



POLITECNICO
MILANO 1863

DEPARTMENT
OF ENERGY

Indagine sulla gestione dei sistemi elettrici nelle Isole Minori

Report 2025

Contents

Hanno contribuito, al presente documento:

Per Politecnico di Milano:

prof. Marco Merlo,

prof. Davide Falabretti,

ing. Tommaso Dieci,

ing. Matteo Spiller,

ing. Edoardo Daccò,

ing. Davide Fratelli,

ing. Aleksandar Dimovski,

Altri contributi:

Associazione UNIEM,

ing. Ettore DeBerardinis,

1. STATUS QUO
2. NORME E RIFERIMENTI TECNICI
3. ANALISI ENERGETICA
4. GESTIONE BILANCI DI POTENZA ATTIVA E REATTIVA
5. GESTIONE DELLE PROTEZIONI ELETTRICHE
6. FOCUS SUL CONTESTO REGOLATORIO PER LA GESTIONE DELLA FLESSIBILITA'
7. CONCLUSIONE LAVORI ANNI 2025
8. SVILUPPI FUTURI

Introduzione

Lo scopo del lavoro, svolto dal Politecnico di Milano in collaborazione con UNIEM (Unione Nazionale Imprese Elettriche Minori), è quello di dare un quadro d'insieme sulla situazione della rete elettrica sulle Isole Minori italiane.

Con questa analisi si vuole focalizzare l'attenzione su come le fonti rinnovabili, possono essere integrate all'interno di una rete elettrica, garantendo qualità ed affidabilità dell'esercizio.

La generazione distribuita infatti, se non controllata, può portare a diverse criticità nella gestione dei sistemi elettrici, problematica particolarmente da attenzionare nei sistemi isolati che presentano una bassa inerzia, legata al basso numero di generatori in esercizio. Studiare questi casi «minori» è un ottimo punto di partenza per capire quali dovrebbero essere le norme necessarie a garantire il corretto funzionamento di una rete che presenta un'alta penetrazione di energia rinnovabile, per poi poter applicare gli stessi principi alle reti elettriche più grandi, su scala regionale o nazionale.

In questo primo rapporto ci si focalizza sulla contestualizzazione, ove possibile, quantitativa, dei sistemi elettrici delle isole in analisi, introducendo anche il contesto Regolatorio.

Con questo primo documento ci si prefigge di portare in evidenza le principali criticità correlate alla potenziale integrazione di risorse rinnovabili, con l'obiettivo di porre delle basi oggettive e condivise per approfondimenti specifici, che saranno curati entro l'anno 2026, anche con la finalità di arrivare a delle proposte strutturate da condividere con le istituzioni del settore (in primis ARERA), per promuovere uno sviluppo sostenibile.

STATUS QUO

In questo primo capitolo si propone una presentazione generale delle isole oggetto di attenzione, fornendo, per ognuna, le informazioni di base rispetto ai fabbisogni energetici soddisfatti tramite il vettore elettrico.

I dati riportati nel seguito sono aggiornati al 31/12/2024

01

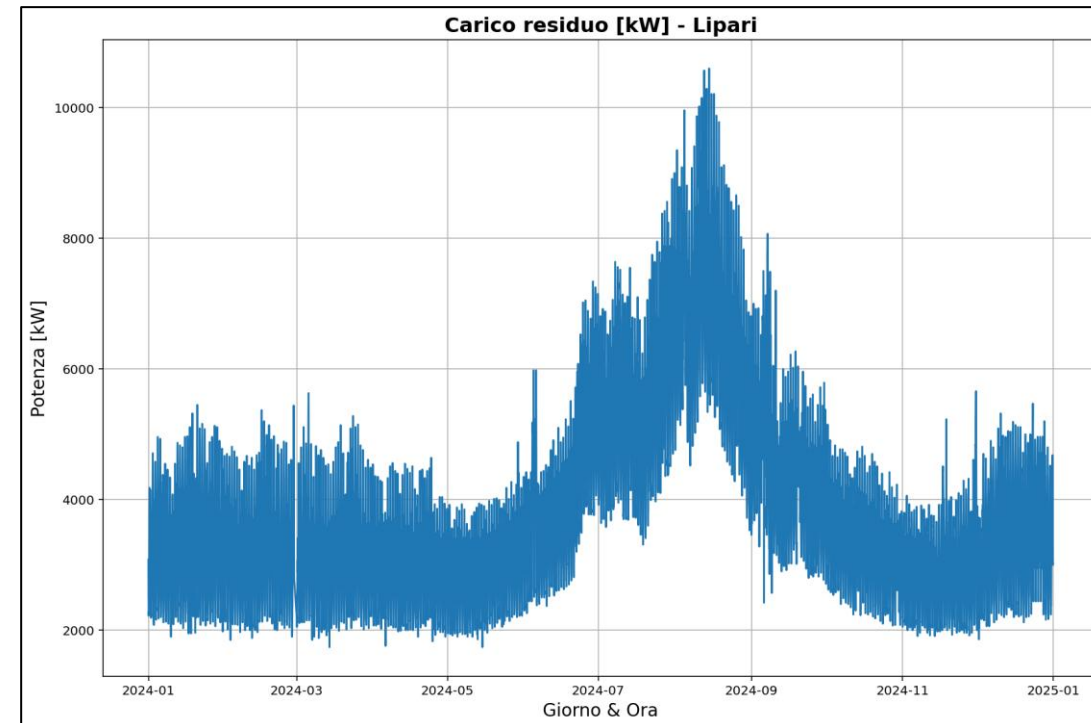
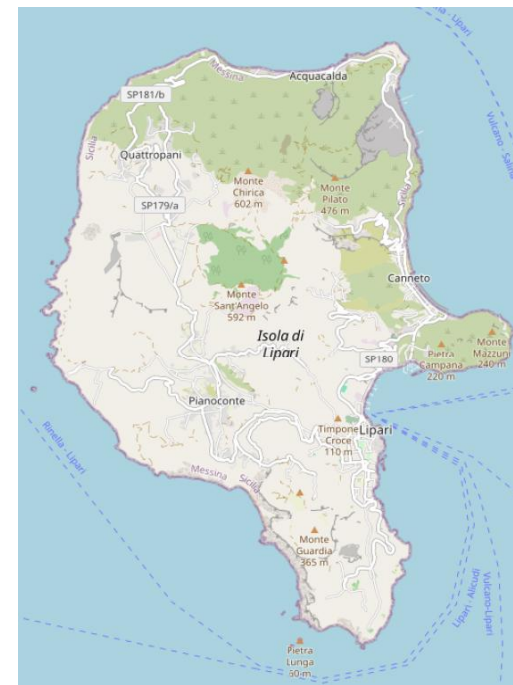
Lipari

Sita a 30 km dalla costa della Sicilia, presenta una superficie di 37 km² per un totale di circa 6 mila residenti.

La rete dell'isola è controllata dalla *Società Elettrica Liparese S.r.l.*
Il parco di generazione è composto da 13 gruppi elettrogeni Diesel per una potenza complessiva di **23 MW**.

Ad oggi sono presenti impianti fotovoltaici per un totale di **800 kW** e sono in fase di realizzazione nuovi impianti per una potenza complessiva superiore ai **1700 kW**.

Il carico elettrico residuo oscilla fra una potenza minima di **1.8 MW**, nelle ore notturne dei giorni invernali, e una potenza massima di **10.6 MW**, nelle ore serali dei mesi estivi.



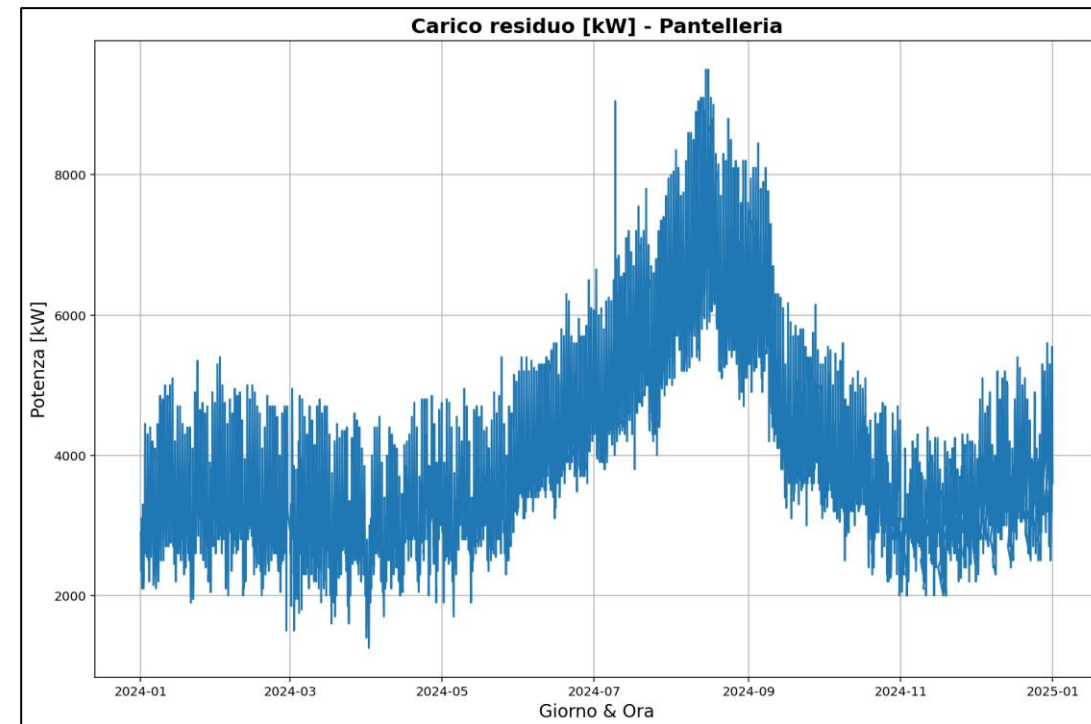
Pantelleria

Sita a 110 km dalla costa della Sicilia, presenta una superficie di 85 km² per un totale di circa 7.2 mila residenti.

La rete dell'isola è controllata dalla *S.MED.E. Pantelleria S.p.A.*
Il parco di generazione è composto da 8 gruppi elettrogeni Diesel per una potenza complessiva di **25 MW**.

Ad oggi sono presenti impianti fotovoltaici per un totale di **2.8 MW** e sono in fase di realizzazione nuovi impianti per una potenza complessiva di circa **4.4 MW**. È inoltre presente un sistema BESS Grid Following da **4 MW** e **4 MWh**.

