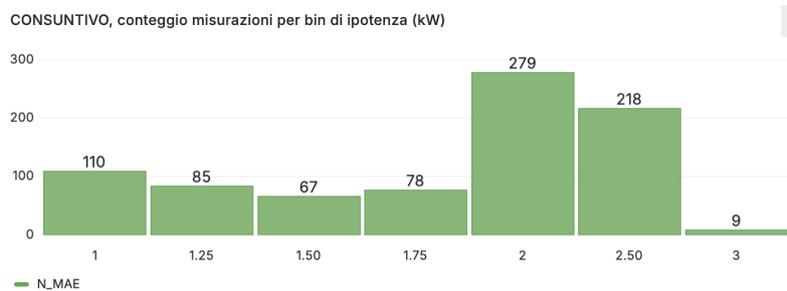


Figura 7.6: Numero di misurazioni per bin di potenza DC (kW) – dataset **consuntivo**.

Nel consuntivo (Figura 7.6), i bin corrispondenti a 2,0 e 2,5 kW raccolgono rispettivamente 279 e 218 misurazioni, garantendo un’elevata affidabilità delle metriche in quegli intervalli. Al contrario, al di sopra di 3,0 kW il numero di campioni scende

a soli 9, il che spiega la maggiore dispersione degli errori trovata per le potenze più elevate.

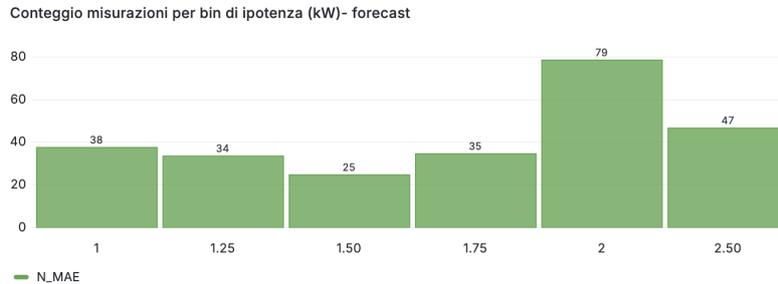


Figura 7.7: Numero di misurazioni per bin di potenza DC (kW) – dataset **forecast**.

Anche nel forecast (Figura 7.7) il bin centrale a 2,0 kW è il più popolato (79 misurazioni), seguito dai bin a 2,5 kW (47) e 1,0 kW (38). Sopra 2,5 kW i campioni diminuiscono rapidamente, fino a un minimo di 0 misurazioni nel bin a 3,0 kW, pertanto i risultati di errore in questi ultimi bin vanno interpretati con cautela.

7.3.4 Scostamento giornaliero e mensile

In questa sezione riportiamo i risultati dello scostamento percentuale calcolato esclusivamente sul modello 2 anisotropo e utilizzando i soli dati consuntivi.

Risultati mensili

Tabella 7.4: Scostamento percentuale *mensile* – modello 2 anisotropo (consuntivo)

Mese	Convertitore	Scostamento [%]
2025-05	1	78,2
2025-06	1	28,1
2025-05	2	5,99
2025-06	2	17,4
2025-05	3	19,0
2025-06	3	22,5

A maggio il convertitore 1 presenta uno scostamento estremamente elevato (78,2 %), probabilmente dovuto a un under-ride dei picchi di potenza nelle giornate meno irradiate. A giugno lo stesso convertitore migliora (28,1 grazie all'aumento dell'irraggiamento medio. Il convertitore 2 si mantiene più accurato, con appena 5,99 % a maggio e 17,4 % a giugno, mentre il convertitore 3 si colloca in posizione intermedia (19,0 % e 22,5 %).

Risultati giornalieri – tre giorni campione di giugnoTabella 7.5: Scostamento percentuale *giornaliero* – tre giorni campione, modello 2 anisotropo (consuntivo)

Giorno	Convertitore	Scostamento [%]
2025-06-21	1	33,1
2025-06-22	1	32,6
2025-06-23	1	51,3
2025-06-21	2	21,5
2025-06-22	2	19,7
2025-06-23	2	32,1
2025-06-21	3	26,4
2025-06-22	3	37,4
2025-06-23	3	38,6

Nei tre giorni campione che vanno dal 21 al 23 giugno, il convertitore 1 mostra uno scostamento in crescita, da circa 33 % il 21–22 giugno fino a 51,3 % il 23 giugno, segno di elevata variabilità legata a condizioni meteorologiche instabili. Il convertitore 2 resta il più stabile (19,7–32,1 %), confermando la migliore coerenza tra forecast e consuntivo. Il convertitore 3 presenta un leggero peggioramento il 22–23 giugno (da 26,4 % a 38,6 %), probabilmente dovuto a fluttuazioni rapide dell'irradiazione.

Capitolo 8

Calcolo della Producibilità e del Performance Ratio

L'ultima valutazione che viene effettuata per valutare l'efficienza operativa dell'impianto fotovoltaico è il calcolo dei seguenti **key performance indicator**:

- la *producibilità* giornaliera, mensile e annua, ovvero l'energia effettivamente erogata per kW installato per singolo convertitore;
- il *Performance Ratio* (PR), che quantifica l'efficienza reale dell'impianto rispetto all'energia teorica producibile sempre per singola unità fotovoltaica.

Partiremo dai dati di energia AC misurata per ciascun convertitore presenti nel database, dai dati di energia AC stimata dal modello di riporto del GHI anisotropo e dalle irradianze sul piano inclinato stimata sempre da modello anisotropo, quindi:

1. descriveremo la teoria dietro le formule di PR e producibilità;
2. illustreremo l'implementazione MATLAB per calcolare PR e producibilità su base giornaliera, mensile e annua;
3. chiuderemo con qualche osservazione sui risultati ottenuti e sulle possibilità di raffinamento.

8.1 Teoria dei Key Performance Indicators

8.1.1 Producibilità Specifica

La producibilità specifica (Prod_T) in un intervallo T (giornaliero, mensile, annuale) si definisce come

$$\text{Prod}_T = \frac{E_{AC,T}}{P_{\text{nom}}} \quad [\text{kWh/kW}] \quad (8.1)$$

dove

- $E_{AC,T}$ è l'energia AC effettivamente erogata nel periodo T [kWh],
- P_{nom} è la potenza nominale installata del convertitore (kW).

8.1.2 Performance Ratio (PR)

Il Performance Ratio esprime quanta parte dell'energia teorica calcolata (in base all'irradianza inclinata) viene effettivamente trasformata in AC:

$$PR_T = \frac{E_{AC,T}}{E_{teo,T}} \times 100\% \quad [\%] \quad (8.2)$$

dove $E_{teo,T}$ è l'energia teorica disponibile sul piano dei moduli, stimata come

$$E_{teo,T} = \sum_{t \in T} G_{tilt,t} \Delta t \times P_{nom} \quad [\text{kWh}] \quad (8.3)$$

Nel caso di convertitore 3, che raggruppa due sottounità con azimut differenti, si combina

$$E_{teo,T} = P_1 \sum_{t \in T} G_{1,t} \Delta t + P_2 \sum_{t \in T} G_{2,t} \Delta t \quad [\text{kWh}] \quad (8.4)$$

con $P_{1,2}$ potenze nominali delle sottounità.

8.2 Implementazione MATLAB

8.2.1 Definizione dei dati di input

Per il calcolo del Performance Ratio (PR) e della produttività (Prod), utilizziamo l'energia kWh da:

- **Dati misurati:** energia AC per ciascun convertitore, prelevata dalle tabelle `convertitore_western_{1,2,3}_{giorni,mesi,anni}` del database.
- **Dati stimati da modello anisotropo:**
 - Energia teorica AC (`POTENZA_AC`) da `power_theoretical`.
 - Irradianza inclinata da `irradiance_inclined_theoretical`, convertita in energia kWh/m² sul piano inclinato.

8.2.2 Procedura generale

1. Aggregazione dati:

- *Misurato*: estrazione di TIME e PV_PRODUCTION dalle tabelle in cui le energie già sono aggregate.
- *Consuntivo*: estrazione di TIME, AZIMUT, MODELLO, POTENZA_AC da `power_theoretical`; conversione in energia via $\Delta t = 0.25$ h; aggregazione giornaliera, mensile e annuale.
- Aggregazione dell'irradiazione inclinata teorica.

2. Calcolo di $E_{teo,T}$ in base al tipo di aggregazione richiesta:

- Per i convertitori 1 e 2 si moltiplica $Irr_kWh \times P_{nom}$.
- Per il convertitore 3 (due azimut) si sommano $P_3 \sum G_{1,t} \Delta t + P_4 \sum G_{2,t} \Delta t$.

3. Calcolo del PR e della produttività:

$$PR_T = \frac{E_{AC,T}}{E_{teo,T}} \times 100, \quad (8.5)$$

$$Prod_T = \frac{E_{AC,T}}{P_{nom}} \text{ [kWh/kW]}. \quad (8.6)$$

I risultati vengono accumulati in `PR_daily_eff`.

- ### 4. Sezioni mensile e annuale:
- La stessa logica viene applicata su base mensile (MONTH) e annuale (YEAR).

8.3 Confronto dei risultati

Nella seguente sezione si vanno ad analizzare i risultati dei key performance indicator per i tre convertitori prendendo in considerazione le energie effettivamente misurate e quelle stimate da dati a consuntivo a partire dall'irradianza sul piano orizzontale calcolando l'irradianza sul piano inclinato con il modello anisotropo del cielo. Viene fatta una analisi giornaliera, prendendo in considerazione una settimana campione con giorni di cielo sereno e giorni di cielo nuvoloso, e poi un'analisi sui dati mensili e annuali disponibili.

8.3.1 Performance Ratio Giornaliero

Per l'analisi dei dati giornalieri è stata selezionata la settimana dal 31 maggio al 6 giugno, caratterizzata prevalentemente da giornate soleggiate, con l'unica eccezione del 4 giugno, parzialmente nuvoloso

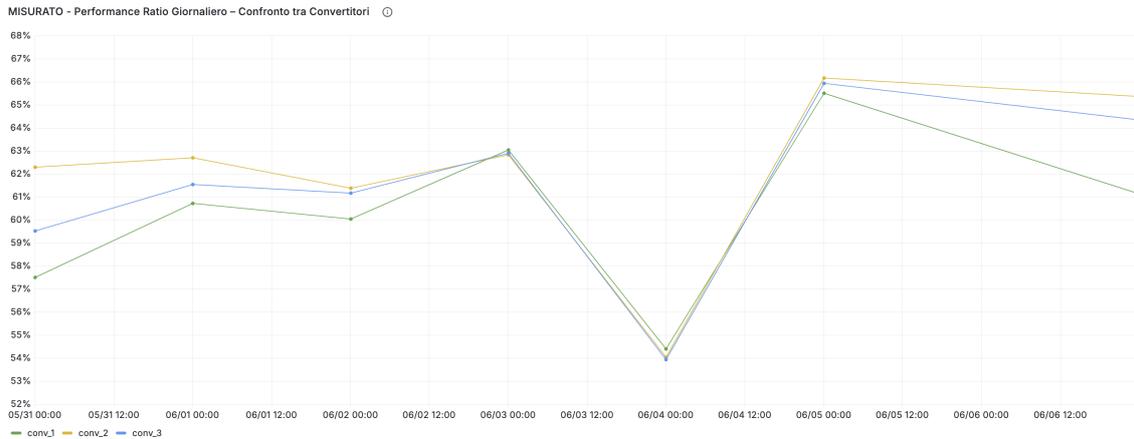


Figura 8.1: Performance Ratio giornaliero *misurato* – confronto tra convertitori 1, 2 e 3.