Il carico elettrico residuo oscilla fra una potenza minima di **1.25 MW**, nelle ore centrali delle giornate primaverili, e una potenza massima di **9.5 MW**, nelle ore serali dei mesi estivi.



Favignana

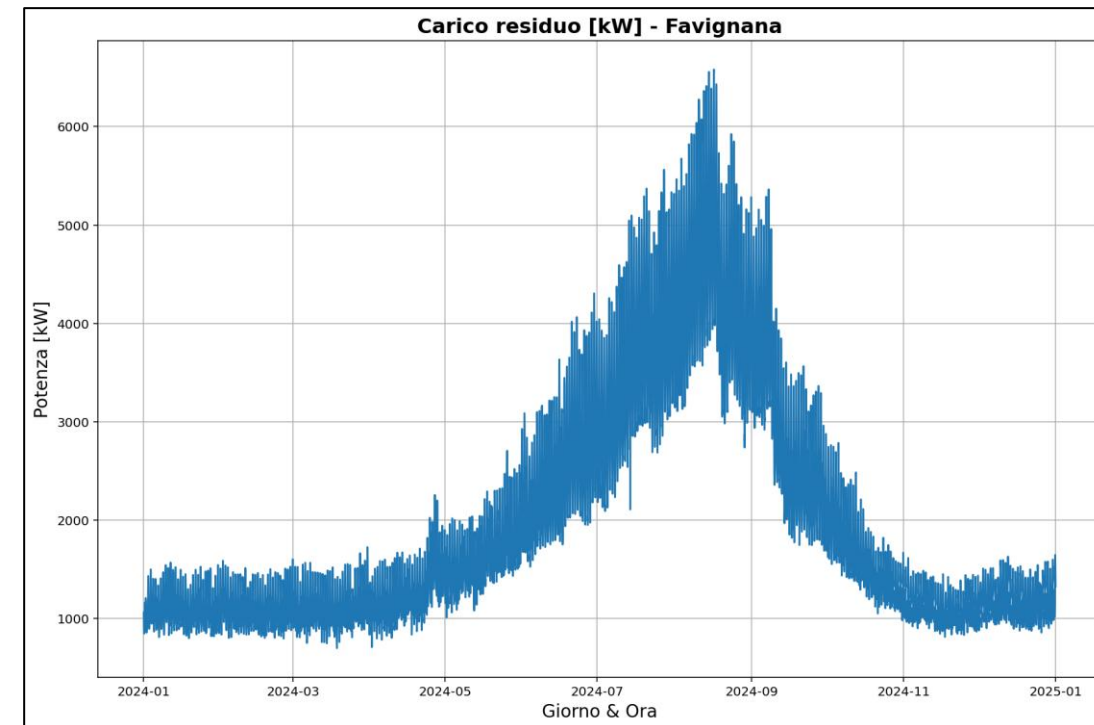
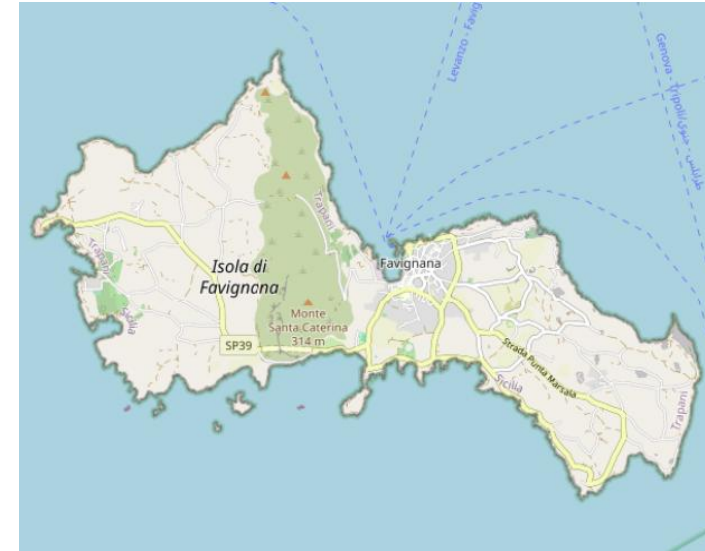
Sita a 7 km dalla costa della Sicilia, presenta una superficie di 19 km² per un totale di circa 5 mila residenti.

La rete dell'isola è controllata dalla *Società Elettrica di Favignana S.p.A.*

Il parco di generazione è composto da 7 gruppi elettrogeni Diesel per una potenza complessiva di **12 MW**.

Ad oggi sono presenti impianti fotovoltaici per un totale di **820 kW** e sono in fase di realizzazione nuovi impianti per una potenza complessiva di **1000 kW**.

Il carico elettrico residuo oscilla fra una potenza minima di **672 kW**, nelle ore centrali dei mesi primaverili, e una potenza massima di **6695 kW**, nelle ore serali dei mesi estivi.



Lampedusa

Sita a oltre 200 km dalla costa della Sicilia, presenta una superficie di 20 km² per un totale di circa 6 mila residenti.

La rete dell'isola è controllata dalla *S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A.*
Il parco di generazione è composto da 8 gruppi elettrogeni Diesel per una potenza complessiva di **23.8 MW**.

Ad oggi sono presenti impianti fotovoltaici per un totale di **830 kW** e sono in fase di realizzazione nuovi impianti per una potenza complessiva di **130 kW**.

Il carico elettrico residuo oscilla fra una potenza minima di **2.2 MW**, nelle ore notturne dei giorni invernali e primaverili, e una potenza massima di **11.4 MW**, nelle ore serali dei mesi estivi.



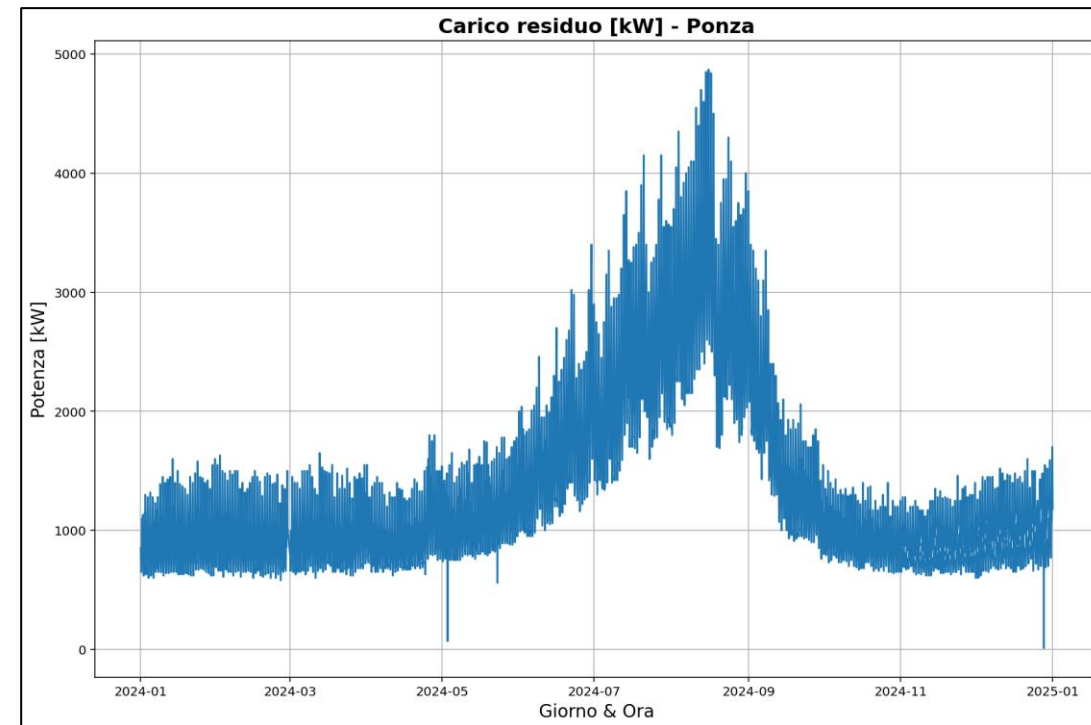
Ponza

Sita a 30 km dalla costa del Lazio, presenta una superficie di 7.5 km² per un totale di circa 3.4 mila residenti.

La rete dell'isola è controllata dalla *Società Elettrica Ponzese S.p.A.* Il parco di generazione è composto da 5 gruppi elettrogeni Diesel, con potenze unitarie da 1 a 1.6 MW. Si ha poi una seconda centrale di generazione per emergenza/peak shaving, dotata di due gruppi da 1.1 MW.

Ad oggi sono presenti impianti fotovoltaici per un totale di **800 kW** e sono in fase di realizzazione nuovi impianti per una potenza complessiva superiore ai **1700 kW**.

Il carico elettrico residuo oscilla fra una potenza minima di **560 kW** e una potenza massima di **5 MW**, nelle ore serali dei mesi estivi.



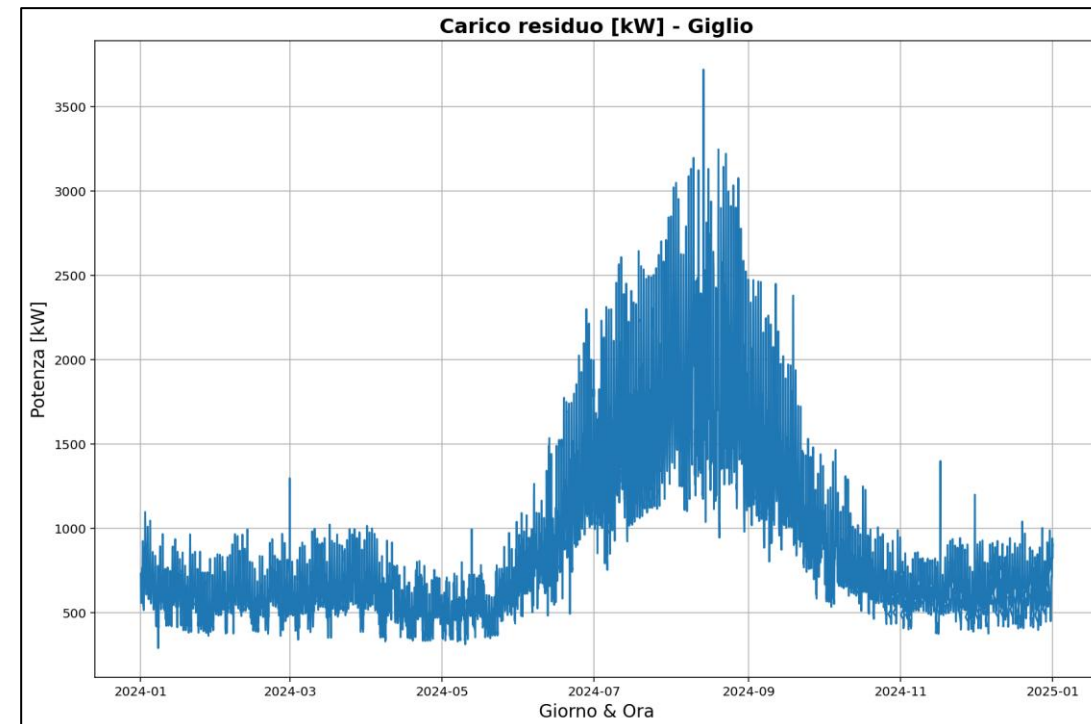
Giglio

Sita a 15 km dalla costa della Toscana, presenta una superficie di 21 km² per un totale di circa 1.3 mila residenti.

La rete dell'isola è controllata dalla *Società Impianti Elettrici S.r.l.*
Il parco di generazione è composto da 6 gruppi elettrogeni Diesel per una potenza complessiva di **7.5 MW**.

Ad oggi sono presenti impianti rinnovabili di piccola entità.

Il carico elettrico residuo oscilla fra una potenza minima di **289 kW**, nel periodo primaverile, e una potenza massima di **3720 kW**, nelle ore serali dei mesi estivi.



Tremiti

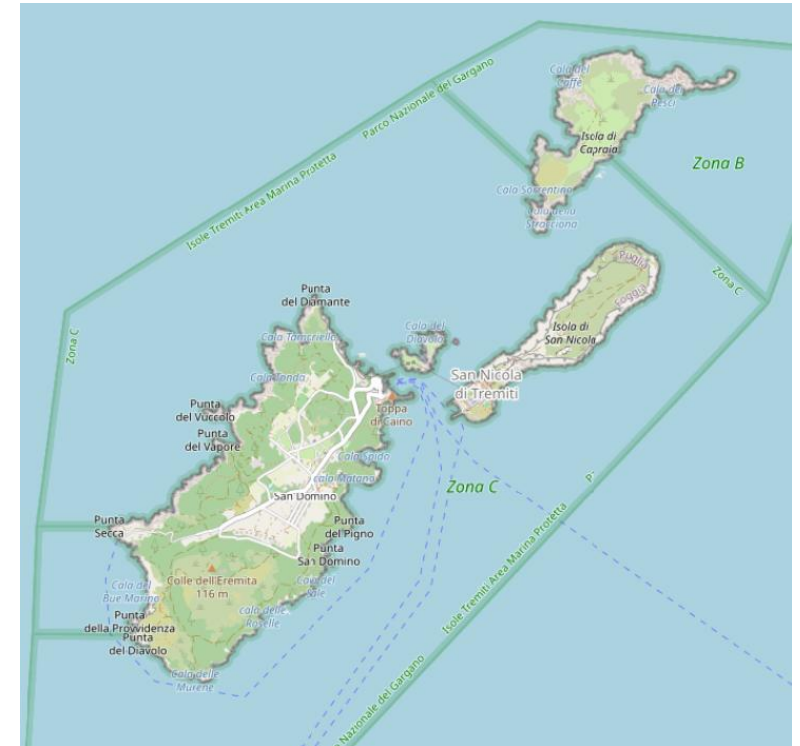
Sita a 45 km dalla costa della Puglia, presenta una superficie di 3.2 km² per un totale di circa 500 residenti.

La rete dell'isola è controllata dalla *Germano Industrie Elettriche S.r.l.*

Il parco di generazione è composto da 6 gruppi elettrogeni Diesel, con potenze unitarie tra 500 e 1000 kVA, per una potenza complessiva di **4.9 MVA**. È inoltre presente una centrale di emergenza composta da due generatori di taglia 350 e 380 kVA.

Ad oggi sono presenti impianti fotovoltaici per un totale di **90 kW** e sono in fase di realizzazione nuovi impianti per una potenza complessiva di **60 kW**.

Il carico elettrico residuo oscilla fra una potenza minima di **140 kW**, nei mesi invernali, e una potenza massima di **1.5 MW**, nelle ore serali dei mesi estivi.



G.I.E. S.r.l.
Germano Industrie Elettriche S.r.l.

Marettimo

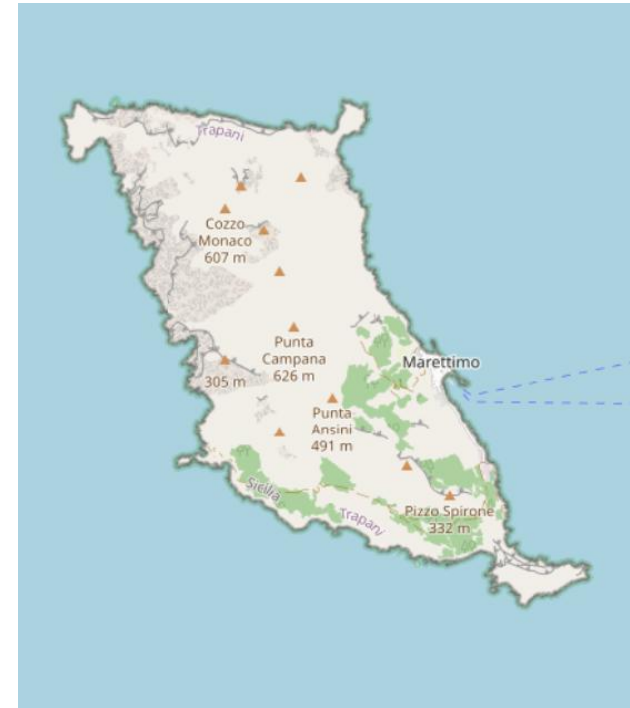
Sita a 19 km dalla costa della Sicilia, presenta una superficie di 12.3 km² per un totale di circa 680 residenti.

La rete dell'isola è controllata dalla *S.EL.I.S. Marettimo S.p.A.*

Il parco di generazione è composto da 6 gruppi elettrogeni Diesel per una potenza complessiva di **2.1 MW**.

Ad oggi sono presenti impianti fotovoltaici per un totale di **130 kW** e sono in fase di realizzazione nuovi impianti per una potenza complessiva di **6 kW**.

Il carico elettrico residuo oscilla da poche decine di kW (**80 kW**), nelle ore notturne dei mesi invernali, e una potenza massima di **1 MW**, nelle ore serali dei mesi estivi.



Linosa

Sita a 160 km dalla costa della Sicilia, presenta una superficie di 5.4 km² per un totale di circa 450 residenti.

La rete dell'isola è controllata dalla *S.EL.I.S. Linosa S.p.A.*

Il parco di generazione è composto da 6 gruppi elettrogeni Diesel per una potenza complessiva di **2.5 MW**.

Ad oggi sono presenti impianti fotovoltaici per un totale di **16 kW**.

Il carico residuo minimo si ha tipicamente nelle ore invernali/primaverili durante la notte, per una potenza di circa **115 kW**; il picco di carico si ha nelle ore serali estive, per una potenza di circa **590 kW**.



Levanzo

Sita a 15 km dalla costa della Sicilia, presenta una superficie di 6 km² per un totale di circa 250 residenti.

La rete dell'isola è controllata dalla *I.C.EL. S.r.l.*

Il parco di generazione è composto da 6 gruppi elettrogeni Diesel per una potenza complessiva di **1280 kW**.

Ad oggi sono presenti impianti fotovoltaici per un totale di **32 kW** e sono in fase di realizzazione nuovi impianti per una potenza complessiva di **35 kW**.

Il carico residuo minimo si ha tipicamente a metà giornata nei mesi invernali, per una potenza di circa **40 kW**; il picco di carico si ha nelle ore serali estive, per una potenza di circa **300 kW**.



NORME E RIFERIMENTI TECNICI

Si presenta nel seguito una breve contestualizzazione storica delle Società Elettriche chiamate ad esercire le reti sulle Isole Minori. A seguire si sintetizzano le principali caratteristiche delle regole tecniche di connessione ad oggi in essere, tratteggiando altresì le prossime evoluzioni, ritenute rilevanti ai fini della gestione della produzione da fonte rinnovabile

I dati riportati nel seguito sono aggiornati al 31/12/2024

02

Reti non interconnesse e reti con obbligo di connessione di terzi: Definizioni

Una **rete non interconnessa** è una *rete con obbligo di connessione di terzi* non connessa alla rete di trasmissione nazionale neppure indirettamente attraverso altre reti con obbligo di connessione di terzi o attraverso collegamenti in corrente continua (fonte: allegato A - Delibera ARG/elt 89/09).

Una **rete con obbligo di connessione di terzi** è una qualsiasi rete elettrica gestita da un soggetto titolare di una concessione di trasmissione o di distribuzione di energia elettrica rilasciata ai sensi degli articoli 3 o 9 del decreto legislativo 79/99 ovvero dell'articolo 1-ter del DPR 235/77; tale gestore ha l'obbligo di connettere alla propria rete tutti i soggetti che ne fanno richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche previste (Fonte: TIT).

A livello nazionale, l'insieme delle reti con obbligo di connessione di terzi è suddivisibile in due sottoinsiemi: le reti elettriche utilizzate dal gestore del sistema di trasmissione per l'erogazione del servizio di trasmissione e le reti di distribuzione. Sulle isole minori, per dimensione e densità di utenze, è assente la rete di trasmissione: il trasporto di energia dalle centrali ai carichi è effettuato unicamente per mezzo della **rete di distribuzione (media e bassa tensione)**.

Le aree del territorio nazionale servite da reti non interconnesse sono, salvo limitate eccezioni, costituite dalle isole minori e, solo per alcune di tali isole, il servizio elettrico è operato da **imprese elettriche minori** per le quali è previsto il regime di integrazione tariffaria di cui alla legge 10/91.

Imprese elettriche minori: Evoluzione del quadro legislativo

La nascita delle «**imprese elettriche minori**» avviene a seguito della nazionalizzazione del servizio elettrico e la conseguente istituzione dell'Enel. Ai sensi dell'articolo 4, n.8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, le imprese con produzione e/o distribuzione di elettricità inferiore ai 15 milioni di chilowattora per anno (mediamente nel biennio 1959-60) risultavano non soggette a trasferimento ad Enel.

I criteri secondo cui continuava a valere la definizione di «impresa elettrica minore» sono stati soggetti nel corso degli anni a varie revisioni.