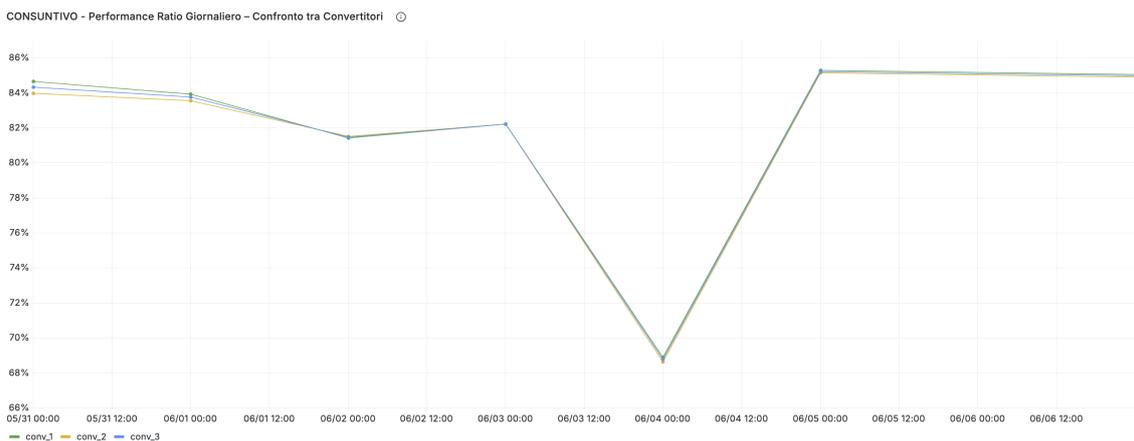


Figura 8.2: Performance Ratio giornaliero *consuntivo stimato* (modello 2 anisotropo) – confronto tra convertitori 1, 2 e 3.

Analisi del Performance Ratio.

Nel grafico con dati di energia effettivamente misurati (Figura 8.1), il PR giornaliero si muove tra circa 57 % e 66 %:

- Il convertitore 2 (linea gialla) mantiene il valore più alto e più stabile (62–66 %), grazie alla migliore corrispondenza tra produzione e irradiazione.
- Il convertitore 1 (linea verde) mostra i valori più bassi (57–63 %), con maggiori fluttuazioni legate alle condizioni meteorologiche.
- Il convertitore 3 (linea azzurra) si colloca nel mezzo, intorno al 60–64 %, e tende a seguire da vicino il comportamento del secondo.

Nel grafico con i dati di energia stimati da modello (Figura 8.2), i valori sono mediamente più alti (81–85 %):

- Tutti e tre i convertitori oscillano in un range ristretto (81–85 %), indicando un bias sistematico del modello di irradiazione inclinata usato come denominatore.
- Il giorno di minore PR (circa 69 %) corrisponde al picco di nuvolosità, evidenziato da una brusca caduta in tutti e tre i convertitori.
- Il picco massimo (85 %) si raggiunge in condizioni di cielo sereno, confermando la coerenza interna del modello.

8.3.2 Produttività Giornaliera

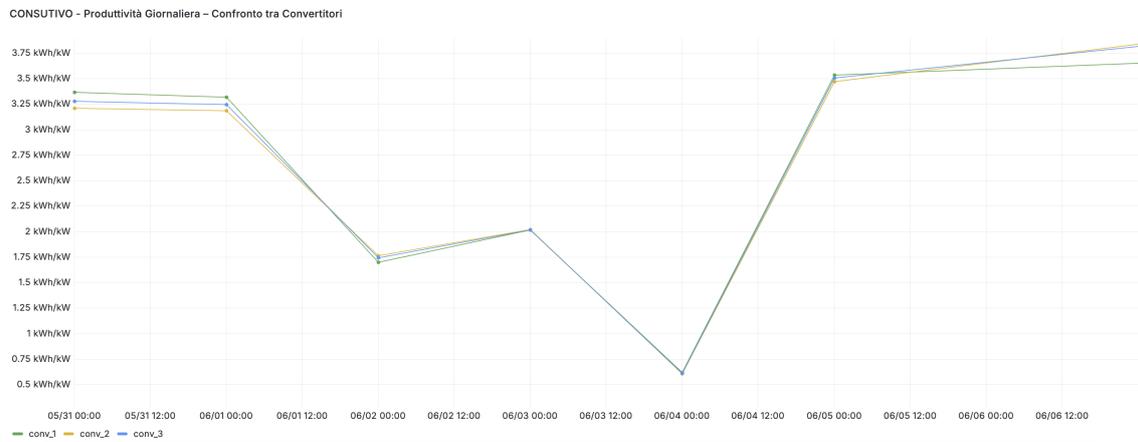


Figura 8.3: Produttività giornaliera (kWh/kW) – dati *consuntivi*.

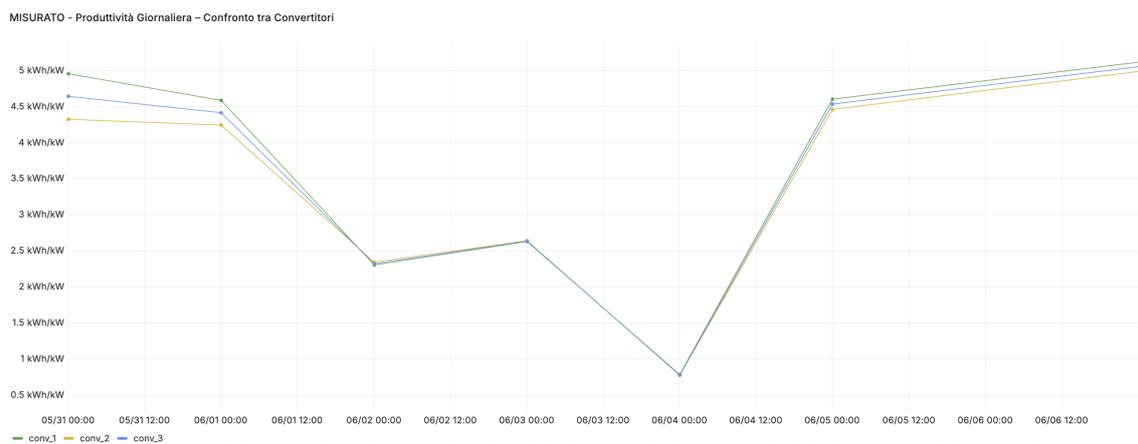


Figura 8.4: Produttività giornaliera (kWh/kW) – dati *misurati*.

Analisi della Produttività.

Nel grafico (Figura 8.3):

- La produttività si mantiene tra 1,5 e 3,5 kWh/kW, con il minimo durante le giornate nuvolose ($\approx 0,5$ kWh/kW) e il massimo in condizioni di pieno soleggiamento ($\approx 3,5$ kWh/kW).
- I tre convertitori presentano curve quasi sovrapposte, segno di un'energia teorica ben normalizzata sul piano inclinato.

Nel grafico (Figura 8.4):

- I valori oscillano tra circa 4,0 e 5,0 kWh/kW, più elevati rispetto al consuntivo perché includono tutti gli effetti reali di sistema (rendimenti, perdite, ecc.).
- Il convertitore 2 conferma la prestazione migliore (4,2–5,0 kWh/kW), mentre il convertitore 1 risulta il più basso (4,0–4,8 kWh/kW).
- Le curve sono molto simili tra loro, indicando che le differenze di rendimento fra i tre impianti sono limitate.

8.3.3 Risultati mensili e annuali

Tabella 8.1: Performance mensili e produttività – dati misurati

Mese	Convertitore	Produttività [kWh/kW]	PR [%]
2025-05	1	60,7	48,2
	2	95,9	80,7
	3	88,1	72,0
2025-06	1	84,5	71,7
	2	91,9	80,0
	3	85,4	73,4

Tabella 8.2: Performance mensili e produttività – dati stimati (modello 2, consuntivo)

Mese	Convertitore	Produttività [kWh/kW]	PR [%]
2025-05	1	108	85,9
	2	102	85,5
	3	105	85,7
2025-06	1	98,7	83,8
	2	96,0	83,6
	3	97,4	83,7

A livello mensile (Tabelle 8.1–8.2) si notano:

- **Dati misurati:** il convertitore 2 si distingue per la produttività più elevata (95,9 e 91,9 kWh/kW) e un PR medio intorno all'80 %, seguito dal convertitore 3 (72,0 e 73,4 %) e dal convertitore 1 (48,2 e 71,7 %), che mostra la maggiore dispersione tra maggio e giugno.
- **Dati stimati (modello anisotropo):** i tre convertitori allineano la loro prestazione su valori prossimi all'85 % di PR, con produttività compresa tra 98,7 e 108 kWh/kW, a indicare un comportamento omogeneo del modello anisotropo.

Tabella 8.3: Performance annuali e produttività

Anno	Convertitore	Produttività [kWh/kW]	PR [%]
<i>Misurato</i>	1	268	67
	2	346	80
	3	298	72,3
<i>Consuntivo stimato</i>	1	207	84,9
	2	198	84,6
	3	202	84,7

A livello annuale (Tabella 8.3):

- **Misurato:**

PR misurato I valori di PR, compresi tra il 67 % (Convertitore 1) e l'80% (Convertitore 2), risultano coerenti e indicano che la stima dell'energia incidente e la conversione in potenza sono state calibrate correttamente.

- **Consuntivo stimato da modello:** PR intorno all'85 % per tutti i convertitori, confermando la validità media del modello anisotropo su scala annua.

Conclusioni

Il lavoro di tesi si è concentrato prima sulla realizzazione di un database per la raccolta dei dati elettrici e degli indicatori e, in secondo luogo, sull'analisi dettagliata delle prestazioni d'impianto per il laboratorio PVZEN.