Il decreto del Presidente della Repubblica 18 marzo 1965, n. 342 (recante Norme integrative della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 e norme relative al coordinamento e all'esercizio delle attività elettriche esercitate da enti ed imprese diversi dall'Ente nazionale per l'energia elettrica), ha disposto il trasferimento ad Enel delle imprese che per due anni consecutivi avessero distribuito energia acquistata da terzi per motivi ricorrenti e non occasionali.

La legge 29 maggio 1982 n. 308 ha poi elevato il limite dei 15 GWh, stabilito dalla legge n. 1643/62, a 20 GWh annui.

La legge 9 gennaio 1991, n. 10 ha successivamente stabilito che tale limite di produzione/distribuzione non fosse da applicarsi alle imprese produttrici e distributrici a condizione che l'energia elettrica prodotta venisse distribuita entro i confini territoriali dei comuni già serviti dalle medesime imprese produttrici e distributrici alla data di entrata in vigore della legge medesima.

Imprese elettriche minori: Evoluzione del quadro legislativo

Il decreto legislativo n. 79/99 (c.d. «Decreto Bersani»), ha successivamente previsto che le Imprese Elettriche Minori rientrassero nel novero dei soggetti aventi diritto a richiedere una concessione pubblica per lo svolgimento dell'attività di distribuzione (Fonte: DCO 183/2013/R/EEL).

Con la liberalizzazione del sistema elettrico, su impulso dell'evoluzione delle normative europee, gli operatori di rete sono stati soggetti ai noti obblighi di *unbundling*. Le Imprese Elettriche Minori, tuttavia, in qualità di gestori di piccoli sistemi isolati sono state soggette a deroghe per quanto concerne gli obblighi di separazione societaria e funzionale stabiliti dalla direttiva 2003/54/CE e 2009/72/CE, come peraltro previsto per le piccole aziende verticalmente integrate sulla terraferma.

L'esclusione dall'obbligo di separazione funzionale è stata recentemente confermata dall'art. 23 comma 4 del d.lgs. 210/2021, che ha annullato quanto inizialmente disposto dalla legge 4 agosto 2017, n. 124 (Legge annuale per il mercato e la concorrenza).

Reti non interconnesse: Erogazione del servizio di dispacciamento

Alle aree del territorio nazionale servite dalle reti non interconnesse, si applicano specifiche modalità di erogazione del pubblico servizio di dispacciamento, stabilite dall'Allegato A alla Delibera ARG/elt 89/09. La delibera disciplina anche le modalità di partecipazione al mercato dell'energia elettrica per i punti di dispacciamento relativi a tali reti.

La delibera stabilisce che Terna, sulla base delle indicazioni degli operatori di rete, individui e pubblici l'elenco degli impianti di generazione essenziali per la sicurezza del sistema. Tali impianti di produzione sono tipicamente gruppi di generazione rotanti, gestiti dalla medesima impresa elettrica, a cui sono demandate le regolazioni richieste dalla rete (quali regolazione di tensione e frequenza).

Nella stessa Del. ARG/elt 89/09 è stabilito che il modello regolatorio ivi previsto si applichi fino al completamento di un complessivo processo di revisione avviato da ARERA attraverso la deliberazione n. 208/06. La necessità di prevedere modelli di regolazione semplificati, capaci di tenere in considerazione le caratteristiche peculiari di tali realtà (cioè volumi ridotti di energia elettrica e assenza di interconnessione con il resto del territorio nazionale), è stata espressa da ARERA anche nel DCO 322/19, recante gli orientamenti complessivi in merito al Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE).

Attualmente, lo schema di articolato del TIDE non include tuttavia alcuna regolazione semplificata per il dispacciamento per le isole non interconnesse, in quanto nel frattempo l'Autorità ha stabilito di trattare l'argomento con un prossimo provvedimento dedicato, distinto dal TIDE.

Reti non interconnesse: Qualità della tensione

Alla qualità della tensione fornita dalle reti non interconnesse si applicano i requisiti stabiliti dalla norma CEI EN 50160, la quale descrive e specifica le caratteristiche principali della tensione ai terminali di alimentazione degli utenti della rete pubblica in bassa, media e alta tensione in corrente alternata, in normali condizioni di esercizio.

La norma stabilisce degli opportuni range di accettabilità per i principali indicatori di qualità della tensione. Data la difficoltà oggettiva per gli operatori di reti elettriche non interconnesse di garantire una regolazione di frequenza con elevate prestazioni, l'intervallo di valori ammissibili per la frequenza sulle isole è significativamente ampliato rispetto ai valori previsti sulla rete continentale.

Isole: 50 Hz \pm 2 % durante il 95% del tempo rilevato su una settimana
 50 Hz \pm 15 % per il tempo restante

Continente: 50 Hz \pm 1 % durante il 99,5% del tempo annuo
 50 Hz + 4 % / - 6 % per il tempo restante

Reti non interconnesse: Qualità della tensione

La norma CEI EN 50160 specifica altri indicatori, con soglie paragonabili a quelle applicate al sistema continentale, suddividendoli in fenomeni continui ed eventi di tensione.

Fenomeni continui:

- Variazioni lente di tensione ($+10\% \div -10\% U_n$ nel 95% della settimana, $+10\% \div -15\% U_n$ nel 5% della settimana)
- Variazioni rapide di tensione (limiti non definiti)
- Flicker (≤ 1 per 95 % settimana)
- Squilibri di tensione (≤ 2)
- Contenuto armonico e interarmonico (tabella su armoniche e THD)

Eventi di tensione:

- Interruzioni dell'alimentazione (limiti non definiti)
- Buchi di tensione (limiti non definiti)
- Sovratensioni transitorie (limiti non definiti)

Reti non interconnesse: Connessione alle reti

Per l'erogazione agli utenti passivi ed attivi sulle isole minori del servizio di connessione valgono le medesime condizioni procedurali ed economiche stabilite da ARERA sulle reti interconnesse con il continente. Rispettivamente:

- Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (TIC; Allegato A - Del. 616/2023/R/eel)
- Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA; Allegato A - Delibera ARG/elt 99/08)

Sotto il profilo delle regole tecniche, per la connessione degli utenti valgono invece le norme stabilite per le reti MT e BT dal Comitato Elettrotecnico Italiano:

- CEI 0-16 «Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica»
- CEI 0-21 «Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica»

I requisiti tecnici previsti per gli impianti degli utenti sulle isole sono in linea di massima i medesimi applicati sulla terraferma. Tuttavia, date le caratteristiche peculiari delle reti non interconnesse delle isole minori, sia a livello strutturale che di esercizio, è consentito che alcuni parametri specificati in norma possano differire dai valori standard (variazione lenta di tensione e frequenza), seppur sempre nel rispetto di quanto previsto nella norma CEI EN 50160.

Reti non interconnesse: Connessione alle reti

Le prescrizioni tecniche stabilite dalle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 coprono i seguenti aspetti principali:

- Schema dell'impianto di utenza per la connessione
- Dispositivi di protezione (tra cui SPG e SPI) e misuratori
- Requisiti in merito all'impianto di terra sotteso all'impianto di rete presso l'utenza

Ai gruppi di generazione degli utenti attivi (sistemi di accumulo inclusi), si applicano inoltre delle prescrizioni aggiuntive:

- Modalità di avviamento, sincronizzazione e presa di carico dei generatori
- Requisiti relativi al campo di funzionamento in tensione e frequenza degli impianti di produzione
- Requisiti costruttivi dei generatori con riferimento allo scambio di potenza reattiva (curve di prestazione)
- Servizi di rete
 - Regolazione della potenza attiva
 - Limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110%
 - Condizioni di funzionamento in sovralfrequenza e sottofrequenza
 - Partecipazione al controllo della tensione
- Funzionamento degli impianti misti di produzione e consumo a scambio di potenza attiva limitato

Reti non interconnesse: Connessione alle reti

Le prescrizioni tecniche stabilite dalle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 coprono anche aspetti relativi al controllo degli impianti con generatori:

- Controllore Centrale Impianto (CCI) su reti MT per impianti di generazione con potenza ≥ 1 MW oppure per generatori fotovoltaici o eolici con potenza ≥ 100 kW
- Sistema di Limitazione Immissione potenza (SLI) su reti BT connessi in monofase (possibile estensione a tutti gli impianti BT ed MT con variante normativa)
- Controllore di Infrastruttura di Ricarica per veicoli elettrici (CIR) su reti BT

Controllore Centrale di Impianto: funzionalità obbligatorie e opzionali

- Funzione monitoraggio PF1 (obbligatoria)
Misura della potenza attiva e reattiva nel Punto di Connessione (PdC)
Misura della potenza attiva e reattiva di ogni generatore
- Funzione controllo PF2 (opzionale)
Intervento del limite di potenza attiva per $V \approx 110\%V_N$
Limitazione potenza attiva su comando esterno del DSO (obbligatoria per generatori fotovoltaici o eolici con potenza ≥ 100 kW)
Modulazione della Potenza attiva immessa al PdC su comando esterno proveniente dal DSO
Set-Point della Potenza Attiva su comando esterno
Regolazione di tensione con erogazione di potenza reattiva su comando esterno proveniente dal DSO
Set-Point Fattore di potenza (Set-point $\cos\varphi$)
Regolazione $Q=f(V)$
Regolazione $\cos\varphi=f(P)$
Funzione Set-Point della Potenza Reattiva su comando esterno
- Prestazioni Funzionali PF3 (facoltative)
Prestazioni per la gestione dell'impianto
Prestazioni per la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento

Un controllore per gli impianti BT è attualmente allo studio nel comitato CEI 0-16 con funzioni sostanzialmente equivalenti a quelle richieste per il CCI.

Reti non interconnesse: Connessione alle reti

Sistema di Limitazione Immissione potenza (SLI)

La norma CEI 0-21 prescrive nell'Allegato L un sistema di limitazione dell'immissione (SLI) necessario per evitare che un utente attivo possa immettere in rete una potenza superiore alla potenza immessa richiesta (PIR) concordata con il Distributore al momento della connessione.

Lo SLI può essere costituito da un dispositivo ad hoc da installare sull'impianto oppure la sua funzione essere integrata in altri componenti dell'impianto (misuratori, generatori, SPI, ecc.).

Aggiornamento SLI

Il Comitato CEI sta proponendo l'estensione dello SLI a tutti gli impianti connessi alla BT ed MT.

Controllore di Infrastruttura di Ricarica per veicoli elettrici (CIR)

L'installazione del CIR è scelta dall'utente e non obbligatoria.

Il CIR consente di:

- ottimizzare la potenza destinata alla ricarica dei veicoli elettrici, in funzione dell'assorbimento degli altri carichi utilizzatori presenti nell'utenza, nonché di eventuale produzione in loco;
- rendere disponibili risorse di modulazione affinché l'operatore remoto possa offrire/richiedere servizi ancillari;
- contribuire alla sicurezza del sistema elettrico fornendo i servizi di rete in condizioni di sotto-frequenza.

ANALISI ENERGETICA

Si presenta nel seguito un primo approfondimento, comparativo fra le varie isole, rispetto al fabbisogno energetico coperto tramite il vettore elettrico, focalizzandosi in particolare sulla crescente penetrazione delle risorse rinnovabili e sul loro contributo, in termini di profili di potenza, al bilancio energetico.

03

Comparazione situazione energetica in essere nelle varie isole

Nella seguente tabella sono riportate le principali informazioni delle isole che hanno aderito allo studio qui presentato. Per ogni rete elettrica è fornito il carico residuo, ovvero il carico elettrico al netto della produzione locale da fonti rinnovabili (nei fatti il dato riportato corrisponde alla produzione, massima e minima, del diesel-genset di ogni isola). Per favorire un'analisi quantitativa, si riportano anche i dati (qualitativi) sulla produzione da FER in essere e di quella prospettata in uno scenario di breve termine.

	LIPARI	FAVIGNANA	LAMPEDUSA	PANTELLERIA	MARETTIMO	LEVANZO	GIGLIO	PONZA	TREMITI	LINOSA
CARICO RESIDUO MAX [kW]	10 491	6 695	11 400	9 500	1 000	300	3 720	4 870	1 500	590
CARICO RESIDUO MIN [kW]	1 800	672	2 200	1 250	80	40	289	560	120	115
FER ATTUALI [kW]	800	820	830	>2 700	130	32	50	125	90	16
FER FUTURE [kW]	1700	1 000	130	>4 400	6	35	100	>500	60	-

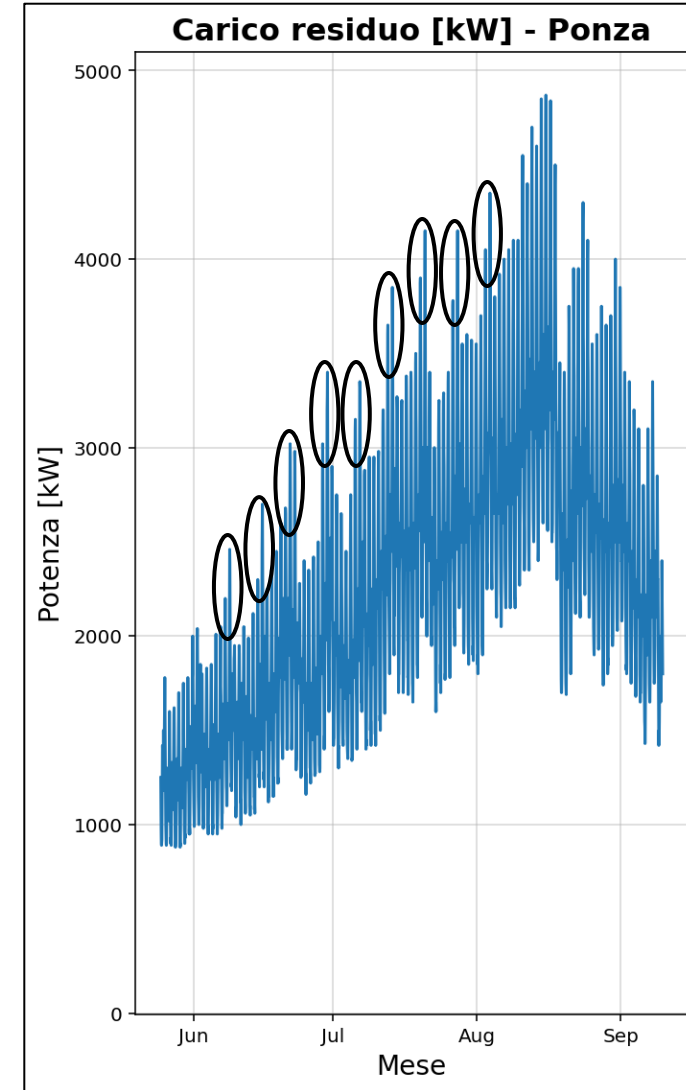
Comparazione situazione energetica in essere nelle varie isole

Come già precisato, i valori elencati nella tabella precedente fanno riferimento al carico residuo, ovvero al carico dei soli generatori Diesel, cioè al netto della produzione rinnovabile. Dalla tabella emerge come la situazione delle isole sia molto variegata. Il fabbisogno, inteso come potenza istantanea, varia da isola ad isola, in un range variabile fra i 10 MW, per le isole più grandi, fino a poche centinaia di kW per quelle più piccole in cui si è poco sopra il mezzo MW. Similmente il carico minimo varia da qualche MW a poche decine di kW.

Una condizione comune riscontrata in tutte le isole è la forte crescita della richiesta energetica durante i mesi estivi, comportamento chiaramente correlato con la stagione turistica, ovvero l'incremento dei visitatori nelle isole.

Un caso particolare è poi registrato nell'isola di Ponza, dove si nota un importante incremento dei consumi già nella stagione primaverile in corrispondenza dei weekend, ovvero per intervalli temporali limitati a pochi giorni. Questo aumento arriva ad essere intorno al 35-40% rispetto agli altri giorni.

Rispetto alla rete elettrica è opportuno ricordare come questa debba essere esercitata garantendo, con continuità, il bilancio energetico istantaneo, gestendo altresì le oscillazioni di potenza attiva e le necessità di regolazione della tensione, come meglio precisato nei capitoli successivi.



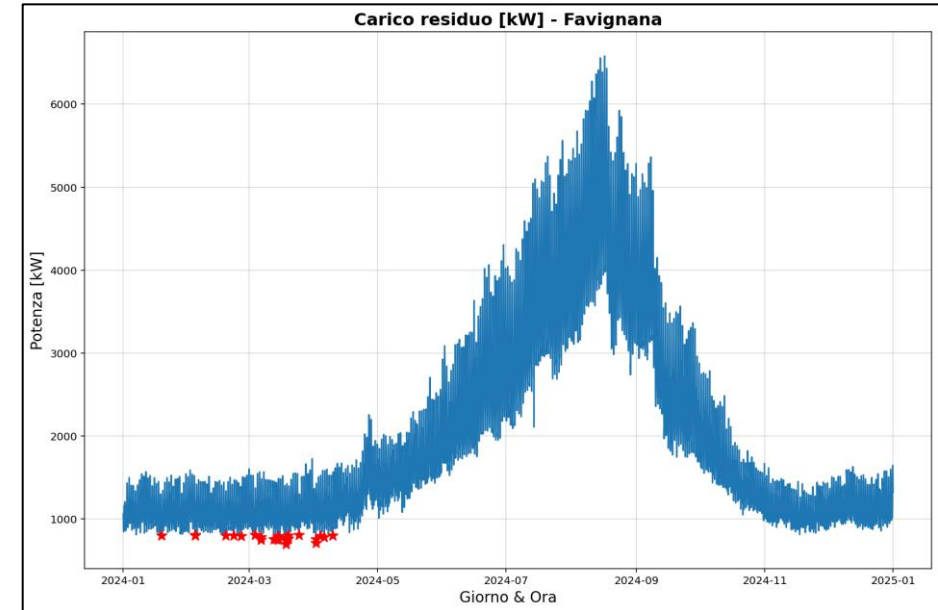
Dettaglio della variazione del carico elettrico residuo nell'isola di Ponza.

Analisi di alcuni casi rilevanti – Favignana

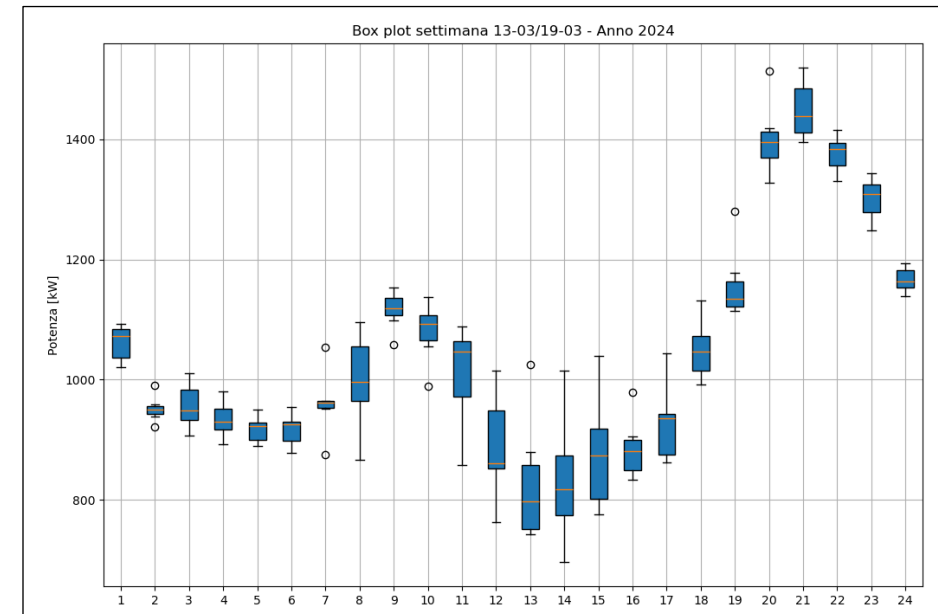
Favignana, isola del gruppo delle Egadi, presenta un carico massimo di poco superiore ai 6.5 MW con una potenza totale di rinnovabile installata pari a 820 kW. Nel breve termine è in programma l'installazione di un impianto agrivoltaico da (circa) 1 MW accompagnato da un sistema di accumulo elettrochimico (in fase di studio).

Studiando il profilo del carico residuo e segnando le ore con i valori minimi (entro il primo percentile), è possibile osservare come questi si concentrino nel periodo primaverile. Andando inoltre ad analizzare le ore della settimana con la più alta densità di valori minimi si nota la tipica duck-form. Questo è dovuto al fatto che nelle ore centrali della giornata dei mesi primaverili, il carico è ancora basso, dovuto alla produzione rinnovabile che inizia ad essere importante. Si registra quindi una condizione di «minimo carico residuo» che non corrisponde più alle ore notturne, viceversa alle ore centrali delle giornate primaverile.

In tale configurazione si ha, quindi, un carico elettrico non minore ma, la presenza di un'importante produzione rinnovabile, porta a disattivare diversi dei gruppi diesel che sarebbero normalmente in esercizio, con potenziali criticità (ndr. inerzia ridotta, ridotte capacità di controllo delle variazioni di potenza, ridotta potenza di corto-circuito) nell'esercizio della rete.