I dati delle variabili elettriche e i dati relativi agli indicatori, per le diverse unità e per la comunità, per diversi livelli di aggregazione sono stati automaticamente immagazzinati all'interno del database, in particolare il database in formato SQL è stato reso automatico con procedure e ed eventi periodici. I dati delle tabelle sono poi stati riportati nel software di visualizzazione Grafana per la creazione di dashboard dedicate per la visualizzazione. Le dashboard sviluppate offrono una rappresentazione immediata dei flussi energetici e dei principali indicatori, consentendo sia il monitoraggio in tempo reale sia l'impostazione di alert su soglie critiche come lo stato di carica delle batterie.

Tra le tre, l'unità 2 ha evidenziato una maggiore variabilità dovuta a ombreggiamenti intermittenti, mentre le unità 1 e 3 hanno mantenuto curve più regolari. Dal punto di vista dell'intera comunità si vede come si raggiunge mediamente un auto-consumo del 57 % e un'autosufficienza del 52 %, confermando una buona capacità di utilizzare localmente l'energia prodotta e di condividere eventuali surplus.

La seconda parte del lavoro, sempre integrate all'interno del sistema di monitoraggio sviluppato nella prima parte, mostra le analisi dettagliate delle prestazioni d'impianto e ha permesso di valutare le prestazioni delle tre unità fotovoltaiche.

Nell'analisi delle prestazioni dell'impianto in particolare si è svolta l'analisi della potenza in continua a partire da dati a consuntivo e previsionali dell'irradianza sul piano orizzontale, tramite appositi modelli di trasposizione. Sono state valutate le principali metriche di errore MBE, MAE e MAPE e il Performance Ratio su base giornaliera, mensile e annuale per valutare la bontà del modello di previsione di produzione dell'impianto.

I risultati indicano un MBE e un MAE contenuti entro il 5 % su base giornaliera, a riprova della validità delle stime di irradiazione che confermano anche le stime della potenza DC, mentre il Performance Ratio medio mensile si attesta tra il 57 % e il 66 %, con punte fino al 70 % nei mesi di dati disponibili.

Bibliografia

- [1] Parlamento Europeo, *Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II)*, Gazzetta Ufficiale UE, L 328, 21 dicembre 2018.
- [2] Repubblica Italiana, *Decreto Legislativo 30 dicembre 2019, n. 162 – Attuazione della Direttiva (UE) 2018/2001 sulle fonti rinnovabili*, Gazzetta Ufficiale, Serie Generale n. 9, 13 gennaio 2020.
- [3] ENEA, *Analisi trimestrale del sistema energetico italiano – Primo trimestre 2024*. Roma, 2024. <https://www.enea.it/it/seguici/publicazioni>
- [4] Agici Finanza d'Impresa – Accenture, *Rapporto CER 2023: Comunità Energetiche in Italia e sviluppo dell'Autoconsumo Collettivo*. Milano, maggio 2023.
- [5] ARERA, *Deliberazione 318/2020/R/eel – Regolazione delle configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche*. Roma, 2020.
- [6] European Commission – Joint Research Centre, *PVGIS User Manual and Radiation Database, 2001–2017*. <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
- [7] International Energy Agency, *Renewables 2023 – Distributed Generation Report*. Parigi, 2023.
- [8] Androulaki, E., et al., “Hyperledger Fabric: A Distributed Operating System for Permissioned Blockchains,” *Proc. 13th EuroSys*, Porto, 2018.
- [9] LG Electronics, *LG NeON® R PV Module Datasheet*. <https://www.lg.com/global/business/solar-panel>
- [10] Pylontech, *Pylontech US2000C Rack Mount LiFePO₄ Battery Datasheet*. Versione Plus, 2024.
- [11] Leonardo Energy, *Leonardo PRO X 8000/48 Off-Grid Inverter Manual*. Leonardo Power Solutions, 2023.
- [12] Oracle, *MySQL 8.0 Reference Manual*. <https://dev.mysql.com/doc/refman/8.0/en/>
- [13] Grafana Labs, *Grafana Documentation*. <https://grafana.com/docs/grafana/latest/>
- [14] Gubbi, J., R. Buyya, S. Marusic, M. Palaniswami, “Internet of Things (IoT): A Vision, Architectural Elements, and Future Directions,” *Future Gen. Comput. Syst.*, vol. 29, n. 7, pp. 1645–1660, 2013.
- [15] Liu, Y. A. e R. C. Jordan, “The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation,” *Solar Energy*, vol. 4, n. 3, pp. 1–19, 1960.

- [16] Hay, J. L. e C. J. Davies, “Calculation of the mean monthly, daily and hourly diffuse radiation on inclined surfaces,” *Solar Energy*, vol. 24, n. 2, pp. 155–159, 1980.
- [17] Iqbal, M., *An Introduction to Solar Radiation*. Academic Press, 1983.
- [18] Reda, I. e A. A. Andreas, “Solar Position Algorithm for Solar Radiation Applications,” NREL Technical Report NREL/TP-560-34302, 2008.
- [19] Munaretto, C., *Valutazione dei modelli analitici di previsione della radiazione diffusa e incidenza sul comportamento delle pareti opache*, Tesi di laurea triennale, Corso di laurea in Ingegneria Meccanica, Facoltà di Ingegneria, Università degli studi di Padova, Anno Accademico 2010–2011.

Appendice

In questa appendice vengono raccolte le implementazioni complete e i dettagli tecnici che supportano i capitoli precedenti ma che per ragioni di spazio o di approfondimento sono stati rimossi dal corpo principale della tesi.

8.4 Procedure SQL Complete

8.4.1 Procedura `aggiorna_tab_minuti`

```
1 CREATE DEFINER='delia_bruno'@'%' PROCEDURE 'aggiorna_tab_minuti'(
2     IN tabella_sorgente VARCHAR(255), -- \textit{\textcolor{teal}{Nome
      della tabella sorgente da cui prelevare i dati}}
3     IN tipo_raggruppamento VARCHAR(10), -- \textit{\textcolor{teal}{Tipo
      di raggruppamento (default 'minuti')}}
4     IN tabella_destinazione VARCHAR(255) -- \textit{\textcolor{teal}{Nome
      della tabella di destinazione per i dati aggregati}}
5 )
6 BEGIN
7     -- \textit{\textcolor{teal}{Assegna valori di default se i parametri sono
      NULL o vuoti}}
8     SET tabella_sorgente = IFNULL(NULLIF(tabella_sorgente, ''), 'pvzen.
      convertitore_western_1');
9     SET tipo_raggruppamento = IFNULL(NULLIF(tipo_raggruppamento, ''), '
      minuti');
10    SET tabella_destinazione = IFNULL(NULLIF(tabella_destinazione, ''),
      'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_1_minuti');
11
12
13    -- \textit{\textcolor{teal}{Definisce il formato di raggruppamento (per
      minuti)}}
14    SET @group_format = 'DATE_FORMAT(aa1.time_datalog, "%Y-%m-%d-%
      H:%i:00")';
15
16    -- \textit{\textcolor{teal}{Costruzione della query dinamica di inserimento/
      aggiornamento}}
17    SET @query = CONCAT(
```

```

18 'INSERT INTO', tabella_destinazione, '(' ,
19 'TIME, CONSUMPTION, PV_PRODUCTION,
    GRID_ABSORPTION, GRID_INJECTION, ',
20 'BATTERY_CHARGE, BATTERY_DISCHARGE, LOSSES,
    TEMPERATURE, SOC, Esc, SS, SC, ',
21 'DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION)',
22 'SELECT',
23 @group_format, 'AS TIME, ',
24 'SUM(aa1.potenza_ac_out)/60000 AS CONSUMPTION, ', -- \
    textit{\textcolor{teal}{Consumo}}
25 'SUM(aa1.potenza_fv)/60000 AS PV_PRODUCTION, ', -- \
    textit{\textcolor{teal}{Produzione fotovoltaica}}
26 'SUM(CASE WHEN aa1.potenza_ac_in < 0 THEN aa1.potenza_ac_in
    ELSE 0 END)/60000 AS GRID_ABSORPTION, ', -- \textit{\
    textcolor{teal}{Assorbimento da rete}}
27 'SUM(CASE WHEN aa1.potenza_ac_in > 0 THEN aa1.potenza_ac_in
    ELSE 0 END)/60000 AS GRID_INJECTION, ', -- \textit{\
    textcolor{teal}{Iniezione in rete}}
28 'SUM(CASE WHEN aa1.potenza_batteria > 0 THEN aa1.
    potenza_batteria ELSE 0 END)/60000 AS BATTERY_CHARGE, ',
    -- \textit{\textcolor{teal}{Carica batteria}}
29 '-SUM(CASE WHEN aa1.potenza_batteria < 0 THEN aa1.
    potenza_batteria ELSE 0 END)/60000 AS
    BATTERY_DISCHARGE, ', -- \textit{\textcolor{teal}{Scarica
    batteria}}
30 '(SUM(aa1.potenza_fv) - SUM(aa1.potenza_ac_in) - SUM(aa1.
    potenza_batteria) - SUM(aa1.potenza_ac_out))/60000 AS
    LOSSES, ', -- \textit{\textcolor{teal}{Perdite totali}}
31 'AVG(aa1.temperature) AS TEMPERATURE, ', -- \
    textit{\textcolor{teal}{Temperatura media}}
32 'AVG(aa1.soc) AS SOC, ', -- \
    textit{\textcolor{teal}{Stato di carica medio (SOC)}}
33 'GREATEST((SUM(aa1.potenza_ac_out) + SUM(CASE WHEN aa1.
    potenza_ac_in < 0 THEN -aa1.potenza_ac_in ELSE 0 END))
    /60000, 0) AS Esc, ', -- \textit{\textcolor{teal}{Energia
    autoconsumata (Esc)}}
34 'GREATEST((SUM(aa1.potenza_ac_out) + SUM(CASE WHEN aa1.
    potenza_ac_in < 0 THEN -aa1.potenza_ac_in ELSE 0 END)) /
    NULLIF(SUM(aa1.potenza_ac_out), 0), 0) AS SS, ', -- \textit{\
    textcolor{teal}{Self-sufficiency}}
35 'GREATEST((SUM(aa1.potenza_ac_out) + SUM(CASE WHEN aa1.
    potenza_ac_in < 0 THEN -aa1.potenza_ac_in ELSE 0 END)) /
    NULLIF(SUM(aa1.potenza_fv), 0), 0) AS SC, ', -- \textit{\
    textcolor{teal}{Self-consumption}}