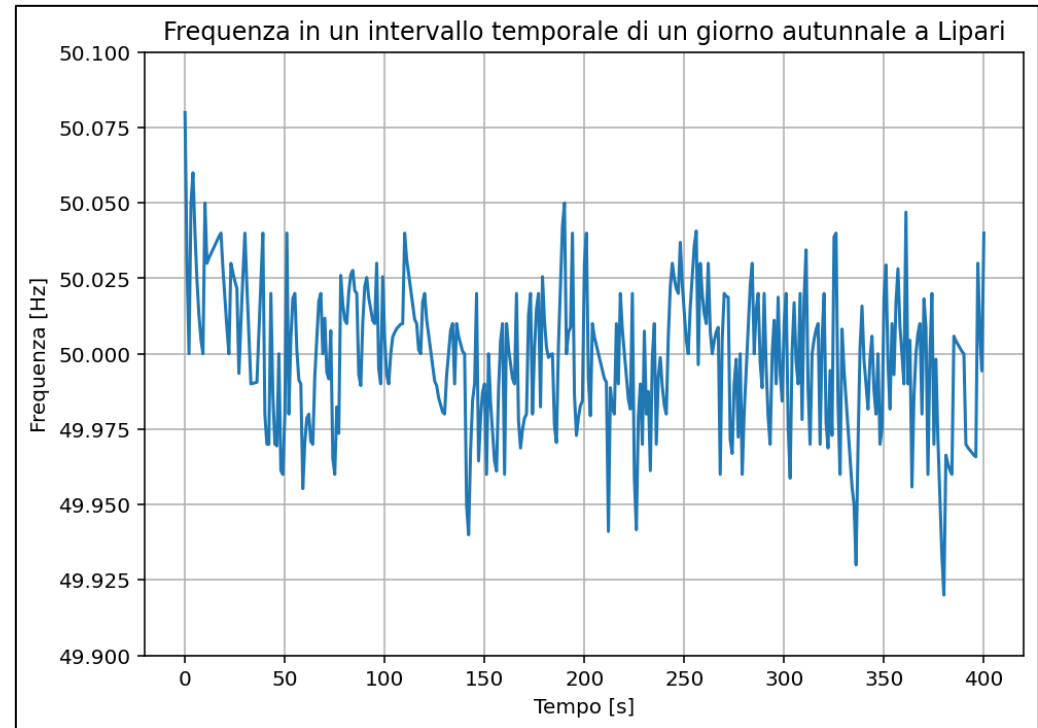
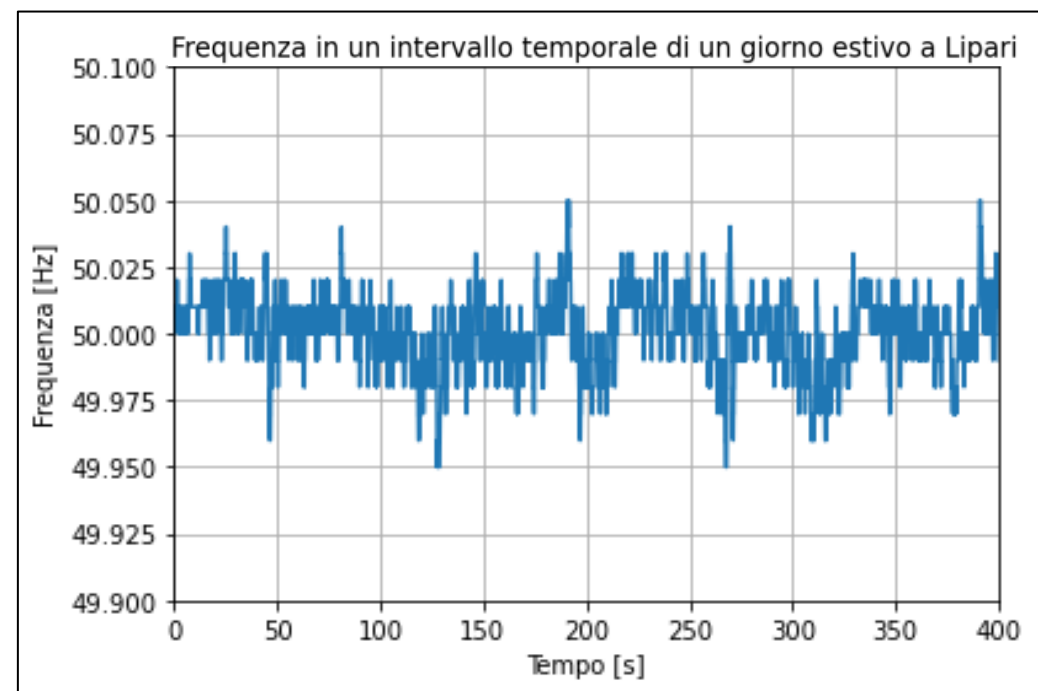
Carico residuo isola di Favignana (serie storica anno 2024)



Boxplot di un tipico giorno primaverile (scenario 2024)

Analisi di alcuni casi rilevanti - Lipari

Il problema della gestione del bilancio energetico sulle isole minori, in particolare rispetto a condizioni in cui il contributo delle FER porta ad una riduzione del numero di gruppi diesel in esercizio, è stato riscontrato in diverse isole; nel seguito si forniscono alcuni dati quantitativi relativi all'isola di Lipari. A lato sono riportati due tracciati di frequenza relativi a due diversi periodi dell'anno, un giorno estivo ed un giorno invernale. Si nota con evidenza come, nel caso estivo, quando l'isola ha un fabbisogno elevato (dovuto alla stagione turistica) il numero di gruppi diesel in esercizio è rilevante, quindi si hanno generose capacità di regolazione e un'inerzia opportuna, di conseguenza le oscillazioni di frequenza sono contenute. Nel giorno invernale preso come esempio, il fabbisogno è invece limitato e la presenza di una produzione da FER riduce ulteriormente il contributo regolante da parte dei gruppi diesel, portando quindi a maggiori oscillazioni di frequenza. Si precisa come avere maggiori oscillazioni di frequenza è un indice associabile ad una riduzione dei margini di controllo della rete, ed a potenziali criticità di controllo in caso di contingenze, questo però non presuppone, automaticamente, che si vadano a manifestare dei disservizi.



Analisi di alcuni casi rilevanti – Pantelleria

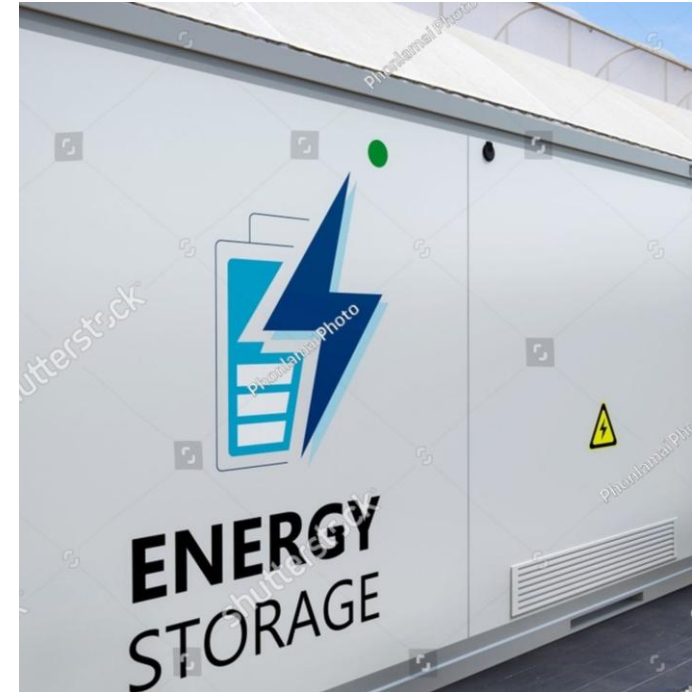
Il caso dell'isola di Pantelleria è sicuramente il più evoluto in termini di risorse rinnovabili. Il sistema, che presenta un carico massimo intorno ai 9.5 MW, ha già installato una potenza di fotovoltaico pari a 2.8 MW, e hanno in progetto molteplici richieste di impianto per un totale 4.4 MW. Questi numeri produrranno sicuramente dei problemi legati alla stabilità se non vengono regolati.

Nel sistema è inoltre già presente un BESS Grid Following da 4 MW con durata di un'ora. Per la batteria è previsto un esercizio in modalità base load o per la regolazione primaria. E' rilevante sottolineare come il caso di Pantelleria sia l'unico in cui, ad oggi, risulta in esercizio un sistema di accumulo asservito alla regolazione del bilancio energetico dell'isola.

Su altre isole (e.g. Favignana, Lipari), si sta pure investigando la possibilità di installare dei sistemi di accumulo, il cui controllo dovrebbe essere tale da garantire l'erogazione sia di servizi in energia che di servizi in potenza.

Il coordinamento della regolazione fornita dai gruppi diesel tradizionali e di quella fornita dal sistema di accumulo è un tema di non banale soluzione a causa delle caratteristiche e del controllo dei due generatori e deve quindi essere opportunamente investigato.

Il tema dei sistemi di accumulo viene ripreso, con alcune simulazioni quantitative, nel prossimo capitolo 4.