```

```

36         '(SUM(aa1.potenza_fv)-SUM(aa1.potenza_ac_out))/60000-AS-
          DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION', -- \textit{\textcolor{teal}{
          teal}{Differenza tra produzione FV e consumi}}
37     'FROM', tabella_sorgente, '-AS-aa1',
38     'WHERE-CAST(aa1.time_datalog-AS-DATE)-<=CURDATE()-',
39     'GROUP-BY-', @group_format
40 );
41
42 -- \textit{\textcolor{teal}{Gestione dellupdate su chiave duplicata}}
43 SET @query = CONCAT(@query,
44     '-ON-DUPLICATE-KEY-UPDATE',
45     'CONSUMPTION=VALUES(CONSUMPTION),',
46     'PV_PRODUCTION=VALUES(PV_PRODUCTION),',
47     'GRID_ABSORPTION=VALUES(GRID_ABSORPTION),',
48     'GRID_INJECTION=VALUES(GRID_INJECTION),',
49     'BATTERY_CHARGE=VALUES(BATTERY_CHARGE),',
50     'BATTERY_DISCHARGE=VALUES(BATTERY_DISCHARGE),',
51     'LOSSES=VALUES(LOSSES),',
52     'TEMPERATURE=VALUES(TEMPERATURE),',
53     'SOC=VALUES(SOC),',
54     'Esc=VALUES(Esc),',
55     'SS=VALUES(SS),',
56     'SC=VALUES(SC),',
57     'DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION=VALUES(
          DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION)'
58 );
59
60 -- \textit{\textcolor{teal}{Esecuzione della query preparata}}
61 PREPARE stmt FROM @query;
62 EXECUTE stmt;
63 DEALLOCATE PREPARE stmt;
64 END

```

Listing 8.1: Procedura aggiorna.tab.minuti

8.4.2 Procedura aggiorna_ore_minuti_incrementale

```

1 CREATE DEFINER='delia_bruno'@'%' PROCEDURE '
  aggiorna_tab_ore_min_incrementale'(
2   IN tabella_sorgente VARCHAR(255), -- \textit{\textcolor{teal}{Nome
      della tabella sorgente da cui prelevare i dati}}
3   IN tipo_raggruppamento VARCHAR(10), -- \textit{\textcolor{teal}{Tipo
      di raggruppamento (default 'minuti')}}

```

```

4 | IN tabella_destinazione VARCHAR(255) -- \textit{\textcolor{teal}{
      Tabella di destinazione con dati aggregati}}
5 | )
6 | BEGIN
7 |   -- \textit{\textcolor{teal}{Impostazione dei valori predefiniti per le
      variabili di input}}
8 |   SET tabella_sorgente = IFNULL(NULLIF(tabella_sorgente, ''), 'pvzen.
      convertitore_western_1');
9 |   SET tipo_raggruppamento = IFNULL(NULLIF(tipo_raggruppamento, ''), '
      minuti');
10 |  SET tabella_destinazione = IFNULL(NULLIF(tabella_destinazione, ''), '
      pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_1_minuti');
11 |
12 |   -- \textit{\textcolor{teal}{Definizione del formato di raggruppamento (per
      minuti o ore)}}
13 |   SET @group_format = CASE
14 |     WHEN tipo_raggruppamento = 'minuti' THEN 'DATE_FORMAT(aa1.
      time_datalog, "%Y-%m-%d-%H:%i:00")'
15 |     WHEN tipo_raggruppamento = 'ore' THEN 'DATE_FORMAT(aa1.
      time_datalog, "%Y-%m-%d-%H:00:00")'
16 |   END;
17 |
18 |   -- \textit{\textcolor{teal}{Creazione della query dinamica di inserimento/
      aggiornamento}}
19 |   SET @query = CONCAT(
20 |     'INSERT INTO', tabella_destinazione, '(',
21 |     'TIME, CONSUMPTION, PV_PRODUCTION,
      GRID_ABSORPTION, GRID_INJECTION,',
22 |     'BATTERY_CHARGE, BATTERY_DISCHARGE, LOSSES,
      TEMPERATURE, SOC, Esc, SS, SC,',
23 |     'DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION)',
24 |     'SELECT',
25 |     @group_format, 'AS TIME,',
26 |     'SUM(aa1.potenza_ac_out)/-60000,', -- \textit{\
      textcolor{teal}{Consumo totale (AC out)}}
27 |     'SUM(aa1.potenza_fv)/-60000,', -- \textit{\
      textcolor{teal}{Produzione fotovoltaica}}
28 |     'SUM(CASE WHEN aa1.potenza_ac_in < 0 THEN aa1.potenza_ac_in
      ELSE 0 END)/-60000,', -- \textit{\textcolor{teal}{
      Assorbimento dalla rete}}
29 |     'SUM(CASE WHEN aa1.potenza_ac_in > 0 THEN aa1.potenza_ac_in
      ELSE 0 END)/-60000,', -- \textit{\textcolor{teal}{Immissione
      in rete}}

```

```

30      'SUM(CASE-WHEN-aa1.potenza_batteria->0-THEN-aa1.
        potenza_batteria-ELSE-0-END)-/-60000,-', -- \textit{\textcolor{
        teal}{Carica della batteria}}
31      '-SUM(CASE-WHEN-aa1.potenza_batteria<0-THEN-aa1.
        potenza_batteria-ELSE-0-END)-/-60000,-', -- \textit{\textcolor{
        teal}{Scarica della batteria}}
32      '(SUM(aa1.potenza_fv)--SUM(aa1.potenza_ac.in)--SUM(aa1.
        potenza_batteria)--SUM(aa1.potenza_ac.out))-/-60000,-', -- \
        textit{\textcolor{teal}{Perdite calcolate}}
33      'AVG(aa1.temperature),-', -- \textit{\
        textcolor{teal}{Temperatura media}}
34      'AVG(aa1.soc),-', -- \textit{\
        textcolor{teal}{Stato di carica medio (SOC)}}
35      'GREATEST((SUM(aa1.potenza_ac.out)+SUM(CASE-WHEN-aa1.
        potenza_ac.in<0-THEN--aa1.potenza_ac.in-ELSE-0-END))-/-
        60000,0),-', -- \textit{\textcolor{teal}{Energia netta
        autoconsumata}}
36      'GREATEST((SUM(aa1.potenza_ac.out)+SUM(CASE-WHEN-aa1.
        potenza_ac.in<0-THEN--aa1.potenza_ac.in-ELSE-0-END))-/-
        NULLIF(SUM(aa1.potenza_ac.out),0),0),-', -- \textit{\
        textcolor{teal}{Indice self-sufficiency}}
37      'GREATEST((SUM(aa1.potenza_ac.out)+SUM(CASE-WHEN-aa1.
        potenza_ac.in<0-THEN--aa1.potenza_ac.in-ELSE-0-END))-/-
        NULLIF(SUM(aa1.potenza_fv),0),0),-', -- \textit{\textcolor{
        teal}{Indice self-consumption}}
38      '(SUM(aa1.potenza_fv)--SUM(aa1.potenza_ac.out))-/-60000-', -- \
        textit{\textcolor{teal}{Differenza FV - consumi}}
39      'FROM-', tabella_sorgente, '-AS-aa1-',
40      'WHERE-CAST(aa1.time_data AS-DATE)-<=CURDATE()-',
41      'GROUP-BY-', @group_format
42      );
43
44      -- \textit{\textcolor{teal}{Gestione conflitti su chiave primaria: aggiorna
        i valori esistenti}}
45      SET @query = CONCAT(@query,
46      '-ON-DUPLICATE-KEY-UPDATE-',
47      'CONSUMPTION=-VALUES(CONSUMPTION),-',
48      'PV_PRODUCTION=-VALUES(PV_PRODUCTION),-',
49      'GRID_ABSORPTION=-VALUES(GRID_ABSORPTION),-',
50      'GRID_INJECTION=-VALUES(GRID_INJECTION),-',
51      'BATTERY_CHARGE=-VALUES(BATTERY_CHARGE),-',
52      'BATTERY_DISCHARGE=-VALUES(BATTERY_DISCHARGE),-',
53      'LOSSES=-VALUES(LOSSES),-',
54      'TEMPERATURE=-VALUES(TEMPERATURE),-',

```

```

55         'SOC'=VALUES(SOC),' ,
56         'Esc'=VALUES(Esc),' ,
57         'SS'=VALUES(SS),' ,
58         'SC'=VALUES(SC),' ,
59         'DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION'=VALUES(
           DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION)'
60     );
61
62     -- \textit{\textcolor{teal}{Esecuzione della query preparata}}
63     PREPARE stmt FROM @query;
64     EXECUTE stmt;
65     DEALLOCATE PREPARE stmt;
66 END

```

Listing 8.2: Procedura `aggiorna_tab_ore_min_incrementale`

8.4.3 Procedura `aggiorna_tab_ore`

```

1 CREATE DEFINER='delia_bruno'@'% ' PROCEDURE 'aggiorna_tab_ore'(
2     IN tabella_sorgente VARCHAR(255), -- \textit{\textcolor{teal}{Tabella
           sorgente con dati aggregati per minuto}}
3     IN tipo_raggruppamento VARCHAR(10), -- \textit{\textcolor{teal}{Tipo
           di raggruppamento (default 'ore')}}
4     IN tabella_destinazione VARCHAR(255) -- \textit{\textcolor{teal}{
           Tabella destinazione aggregata per ora o giorno}}
5 )
6 BEGIN
7     -- \textit{\textcolor{teal}{Imposta i valori predefiniti se input vuoto o
           NULL}}
8     SET tabella_sorgente = IFNULL(NULLIF(tabella_sorgente, ''), '
           pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_1_minuti');
9     SET tipo_raggruppamento = IFNULL(NULLIF(tipo_raggruppamento, ''), 'ore
           ');
10    SET tabella_destinazione = IFNULL(NULLIF(tabella_destinazione, ''), '
           pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_1_ore');
11
12    -- \textit{\textcolor{teal}{Formato per raggruppamento: ore o giorno}}
13    SET @group_format = CASE
14        WHEN tipo_raggruppamento = 'ore' THEN 'DATE_FORMAT(aa1.TIME,
           ',"%Y-%m-%d-%H:00:00"')
15        ELSE 'DATE_FORMAT(aa1.TIME, "%Y-%m-%d")'
16    END;
17

```

```

18  -- \textit{\textcolor{teal}{Query dinamica per aggregazione e inserimento
19  SET @query = CONCAT(
20      'INSERT-INTO-', tabella_destinazione, '-(',
21      'TIME,-CONSUMPTION,-PV_PRODUCTION,-
22      BATTERY_CHARGE,-BATTERY_DISCHARGE,-',
23      'GRID_ABSORPTION,-GRID_INJECTION,-
24      NET_GRID_EXCHANGE,-',
25      'NET_GRID_ABSORPTION,-NET_GRID_INJECTION,-LOSSES,-',
26      'TEMPERATURE,-SOC,-Esc,-SS,-SC,-
27      DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION)-',
28      'SELECT-',
29      @group_format, '-AS-TIME,-', -- \textit{\textcolor{teal}{
30      Raggruppamento temporale}}
31      'SUM(aa1.CONSUMPTION),-', -- \textit{\
32      textcolor{teal}{Energia consumata}}
33      'SUM(aa1.PV_PRODUCTION),-', -- \textit{\
34      textcolor{teal}{Produzione fotovoltaica}}
35      'SUM(aa1.BATTERY_CHARGE),-', -- \textit{\
36      textcolor{teal}{Energia immagazzinata nella batteria}}
37      'SUM(aa1.BATTERY_DISCHARGE),-', -- \textit{\
38      textcolor{teal}{Energia scaricata dalla batteria}}
39      'SUM(aa1.GRID_ABSORPTION),-', -- \textit{\
40      textcolor{teal}{Energia assorbita dalla rete}}
41      'SUM(aa1.GRID_INJECTION),-', -- \textit{\
42      textcolor{teal}{Energia immessa in rete}}
43      'SUM(aa1.GRID_INJECTION)+SUM(aa1.GRID_ABSORPTION),-',
44      -- \textit{\textcolor{teal}{Scambio netto con la rete}}
45      'CASE-WHEN-SUM(aa1.GRID_INJECTION)+SUM(aa1.
46      GRID_ABSORPTION)<-0',
47      'THEN-(SUM(aa1.GRID_INJECTION)+SUM(aa1.
48      GRID_ABSORPTION))-ELSE-0-END,-', -- \textit{\
49      textcolor{teal}{Assorbimento netto dalla rete (solo negativo)
50      }}
51      'CASE-WHEN-SUM(aa1.GRID_INJECTION)+SUM(aa1.
52      GRID_ABSORPTION)>-0',
53      'THEN-(SUM(aa1.GRID_INJECTION)+SUM(aa1.
54      GRID_ABSORPTION))-ELSE-0-END,-', -- \textit{\
55      textcolor{teal}{Iniezione netta nella rete (solo positivo)}}
56      'SUM(aa1.LOSSES),-', -- \textit{\
57      textcolor{teal}{Perdite totali energetiche}}
58      'AVG(aa1.TEMPERATURE),-', -- \textit{\
59      textcolor{teal}{Temperatura media}}

```

```

40      'AVG(aa1.SOC),-' , -- \textit{\
      textcolor{teal}{Stato medio di carica (SOC)}}
41      'GREATEST(SUM(aa1.CONSUMPTION)-+SUM(aa1.
      GRID_ABSORPTION)-/-60000,-0),-' , -- \textit{\textcolor{teal
      }{Energia autoconsumata (Esc)}}
42      'LEAST(GREATEST((SUM(aa1.CONSUMPTION)-+SUM(aa1.
      GRID_ABSORPTION))-/-NULLIF(SUM(aa1.CONSUMPTION),-
      0),-0),-1),-' , -- \textit{\textcolor{teal}{Self-sufficiency (SS)}}
43      'LEAST(GREATEST((SUM(aa1.CONSUMPTION)-+SUM(aa1.
      GRID_ABSORPTION))-/-NULLIF(SUM(aa1.PV_PRODUCTION
      ),-0),-0),-1),-' , -- \textit{\textcolor{teal}{Self-consumption (SC
      )}}
44      'SUM(aa1.DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION)-' , -- \textit{\
      textcolor{teal}{Differenza FV - consumi}}
45      'FROM-' , tabella_sorgente, '-AS-aa1-' ,
46      'WHERE-CAST(aa1.TIME-AS-DATE)-<=CURDATE()-' ,
47      'GROUP-BY-' , @group_format, '-' ,
48      'ON-DUPLICATE-KEY-UPDATE-' ,
49      'CONSUMPTION=-VALUES(CONSUMPTION),-' ,
50      'PV_PRODUCTION=-VALUES(PV_PRODUCTION),-' ,
51      'BATTERY_CHARGE=-VALUES(BATTERY_CHARGE),-' ,
52      'BATTERY_DISCHARGE=-VALUES(BATTERY_DISCHARGE),-' ,
53      'GRID_ABSORPTION=-VALUES(GRID_ABSORPTION),-' ,
54      'GRID_INJECTION=-VALUES(GRID_INJECTION),-' ,
55      'NET_GRID_EXCHANGE=-VALUES(NET_GRID_EXCHANGE),-' ,
56      'NET_GRID_ABSORPTION=-VALUES(NET_GRID_ABSORPTION
      ),-' ,
57      'NET_GRID_INJECTION=-VALUES(NET_GRID_INJECTION),-' ,
58      'LOSSES=-VALUES(LOSSES),-' ,
59      'TEMPERATURE=-VALUES(TEMPERATURE),-' ,
60      'SOC=-VALUES(SOC),-' ,
61      'Esc=-VALUES(Esc),-' ,
62      'SS=-VALUES(SS),-' ,
63      'SC=-VALUES(SC),-' ,
64      'DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION=-VALUES(
      DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION)'
65      );
66
67      -- \textit{\textcolor{teal}{Esecuzione della query dinamica generata}}
68      PREPARE stmt FROM @query;
69      EXECUTE stmt;
70      DEALLOCATE PREPARE stmt;
71      END

```

Listing 8.3: Procedura aggiorna_tab_ore

8.4.4 Procedura aggiorna_tab

```

1 CREATE DEFINER='delia_bruno'@'%' PROCEDURE 'aggiorna_tab'(
2   IN tabella_sorgente VARCHAR(255), -- \textit{\textcolor{teal}{Tabella
   sorgente da cui prelevare i dati}}
3   IN tipo_raggruppamento VARCHAR(10), -- \textit{\textcolor{teal}{Tipo
   di raggruppamento: giorni, settimane, mesi, anni}}
4   IN tabella_destinazione VARCHAR(255) -- \textit{\textcolor{teal}{
   Tabella destinazione per i dati aggregati}}
5 )
6 BEGIN
7   -- \textit{\textcolor{teal}{Imposta valori di default per parametri NULL o
   vuoti}}
8   SET tabella_sorgente = IFNULL(NULLIF(tabella_sorgente, ''), '
   pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_1_ore');
9   SET tipo_raggruppamento = IFNULL(NULLIF(tipo_raggruppamento, ''), '
   giorni');
10  SET tabella_destinazione = IFNULL(NULLIF(tabella_destinazione, ''), '
   pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_1_giorni');
11
12  -- \textit{\textcolor{teal}{Formato di raggruppamento in base al tipo
   scelto}}
13  SET @group_format = CASE
14    WHEN tipo_raggruppamento = 'giorni' THEN 'DATE_FORMAT(aa1.
   TIME, '%Y-%m-%d')'
15    WHEN tipo_raggruppamento = 'settimane' THEN 'DATE_SUB(
   DATE(aa1.TIME), INTERVAL (DAYOFWEEK(aa1.TIME)+5)-%7-DAY)'
16    WHEN tipo_raggruppamento = 'mesi' THEN 'DATE_ADD(
   DATE(aa1.TIME), INTERVAL -DAY(aa1.TIME)+1-DAY)'
17    WHEN tipo_raggruppamento = 'anni' THEN 'DATE_ADD(
   DATE(aa1.TIME), INTERVAL -DAYOFYEAR(aa1.TIME)+1-DAY)'
18    ELSE 'DATE_FORMAT(aa1.TIME, '%Y-%m-%d')'
19  END;
20
21  -- \textit{\textcolor{teal}{Costruzione della query dinamica per
   aggregazione}}
22  SET @query = CONCAT(
23    'INSERT-INTO-', tabella_destinazione, '(',
24    'TIME,-CONSUMPTION,-PV_PRODUCTION,-
   GRID_ABSORPTION,-GRID_INJECTION,-',
25    'BATTERY_CHARGE,-BATTERY_DISCHARGE,-LOSSES,-
   TEMPERATURE,-SOC,-',
26    'Esc,-SS,-SC,-DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION)-',
27    'SELECT-',

```

```

28 @group_format, '-AS-TIME,-',
29 'SUM(aa1.CONSUMPTION),-', -- \textit{\
    textcolor{teal}{Consumo totale}}
30 'SUM(aa1.PV_PRODUCTION),-', -- \textit{\
    textcolor{teal}{Produzione FV totale}}
31 'SUM(aa1.NET_GRID_ABSORPTION),-', -- \textit{\
    textcolor{teal}{Assorbimento netto da rete}}
32 'SUM(aa1.NET_GRID_INJECTION),-', -- \textit{\
    textcolor{teal}{Iniezione netta in rete}}
33 'SUM(aa1.BATTERY_CHARGE),-', -- \textit{\
    textcolor{teal}{Carica della batteria}}
34 'SUM(aa1.BATTERY_DISCHARGE),-', -- \textit{\
    textcolor{teal}{Scarica della batteria}}
35 'SUM(aa1.LOSSES),-', -- \textit{\
    textcolor{teal}{Perdite totali}}
36 'AVG(aa1.TEMPERATURE),-', -- \textit{\
    textcolor{teal}{Temperatura media}}
37 'AVG(aa1.SOC),-', -- \textit{\
    textcolor{teal}{Stato di carica medio (SOC)}}
38 'SUM(aa1.Esc),-', -- \textit{\
    textcolor{teal}{Energia autoconsumata}}
39 '(SUM(aa1.Esc)/-NULLIF(SUM(aa1.CONSUMPTION),-0)),-', -- \
    textit{\textcolor{teal}{Indice di autosufficienza (SS)}}
40 '(SUM(aa1.Esc)/-NULLIF(SUM(aa1.PV_PRODUCTION),-0)),-', --
    \textit{\textcolor{teal}{Indice di autoconsumo (SC)}}
41 'SUM(aa1.DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION),-', -- \textit{\
    textcolor{teal}{Delta produzione FV - consumi}}
42 'FROM-', tabella_sorgente, '-AS-aa1-',
43 'WHERE-CAST(aa1.TIME-AS-DATE)-<=CURDATE()-',
44 'GROUP-BY-', @group_format, '-',
45 'ON-DUPLICATE-KEY-UPDATE-',
46 'CONSUMPTION=-VALUES(CONSUMPTION),-',
47 'PV_PRODUCTION=-VALUES(PV_PRODUCTION),-',
48 'GRID_ABSORPTION=-VALUES(GRID_ABSORPTION),-',
49 'GRID_INJECTION=-VALUES(GRID_INJECTION),-',
50 'BATTERY_CHARGE=-VALUES(BATTERY_CHARGE),-',
51 'BATTERY_DISCHARGE=-VALUES(BATTERY_DISCHARGE),-',
52 'LOSSES=-VALUES(LOSSES),-',
53 'TEMPERATURE=-VALUES(TEMPERATURE),-',
54 'SOC=-VALUES(SOC),-',
55 'Esc=-VALUES(Esc),-',
56 'SS=-VALUES(SS),-',
57 'SC=-VALUES(SC),-'