Confronto tra i casi più rilevanti

Per meglio comparare lo status quo nelle varie condizioni sono stati calcolati due indici descrittivi dello scenario in essere:

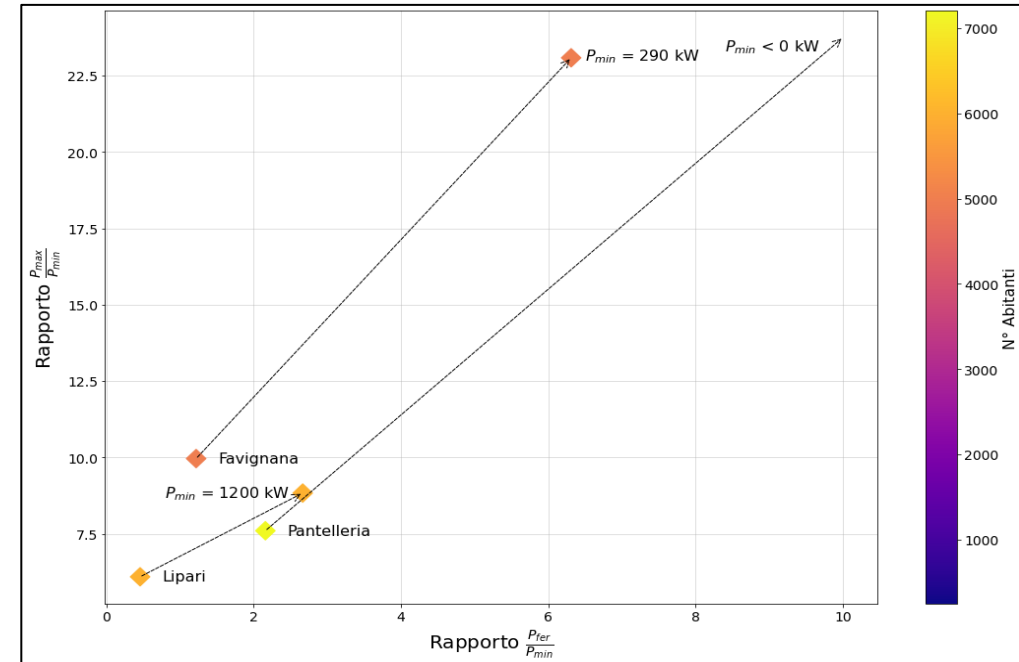
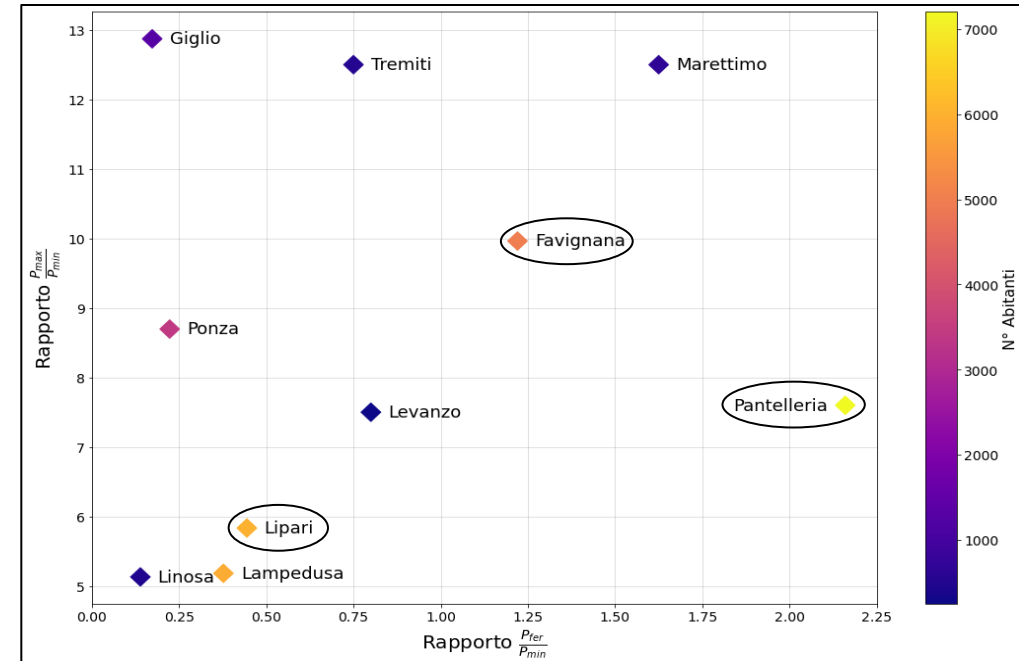
- il rapporto tra la potenza installata di FER e il carico residuo minimo;
- il rapporto tra il carico residuo massimo e il carico residuo minimo.

I risultati sono riportati a lato nella figura in alto; in termini qualitativi si può ritenere che le isole che presentano elevati valori di tali indicatori (di uno o di entrambi) hanno potenziali criticità nell'esercizio della rete, appunto dovute alla penetrazione delle FER.

I casi delle isole: Lipari, Favignana e Pantelleria sono stati ritenuti significativi e sono stati, grazie anche alla disponibilità delle imprese elettriche che esercitano tali sistemi, analizzati più nel dettaglio.

In particolare, è stato valutato come andrebbero a cambiare gli indicatori di penetrazione FER in uno scenario di breve/medio termine, in cui le attuali richieste di connessione (quelle ritenute verosimili) venissero realizzate.

I risultati ottenuti sono molto significativi, ovvero si arriverebbe a livelli di penetrazione che, sicuramente, richiederebbero una gestione molto avanzata della rete, basata sia sul controllo di sistemi di accumulo che sulla gestione delle risorse di flessibilità (in primis la stessa generazione da FER).



Stima del fotovoltaico installabile sui tetti

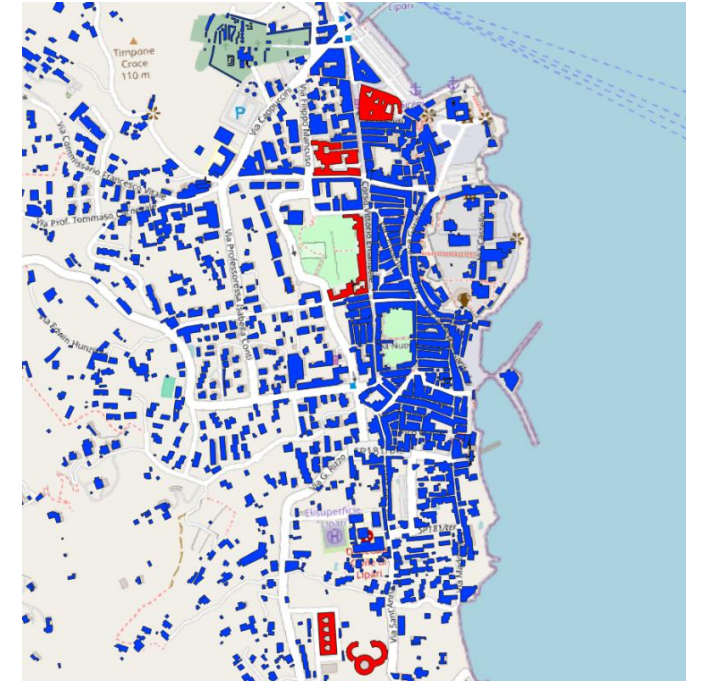
Gli sviluppi attualmente previsti nella produzione da FER sono, principalmente, legati a nuovi impianti di media taglia (da qualche centinaia di kW ad 1 MW), viceversa il contributo associato al residenziale è, ad oggi, minore.

Ma, se ipoteticamente si andasse a valutare il potenziale contributo da piccoli impianti domestici, lo scenario che si andrebbe a delineare sarebbe sicuramente meritevole di attenzione.

Andando ad utilizzare strumenti GIS ed opportuni modelli di calcolo, è stato stimato il potenziale fotovoltaico in copertura negli edifici in essere, differenziando fra edifici storici (ovvero non utili all'installazione), edifici industriali (dove la superficie utile andrebbe a richiedere la connessione in Media Tensione) e, appunto, potenziale da impianti residenziali.

Nella seguente tabella si sintetizzano i risultati ottenuti per le tre isole principali, presentate in precedenza (Lipari, Pantelleria e Favignana).

Isola	Lipari	Pantelleria	Favignana
Potenziale FV [MW]	27.25	23.49	5.97



In figura sono riportati gli edifici su cui si va a installare in BT (blu) e in MT (rosso).

Il potenziale fotovoltaico risulta molto importante (ndr. valutato in ragione del carico in essere nelle varie isole)

Analisi di alcuni casi rilevanti

Per stimare il potenziale energetico solare è stato utilizzato il plug in UMEP dentro a QGIS. Il software prende come input un file LiDAR DSM per avere una stima dell'elevazione del territorio analizzato (i dati sono stati scaricati dal sito del MASE) e un file con una serie di dati meteorologici (ottenuti dal sito www.shinyweatherdata.com) e restituisce un raster con la stima dell'irraggiamento (kWh/m²/anno) di tutta la superficie.

A questo raster vengono poi sovrapposti tutte le superfici dei tetti degli edifici, in questo modo è possibile ottenere l'irraggiamento dei soli tetti.

Si procede quindi alla determinazione dell'area su cui si può installare del fotovoltaico. Partendo dall'area totale del tetto, si definisce l'area potenziale, ovvero la porzione di area in cui l'irraggiamento supera una certa soglia fissata a 1'000 kWh/m²/anno, infine si ottiene l'area utile installabile applicando un coefficiente riduttivo che tiene conto di riduzione dell'area dovute a questioni spaziali e di installazione. Questo coefficiente è stato fissato a 0.48 stimandolo dal seguente articolo [1].

Infine viene stimata la potenza installabile, per ciascun edificio, con la seguente formula: $P_i^{pv} = A_i^{utile} \cdot p^{policristallino}$ dove $p^{policristallino}$ è la potenza per area dei pannelli policristallini, fissata a 0.150 kW/m².

Per ottenere i valori indicati nella precedente pagina sono stati rimossi gli edifici sui quali difficilmente si potrà installare del PV (baracche, chiese e campanili, serre, tettoie e pensiline, torri/ciminiere/silos), e inoltre sono stati rimossi tutti gli edifici con una potenza installabile inferiore ai 2.8 kW.

GESTIONE BILANCI DI POTENZA – CONTROLLO DELLA FREQUENZA & CONTROLLO DELLA TENSIONE

In questo capitolo ci si focalizza sulla regolazione dei bilanci di potenza attiva, in particolare delle simulazioni quantitative sono state eseguite su casi studio reali al fine di esemplificare il fenomeno della riduzione dell'inerzia della rete dovuta all'incremento della penetrazione FER, e dei possibili benefici conseguibili grazie all'adozione di tecnologie innovative quali i sistemi di accumulo e gli inverter Grid Forming. Le medesime analisi sono poi state utilizzate per lo studio dei bilanci di potenza reattiva.

04

LA GESTIONE DEI BILANCI ENERGETICI NEI SISTEMI ELETTRICI DI POTENZA

Come già precedentemente introdotto, entro ogni sistema elettrico è necessario garantire, in ogni singolo istante temporale, il rispetto del bilancio energetico:

$$P_t^{prodotta} - P_t^{perdite} = P_t^{consumata}$$

La frequenza del sistema è direttamente legata a questo bilancio energetico attraverso la swing equation delle macchine sincrone, che mette in relazione lo sbilanciamento di potenza con l'inerzia equivalente dei generatori connessi al sistema e la derivata della frequenza.

$$H \frac{d(2\pi f)}{dt} = P_t^{meccanica} - P_t^{elettrica}$$

Per assicurare la stabilità del sistema elettrico è essenziale mantenere la frequenza vicina al valore nominale, garantendo un continuo equilibrio tra l'energia prodotta e quella consumata.