```

```

58         'DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION'=VALUES(
59             DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION)
60     );
61     -- \textit{\textcolor{teal}{Verifica/debug della query generata}}
62     SELECT @query;
63
64     -- \textit{\textcolor{teal}{Esecuzione della query dinamica}}
65     PREPARE stmt FROM @query;
66     EXECUTE stmt;
67     DEALLOCATE PREPARE stmt;
68 END

```

Listing 8.4: Procedura aggiorna_tab

8.4.5 Procedura aggiorna_tab_comunità

```

1 CREATE DEFINER='delia_bruno'@'%' PROCEDURE 'aggiorna_tab_comunit'(
2     IN tabella_sorgente1 VARCHAR(255), -- \textit{\textcolor{teal}{Tabella
3         membro 1 della comunit}}
4     IN tabella_sorgente2 VARCHAR(255), -- \textit{\textcolor{teal}{Tabella
5         membro 2 della comunit}}
6     IN tabella_sorgente3 VARCHAR(255), -- \textit{\textcolor{teal}{Tabella
7         membro 3 della comunit}}
8     IN tabella_sorgente4 VARCHAR(255), -- \textit{\textcolor{teal}{Tabella
9         del sistema di accumulo condiviso}}
10    IN tipo_raggruppamento VARCHAR(10), -- \textit{\textcolor{teal}{Tipo
11        di raggruppamento (default 'ore')}}
12    IN tabella_destinazione VARCHAR(255) -- \textit{\textcolor{teal}{
13        Tabella aggregata per la comunit energetica}}
14 )
15 BEGIN
16     -- \textit{\textcolor{teal}{Assegna default se parametri nulli o vuoti}}
17     SET tabella_sorgente1 = IFNULL(NULLIF(tabella_sorgente1, ''), '
18         pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_1_ore');
19     SET tabella_sorgente2 = IFNULL(NULLIF(tabella_sorgente2, ''), '
20         pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_2_ore');
21     SET tabella_sorgente3 = IFNULL(NULLIF(tabella_sorgente3, ''), '
22         pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_3_ore');
23     SET tabella_sorgente4 = IFNULL(NULLIF(tabella_sorgente4, ''), '
24         pvzen_m_indicatori_performance.accumulo_centralizzato_western_ore');
25     SET tipo_raggruppamento = IFNULL(NULLIF(tipo_raggruppamento, ''), 'ore
26     ');

```

```

16 SET tabella_destinazione = IFNULL(NULLIF(tabella_destinazione, ''), '
    pvzen_m_indicatori_performance.comunit_ore');
17
18 -- \textit{\textcolor{teal}{Formato temporale per il raggruppamento scelto
    }}
19 SET @group_format = CASE
20     WHEN tipo_raggruppamento = 'minuti' THEN 'DATE_FORMAT(aa.
        TIME, "%Y-%m-%d-%H:%i:00")'
21     WHEN tipo_raggruppamento = 'ore' THEN 'DATE_FORMAT(aa.TIME,
        "%Y-%m-%d-%H:00:00")'
22     WHEN tipo_raggruppamento = 'giorni' THEN 'DATE_FORMAT(aa.
        TIME, "%Y-%m-%d")'
23     WHEN tipo_raggruppamento = 'settimane' THEN 'DATE_SUB(DATE(aa
        .TIME), INTERVAL (DAYOFWEEK(aa.TIME)+5) % 7 DAY)'
24     WHEN tipo_raggruppamento = 'mesi' THEN 'DATE_ADD(DATE(aa.
        TIME), INTERVAL DAY(aa.TIME)+1 DAY)'
25     WHEN tipo_raggruppamento = 'anni' THEN 'DATE_ADD(DATE(aa.
        TIME), INTERVAL DAYOFYEAR(aa.TIME)+1 DAY)'
26     ELSE 'DATE_FORMAT(aa.TIME, "%Y-%m-%d")'
27 END;
28
29 -- \textit{\textcolor{teal}{Costruzione della query aggregata per la
    comunit energetica}}
30 SET @query = CONCAT(
31     'INSERT-INTO-', tabella_destinazione, '(',
32     'TIME,-CONSUMPTION,-PV_PRODUCTION,-
        GRID_ABSORPTION,-GRID_INJECTION,-',
33     'NET_GRID_EXCHANGE,-NET_GRID_ABSORPTION,-
        NET_GRID_INJECTION,-',
34     'LOSSES,-Esc,-SS,-SC,-ENERGIA_CONDIVISA,-
        DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION)-',
35     'SELECT-',
36     @group_format, 'AS-TIME,-',
37     'SUM(aa.CONSUMPTION),-', -- \textit{\
        textcolor{teal}{Consumo totale comunit}}
38     'SUM(aa.PV_PRODUCTION),-', -- \textit{\
        textcolor{teal}{Produzione FV complessiva}}
39     'SUM(aa.GRID_ABSORPTION),-', -- \textit{\
        textcolor{teal}{Energia assorbita dalla rete}}
40     'SUM(aa.GRID_INJECTION),-', -- \textit{\
        textcolor{teal}{Energia immessa in rete}}
41     '(SUM(aa.GRID_ABSORPTION)+SUM(aa.GRID_INJECTION)),-',
42     -- \textit{\textcolor{teal}{Scambio netto con rete}}

```

```

43      -- \textit{\textcolor{teal}{Assorbimento/Iniezione netti (solo
      positivo o negativo)}}
44      'CASE-WHEN-(SUM(aa.GRID_INJECTION)+SUM(aa.
      GRID_ABSORPTION))<0',
45      'THEN-ABS(SUM(aa.GRID_INJECTION)+SUM(aa.
      GRID_ABSORPTION))-ELSE-0-END,',
46      'CASE-WHEN-(SUM(aa.GRID_INJECTION)+SUM(aa.
      GRID_ABSORPTION))>0',
47      'THEN-(SUM(aa.GRID_INJECTION)+SUM(aa.
      GRID_ABSORPTION))-ELSE-0-END,',
48
49      'SUM(aa.LOSSES)', -- \textit{\
      textcolor{teal}{Perdite energetiche totali }}
50      'GREATEST(SUM(aa.CONSUMPTION)--ABS(CASE-WHEN-SUM
      (aa.GRID_ABSORPTION)<0-THEN-SUM(aa.
      GRID_ABSORPTION)-ELSE-0-END),0)', -- \textit{\textcolor
      {teal}{Autoconsumo (Esc)}}
51      'LEAST(GREATEST((SUM(aa.CONSUMPTION)--ABS(CASE-
      WHEN-SUM(aa.GRID_ABSORPTION)<0-THEN-SUM(aa.
      GRID_ABSORPTION)-ELSE-0-END))/-NULLIF(SUM(aa.
      CONSUMPTION),0),0),-1)', -- \textit{\textcolor{teal}{Self-
      sufficiency (SS)}}
52      'LEAST(GREATEST((SUM(aa.CONSUMPTION)--ABS(CASE-
      WHEN-SUM(aa.GRID_ABSORPTION)<0-THEN-SUM(aa.
      GRID_ABSORPTION)-ELSE-0-END))/-NULLIF(SUM(aa.
      PV_PRODUCTION),0),0),-1)', -- \textit{\textcolor{teal}{Self
      -consumption (SC)}}
53      'LEAST(SUM(aa.GRID_ABSORPTION),SUM(aa.
      GRID_INJECTION)', -- \textit{\textcolor{teal}{Energia
      condivisa nella comunit}}
54      'SUM(aa.DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION)', -- \textit{\
      textcolor{teal}{Delta FV - consumi}}
55      'FROM(',
56      'SELECT-TIME,-CONSUMPTION,-PV_PRODUCTION,-
      GRID_ABSORPTION,-GRID_INJECTION,-LOSSES,-
      DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION-FROM', tabella_sorgente1,
      ',',
57      'UNION-ALL',
58      'SELECT-TIME,-CONSUMPTION,-PV_PRODUCTION,-
      GRID_ABSORPTION,-GRID_INJECTION,-LOSSES,-
      DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION-FROM', tabella_sorgente2,
      ',',
59      'UNION-ALL',

```

```

60      'SELECT-TIME,-CONSUMPTION,-PV_PRODUCTION,-
        GRID_ABSORPTION,-GRID_INJECTION,-LOSSES,-
        DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION-FROM-', tabella_sorgente3,
        ',,
61      'UNION-ALL-',
62      'SELECT-TIME,-CONSUMPTION,-PV_PRODUCTION,-
        GRID_ABSORPTION,-GRID_INJECTION,-LOSSES,-
        DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION-FROM-', tabella_sorgente4,
        ',,
63      ')-AS-aa-',
64      'WHERE-CAST(aa.TIME-AS-DATE)-<=CURDATE()-',
65      'GROUP-BY-', @group_format, ',,
66      'ON-DUPLICATE-KEY-UPDATE-',
67      'CONSUMPTION=-VALUES(CONSUMPTION),-',
68      'PV_PRODUCTION=-VALUES(PV_PRODUCTION),-',
69      'GRID_ABSORPTION=-VALUES(GRID_ABSORPTION),-',
70      'GRID_INJECTION=-VALUES(GRID_INJECTION),-',
71      'NET_GRID_EXCHANGE=-VALUES(NET_GRID_EXCHANGE),-',
72      'NET_GRID_ABSORPTION=-VALUES(NET_GRID_ABSORPTION
        ),-',
73      'NET_GRID_INJECTION=-VALUES(NET_GRID_INJECTION),-',
74      'LOSSES=-VALUES(LOSSES),-',
75      'Esc=-VALUES(Esc),-',
76      'SS=-VALUES(SS),-',
77      'SC=-VALUES(SC),-',
78      'ENERGIA_CONDIVISA=-VALUES(ENERGIA_CONDIVISA),-',
79      'DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION=-VALUES(
        DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION)'
80  );
81
82  -- \textit{\textcolor{teal}{Esecuzione della query finale}}
83  PREPARE stmt FROM @query;
84  EXECUTE stmt;
85  DEALLOCATE PREPARE stmt;
86  END

```

Listing 8.5: Procedura aggiorna_tab_comunit 

8.4.6 Procedura aggiorna_comunit  incrementale

```

1  CREATE DEFINER='delia_bruno'@'% ' PROCEDURE '
   aggiorna_tab_comunit_incrementale'(
2  IN tabella_sorgente1 VARCHAR(255), -- \textit{\textcolor{teal}{Primo
   convertitore}}

```

```

3 | IN tabella_sorgente2 VARCHAR(255), -- \textit{\textcolor{teal}{Secondo
   |   convertitore}}
4 | IN tabella_sorgente3 VARCHAR(255), -- \textit{\textcolor{teal}{Terzo
   |   convertitore}}
5 | IN tabella_sorgente4 VARCHAR(255), -- \textit{\textcolor{teal}{
   |   Accumulo centralizzato}}
6 | IN tipo_raggruppamento VARCHAR(10), -- \textit{\textcolor{teal}{Tipo
   |   di raggruppamento (default 'ore')}}
7 | IN tabella_destinazione VARCHAR(255) -- \textit{\textcolor{teal}{
   |   Tabella aggregata finale}}
8 | )
9 | BEGIN
10 |   -- \textit{\textcolor{teal}{Assegna valori predefiniti se input vuoto o
   |   NULL}}
11 |   SET tabella_sorgente1 = IFNULL(NULLIF(tabella_sorgente1, ''), '
   |     pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_1_ore');
12 |   SET tabella_sorgente2 = IFNULL(NULLIF(tabella_sorgente2, ''), '
   |     pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_2_ore');
13 |   SET tabella_sorgente3 = IFNULL(NULLIF(tabella_sorgente3, ''), '
   |     pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_3_ore');
14 |   SET tabella_sorgente4 = IFNULL(NULLIF(tabella_sorgente4, ''), '
   |     pvzen_m_indicatori_performance.accumulo_centralizzato_western_ore');
15 |   SET tipo_raggruppamento = IFNULL(NULLIF(tipo_raggruppamento, ''), 'ore
   |   ');
16 |   SET tabella_destinazione = IFNULL(NULLIF(tabella_destinazione, ''), '
   |     pvzen_m_indicatori_performance.comunit_ore');
17 |
18 |   -- \textit{\textcolor{teal}{Definizione del formato per il raggruppamento
   |   temporale}}
19 |   SET @group_format = CASE
20 |     WHEN tipo_raggruppamento = 'minuti' THEN 'DATE_FORMAT(aa.
   |       TIME, "%Y-%m-%d-%H:%i:00")'
21 |     WHEN tipo_raggruppamento = 'ore' THEN 'DATE_FORMAT(aa.TIME,
   |       "%Y-%m-%d-%H:00:00")'
22 |     WHEN tipo_raggruppamento = 'giorni' THEN 'DATE_FORMAT(aa.
   |       TIME, "%Y-%m-%d")'
23 |     WHEN tipo_raggruppamento = 'settimane' THEN 'DATE_SUB(DATE(aa
   |       .TIME), INTERVAL (DAYOFWEEK(aa.TIME)-+5)-%7-DAY)'
24 |     WHEN tipo_raggruppamento = 'mesi' THEN 'DATE_ADD(DATE(aa.
   |       TIME), INTERVAL -DAY(aa.TIME)-+1-DAY)'
25 |     WHEN tipo_raggruppamento = 'anni' THEN 'DATE_ADD(DATE(aa.
   |       TIME), INTERVAL -DAYOFYEAR(aa.TIME)-+1-DAY)'
26 |     ELSE 'DATE_FORMAT(aa.TIME, "%Y-%m-%d")'
27 |   END;

```

```

28
29  -- \textit{\textcolor{teal}{Query dinamica per aggiornamento dati comunit
30  (incrementale)}}
31  SET @query = CONCAT(
32      'INSERT-INTO-', tabella_destinazione, '-(',
33      'TIME,-CONSUMPTION,-PV_PRODUCTION,-
34      GRID_ABSORPTION,-GRID_INJECTION,-',
35      'NET_GRID_EXCHANGE,-NET_GRID_ABSORPTION,-
36      NET_GRID_INJECTION,-',
37      'LOSSES,-Esc,-SS,-SC,-ENERGIA_CONDIVISA,-
38      DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION)-',
39      'SELECT-',
40      @group_format, '-AS-TIME,-',
41      'SUM(aa.CONSUMPTION),-',
42      'SUM(aa.PV_PRODUCTION),-',
43      'SUM(aa.GRID_ABSORPTION),-',
44      'SUM(aa.GRID_INJECTION),-',
45      '(SUM(aa.GRID_ABSORPTION)+SUM(aa.GRID_INJECTION)),-',
46      'CASE-WHEN-(SUM(aa.GRID_ABSORPTION)+SUM(aa.
47      GRID_INJECTION))<0-',
48      'THEN-ABS(SUM(aa.GRID_ABSORPTION)+SUM(aa.
49      GRID_INJECTION))-ELSE-0-END,-',
50      'CASE-WHEN-(SUM(aa.GRID_ABSORPTION)+SUM(aa.
51      GRID_INJECTION))>0-',
52      'THEN-ABS(SUM(aa.GRID_ABSORPTION)+SUM(aa.
53      GRID_INJECTION))-ELSE-0-END,-',
54      'SUM(aa.LOSSES),-',
55      'GREATEST(SUM(aa.CONSUMPTION)--ABS(CASE-WHEN-SUM
56      (aa.GRID_ABSORPTION)<0-THEN-SUM(aa.
57      GRID_ABSORPTION)-ELSE-0-END),0),-',
58      'LEAST(GREATEST((SUM(aa.CONSUMPTION)--ABS(CASE-
59      WHEN-SUM(aa.GRID_ABSORPTION)<0-THEN-SUM(aa.
60      GRID_ABSORPTION)-ELSE-0-END))/-NULLIF(SUM(aa.
61      CONSUMPTION),0),0),-1),-',
62      'LEAST(GREATEST((SUM(aa.CONSUMPTION)--ABS(CASE-
63      WHEN-SUM(aa.GRID_ABSORPTION)<0-THEN-SUM(aa.
64      GRID_ABSORPTION)-ELSE-0-END))/-NULLIF(SUM(aa.
65      PV_PRODUCTION),0),0),-1),-',
66      'LEAST(SUM(aa.GRID_ABSORPTION),-SUM(aa.
67      GRID_INJECTION)),-',
68      'SUM(aa.DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION)-',
69      'FROM-',

```

```

53      'SELECT TIME, CONSUMPTION, PV_PRODUCTION,
        GRID_ABSORPTION, GRID_INJECTION, LOSSES,
        DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION FROM', tabella_sorgente1,
        ',';
54      'UNION ALL',
55      'SELECT TIME, CONSUMPTION, PV_PRODUCTION,
        GRID_ABSORPTION, GRID_INJECTION, LOSSES,
        DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION FROM', tabella_sorgente2,
        ',';
56      'UNION ALL',
57      'SELECT TIME, CONSUMPTION, PV_PRODUCTION,
        GRID_ABSORPTION, GRID_INJECTION, LOSSES,
        DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION FROM', tabella_sorgente3,
        ',';
58      'UNION ALL',
59      'SELECT TIME, CONSUMPTION, PV_PRODUCTION,
        GRID_ABSORPTION, GRID_INJECTION, LOSSES,
        DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION FROM', tabella_sorgente4,
        ',';
60      ') AS aa',
61      'WHERE aa.TIME >= NOW() - INTERVAL 6 HOUR',
62      'GROUP BY', @group_format, ',';
63      'ON DUPLICATE KEY UPDATE',
64      'CONSUMPTION = VALUES(CONSUMPTION),',
65      'PV_PRODUCTION = VALUES(PV_PRODUCTION),',
66      'GRID_ABSORPTION = VALUES(GRID_ABSORPTION),',
67      'GRID_INJECTION = VALUES(GRID_INJECTION),',
68      'NET_GRID_EXCHANGE = VALUES(NET_GRID_EXCHANGE),',
69      'NET_GRID_ABSORPTION = VALUES(NET_GRID_ABSORPTION
        ),',
70      'NET_GRID_INJECTION = VALUES(NET_GRID_INJECTION),',
71      'LOSSES = VALUES(LOSSES),',
72      'Esc = VALUES(Esc),',
73      'SS = VALUES(SS),',
74      'SC = VALUES(SC),',
75      'ENERGIA_CONDIVISA = VALUES(ENERGIA_CONDIVISA),',
76      'DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION = VALUES(
        DIFFERENZA_PV_CONSUMPTION)';
77      );
78
79      -- \textit{\textcolor{teal}{Esecuzione della query generata}}
80      PREPARE stmt FROM @query;
81      EXECUTE stmt;
82      DEALLOCATE PREPARE stmt;

```

83 | END

Listing 8.6: Procedura `aggiorna_tab_comunità_incrementale`

8.5 Eventi SQL Completi

8.5.1 Evento comunità

```

1 DELIMITER $$
2
3 DROP EVENT IF EXISTS aggiorna_comunit $$
4
5 CREATE EVENT aggiorna_comunit
6 ON SCHEDULE EVERY 1 DAY
7 STARTS TIMESTAMP(CURRENT_DATE + INTERVAL 1 HOUR +
8     INTERVAL 30 MINUTE)
9 DO
10 BEGIN
11     -- \textit{\textcolor{teal}{Aggiornamento comunit ogni giorno, per ciascun
12     livello di aggregazione}}
13
14     -- \textit{\textcolor{teal}{Per ore}}
15     CALL aggiorna_tab_comunit(
16         'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_1_ore',
17         'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_2_ore',
18         'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_3_ore',
19         'pvzen_m_indicatori_performance.accumulo_centralizzato_western_ore',
20         'ore',
21         'pvzen_m_indicatori_performance.comunit_ore'
22     );
23
24     -- \textit{\textcolor{teal}{Per giorni}}
25     CALL aggiorna_tab_comunit(
26         'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_1_ore',
27         'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_2_ore',
28         'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_3_ore',
29         'pvzen_m_indicatori_performance.accumulo_centralizzato_western_ore',
30         'giorni',
31         'pvzen_m_indicatori_performance.comunit_giorni'
32     );
33
34     -- \textit{\textcolor{teal}{Per settimane}}
35     CALL aggiorna_tab_comunit(
36         'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_1_ore',

```

```

35     'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_2_ore',
36     'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_3_ore',
37     'pvzen_m_indicatori_performance.accumulo_centralizzato_western_ore',
38     'settimane',
39     'pvzen_m_indicatori_performance.comunit_settimane'
40 );
41
42 -- \textit{\textcolor{teal}{Per mesi}}
43 CALL aggiorna_tab_comunit(
44     'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_1_ore',
45     'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_2_ore',
46     'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_3_ore',
47     'pvzen_m_indicatori_performance.accumulo_centralizzato_western_ore',
48     'mesi',
49     'pvzen_m_indicatori_performance.comunit_mesi'
50 );
51
52 -- \textit{\textcolor{teal}{Per anni}}
53 CALL aggiorna_tab_comunit(
54     'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_1_ore',
55     'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_2_ore',
56     'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_3_ore',
57     'pvzen_m_indicatori_performance.accumulo_centralizzato_western_ore',
58     'anni',
59     'pvzen_m_indicatori_performance.comunit_anni'
60 );
61
62 -- \textit{\textcolor{teal}{Per minuti}}
63 CALL aggiorna_tab_comunit(
64     'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_1_minuti',
65     'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_2_minuti',
66     'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_3_minuti',
67     'pvzen_m_indicatori_performance.accumulo_centralizzato_western_minuti',
68     'minuti',
69     'pvzen_m_indicatori_performance.comunit_minuti'
70 );
71 END $$
72
73 DELIMITER ;

```

Listing 8.7: Evento `aggiorna_comunita` giornaliero

8.5.2 `aggiorna_tabelle_incrementale`

:

```

1 CREATE EVENT aggiorna_tabelle_incrementale -- \textit{\textcolor{teal}}{(
    aggiorna le tabelle ogni minuto)}}
2 ON SCHEDULE EVERY 1 MINUTE
3 STARTS CURRENT_TIMESTAMP
4 DO
5 BEGIN
6     -- \textit{\textcolor{teal}}{Aggiornamento tabelle minuti per ciascun
    convertitore e l'accumulo}}
7     CALL aggiorna_tab_minuti('pvzen.convertitore_western_1', 'minuti', '
    convertitore_western_1_minuti');
8     CALL aggiorna_tab_minuti('pvzen.convertitore_western_2', 'minuti', '
    convertitore_western_2_minuti');
9     CALL aggiorna_tab_minuti('pvzen.convertitore_western_3', 'minuti', '
    convertitore_western_3_minuti');
10    CALL aggiorna_tab_minuti('pvzen.accumulo_centralizzato_western', 'minuti', '
    accumulo_centralizzato_western_minuti');
11
12    -- \textit{\textcolor{teal}}{Aggiornamento tabella della comunit (
    incrementale per minuti)}}
13    CALL aggiorna_tab_comunit_incrementale(
14        'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_1_minuti',
15        'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_2_minuti',
16        'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_3_minuti',
17        'pvzen_m_indicatori_performance.accumulo_centralizzato_western_minuti',
18        'minuti',
19        'pvzen_m_indicatori_performance.comunit_minuti'
20    );
21
22    -- \textit{\textcolor{teal}}{Aggiornamento tabelle ore basato sui dati
    aggregati dei minuti}}
23    CALL aggiorna_tab_ore('pvzen_m_indicatori_performance.
    convertitore_western_1_minuti', 'ore', 'convertitore_western_1_ore');
24    CALL aggiorna_tab_ore('pvzen_m_indicatori_performance.
    convertitore_western_2_minuti', 'ore', 'convertitore_western_2_ore');
25    CALL aggiorna_tab_ore('pvzen_m_indicatori_performance.
    convertitore_western_3_minuti', 'ore', 'convertitore_western_3_ore');
26    CALL aggiorna_tab_ore('pvzen_m_indicatori_performance.
    accumulo_centralizzato_western_minuti', 'ore', '
    accumulo_centralizzato_western_ore');
27
28    -- \textit{\textcolor{teal}}{Aggiornamento tabella comunit incrementale
    basata su dati orari}}
29    CALL aggiorna_tab_comunit_incrementale(
30        'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_1_ore',

```

```

31     'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_2_ore',
32     'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_3_ore',
33     'pvzen_m_indicatori_performance.accumulo_centralizzato_western_ore',
34     'ore',
35     'pvzen_m_indicatori_performance.comunit_ore '
36 );
37 END $$

```

Listing 8.8: Evento aggiorna_tabelle_incrementale ogni minuto

8.5.3 aggiorna_tabelle_ore

```

1 CREATE EVENT aggiorna_tabelle_ore
2 ON SCHEDULE EVERY 1 DAY
3 -- STARTS CURRENT_TIMESTAMP
4 STARTS TIMESTAMP(CURRENT_DATE + INTERVAL 1 HOUR +
5     INTERVAL 10 MINUTE)
6 DO
7 BEGIN
8     -- \textit{\textcolor{teal}{Aggiornamento convertitore 1 (da minuti a ore)}}
9     CALL aggiorna_tab_ore(
10        'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_1_minuti',
11        'ore',
12        'convertitore_western_1_ore '
13    );
14     -- \textit{\textcolor{teal}{Aggiornamento convertitore 2}}
15     CALL aggiorna_tab_ore(
16        'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_2_minuti',
17        'ore',
18        'convertitore_western_2_ore '
19    );
20
21     -- \textit{\textcolor{teal}{Aggiornamento convertitore 3}}
22     CALL aggiorna_tab_ore(
23        'pvzen_m_indicatori_performance.convertitore_western_3_minuti',
24        'ore',
25        'convertitore_western_3_ore '
26    );
27
28     -- \textit{\textcolor{teal}{Aggiornamento accumulo centralizzato}}
29     CALL aggiorna_tab_ore(
30        'pvzen_m_indicatori_performance.accumulo_centralizzato_western_minuti',

```

```

31         'ore',
32         'accumulo_centralizzato_western_ore'
33     );
34 END $$
35
36 DELIMITER ;

```

Listing 8.9: Evento `aggiorna_tabelle_ore` giornaliero

8.5.4 `aggiorna_tabelle_minuti`

```

1 CREATE EVENT aggiorna_tabelle_minuti
2 ON SCHEDULE EVERY 1 DAY
3 -- \textit{\textcolor{teal}{Aggiornamento convertitore 1 (minuti)}}
4 STARTS TIMESTAMP(CURRENT_DATE + INTERVAL 1 HOUR)
5 DO
6 BEGIN
7     -- \textit{\textcolor{teal}{Aggiornamento convertitore 1 (minuti)}}
8     CALL aggiorna_tab_minuti(
9         'pvzen.convertitore_western_1',
10        'minuti',
11        'convertitore_western_1_minuti'
12    );
13
14    -- \textit{\textcolor{teal}{Aggiornamento convertitore 2 (minuti)}}
15    CALL aggiorna_tab_minuti(
16        'pvzen.convertitore_western_2',
17        'minuti',
18        'convertitore_western_2_minuti'
19    );
20
21    -- \textit{\textcolor{teal}{Aggiornamento convertitore 3 (minuti)}}
22    CALL aggiorna_tab_minuti(
23        'pvzen.convertitore_western_3',
24        'minuti',
25        'convertitore_western_3_minuti'
26    );
27
28    -- \textit{\textcolor{teal}{Aggiornamento accumulo centralizzato (minuti)}}
29    CALL aggiorna_tab_minuti(
30        'pvzen.accumulo_centralizzato_western',
31        'minuti',
32        'accumulo_centralizzato_western_minuti'

```

```

33 );
34 END $$
35
36 DELIMITER ;

```

Listing 8.10: Evento `aggiorna_tabelle_minuti` giornaliero

8.5.5 `aggiorna_tabelle_giorni_settimane_mesi_anni`

```

1 CREATE EVENT aggiorna_tabelle_giorni_settimane_mesi_anni
2 ON SCHEDULE EVERY 1 DAY
3 -- STARTS CURRENT_TIMESTAMP
4 STARTS TIMESTAMP(CURRENT_DATE + INTERVAL 1 HOUR +
5 INTERVAL 20 MINUTE)
6 DO
7 BEGIN
8   -- \textit{\textcolor{teal}{Aggiornamenti per convertitore 1 (giorni,
9     settimane, mesi, anni)}}
10  CALL aggiorna_tab('pvzen_m_indicatori_performance.
11     convertitore_western_1_ore', 'giorni', 'convertitore_western_1_giorni');
12  CALL aggiorna_tab('pvzen_m_indicatori_performance.
13     convertitore_western_1_ore', 'settimane', 'convertitore_western_1_settimane
14     ');
15  CALL aggiorna_tab('pvzen_m_indicatori_performance.
16     convertitore_western_1_ore', 'mesi', 'convertitore_western_1_mesi');
17  CALL aggiorna_tab('pvzen_m_indicatori_performance.
18     convertitore_western_1_ore', 'anni', 'convertitore_western_1_anni');
19
20  -- \textit{\textcolor{teal}{Aggiornamenti per convertitore 2}}
21  CALL aggiorna_tab('pvzen_m_indicatori_performance.
22     convertitore_western_2_ore', 'giorni', 'convertitore_western_2_giorni');
23  CALL aggiorna_tab('pvzen_m_indicatori_performance.
24     convertitore_western_2_ore', 'settimane', 'convertitore_western_2_settimane
25     ');
26  CALL aggiorna_tab('pvzen_m_indicatori_performance.
27     convertitore_western_2_ore', 'mesi', 'convertitore_western_2_mesi');
28  CALL aggiorna_tab('pvzen_m_indicatori_performance.
29     convertitore_western_2_ore', 'anni', 'convertitore_western_2_anni');
30
31  -- \textit{\textcolor{teal}{Aggiornamenti per convertitore 3}}
32  CALL aggiorna_tab('pvzen_m_indicatori_performance.
33     convertitore_western_3_ore', 'giorni', 'convertitore_western_3_giorni');

```

```

21 CALL aggiorna_tab('pvzen_m_indicatori_performance.
    convertitore_western_3_ore', 'settimane', 'convertitore_western_3_settimane
    ');
22 CALL aggiorna_tab('pvzen_m_indicatori_performance.
    convertitore_western_3_ore', 'mesi', 'convertitore_western_3_mesi');
23 CALL aggiorna_tab('pvzen_m_indicatori_performance.
    convertitore_western_3_ore', 'anni', 'convertitore_western_3_anni');
24
25 -- \textit{\textcolor{teal}{Aggiornamenti per accumulo centralizzato}}
26 CALL aggiorna_tab('pvzen_m_indicatori_performance.
    accumulo_centralizzato_western_ore', 'giorni', '
    accumulo_centralizzato_western_giorni');
27 CALL aggiorna_tab('pvzen_m_indicatori_performance.
    accumulo_centralizzato_western_ore', 'settimane', '
    accumulo_centralizzato_western_settimane');
28 CALL aggiorna_tab('pvzen_m_indicatori_performance.
    accumulo_centralizzato_western_ore', 'mesi', '
    accumulo_centralizzato_western_mesi');
29 CALL aggiorna_tab('pvzen_m_indicatori_performance.
    accumulo_centralizzato_western_ore', 'anni', '
    accumulo_centralizzato_western_anni');
30 END $$
31
32 DELIMITER ;

```

Listing 8.11: Evento `aggiorna_tabelle_giorni_settimane_mesi_anni` giornaliero