Di conseguenza, la frequenza rappresenta un indicatore empirico dello stato di equilibrio energetico e, più in generale, della salute del sistema elettrico. Le fluttuazioni di potenza legate ai carichi, alle FER e ad eventuali guasti, devono quindi essere prontamente compensate. Eventuali sbilanciamenti si riflettono in fluttuazioni di frequenza in ragione dell'inerzia del sistema elettrico (principalmente legata alle masse rotanti, ovvero ai generatori sincroni e ai motori).

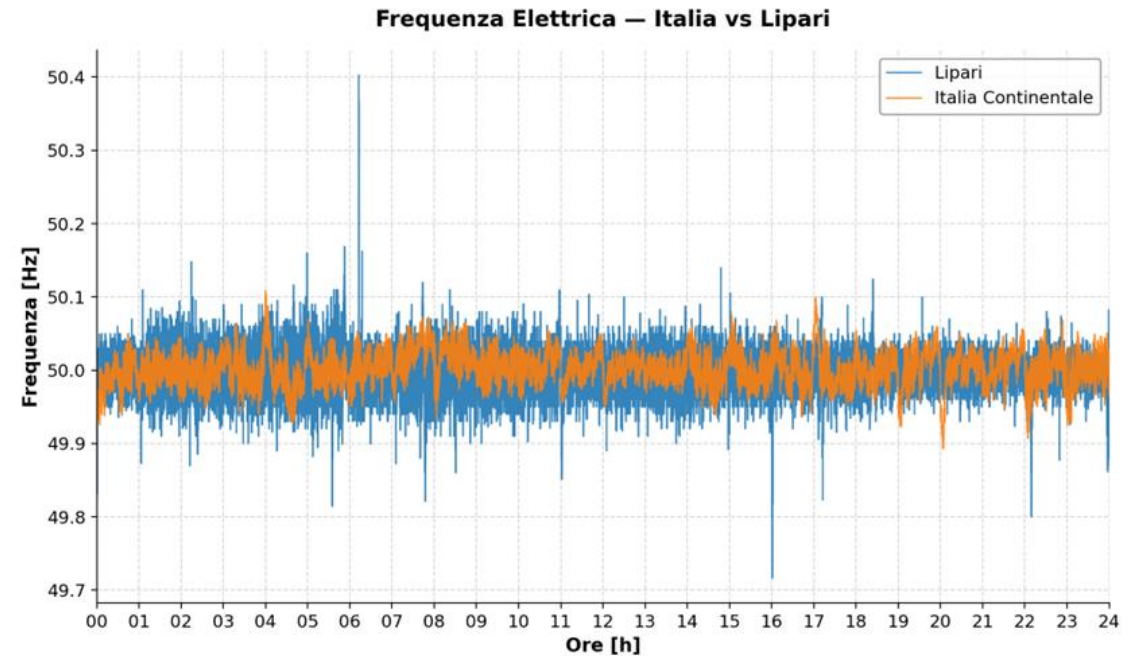
LA GESTIONE DEI BILANCI ENERGETICI NELLE MICRORETI

L'aleatorietà dei consumi energetici provoca un continuo sbilanciamento dei sistemi elettrici di potenza, determinando continue oscillazioni di frequenza.

L'immagine a fianco rappresenta ottimamente questa condizione. La figura illustra l'andamento giornaliero della frequenza elettrica dell'Italia continentale e quella registrata sull'isola di Lipari.

Si può osservare come entrambi i sistemi siano continuamente interessati da oscillazioni di frequenza causate dall'aleatorietà dei carichi. Tuttavia la minore inerzia del sistema isolato comporta delle maggiori oscillazioni di frequenza rendendo più complessa la gestione del bilancio energetico.

Emerge ovvia la riflessione sull'opportunità di predisporre opportune soluzioni capaci di garantire adeguati valori di qualità del servizio anche sulle reti elettriche delle isole minori.

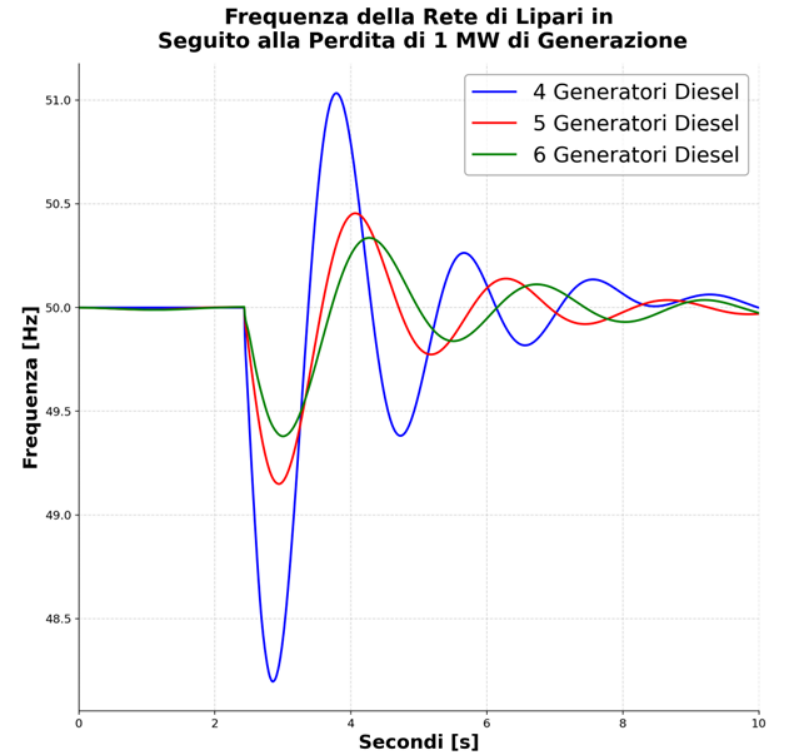


LA GESTIONE DEI BILANCI ENERGETICI NELLE MICRORETI

Per quanto introdotto, la gestione del bilancio energetico all'interno delle microreti, alimentate da un numero limitato di generatori sincroni, presenta potenziali criticità. Le reti elettriche isolate presentano infatti nativamente un'inerzia limitata, legata appunto al ridotto numero di generatori sincroni che le supportano. In conseguenza dello sviluppo della produzione da FER il problema si accentua ulteriormente.

Per quantificare il problema è stato costruito un modello dinamico della rete elettrica dell'isola di Lipari, modellando nel dettaglio la centrale di produzione (basata su gruppi diesel), la rete elettrica di distribuzione in Media Tensione ed il carico elettrico distribuito nelle varie cabine secondarie.

Si è quindi modellato un ipotetico distacco di un gruppo di generazione (dimensionato ad 1 MW), ad esempio a seguito di un guasto, andando quindi a simulare le oscillazioni di frequenza causate sul sistema elettrico. La simulazione è stata ripetuta ipotizzando un diverso valore dell'inerzia della rete (a rappresentare ipotetici scenari futuri in cui la presenza di una maggiore penetrazione di FER andrebbe a ridurre il numero di gruppi diesel in esercizio).

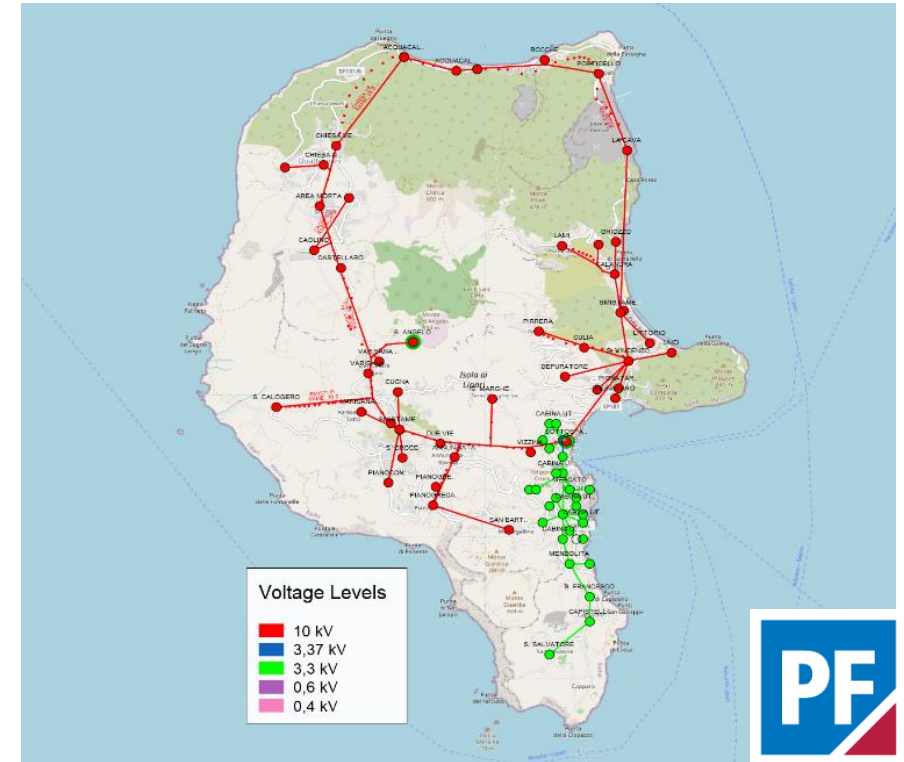


LA GESTIONE DEI BILANCI ENERGETICI NELLE MICRORETI

Le simulazioni descritte in questo capitolo sono state realizzate utilizzando un modello della rete di distribuzione dell'isola di Lipari, mostrato a lato.

Il modello, sviluppato nel software DlgSILENT PowerFactory, include i seguenti elementi principali:

- La topologia del sistema di distribuzione in media tensione dell'isola.
- Tredici gruppi diesel, completi dei relativi regolatori di frequenza e di tensione, necessari per descriverne la risposta dinamica.
- I trasformatori elevatori in centrale di produzione (3.3/10 kV).
- Le cabine secondarie con trasformatori abbassatori (10–3.3/0.4 kV) e i carichi in bassa tensione associati, modellati come carichi concentrati.
- I consumi annuali dei carichi, determinati scalando il consumo annuale dell'isola in funzione della potenza nominale dei trasformatori presenti in ciascuna cabina secondaria.
- I modelli di controllo di inverter di tipo grid-following e grid-forming, con potenze nominali espresse in MVA (attualmente non installati sull'isola), utilizzati per analizzare la risposta dinamica del sistema al crescere della penetrazione delle FER.

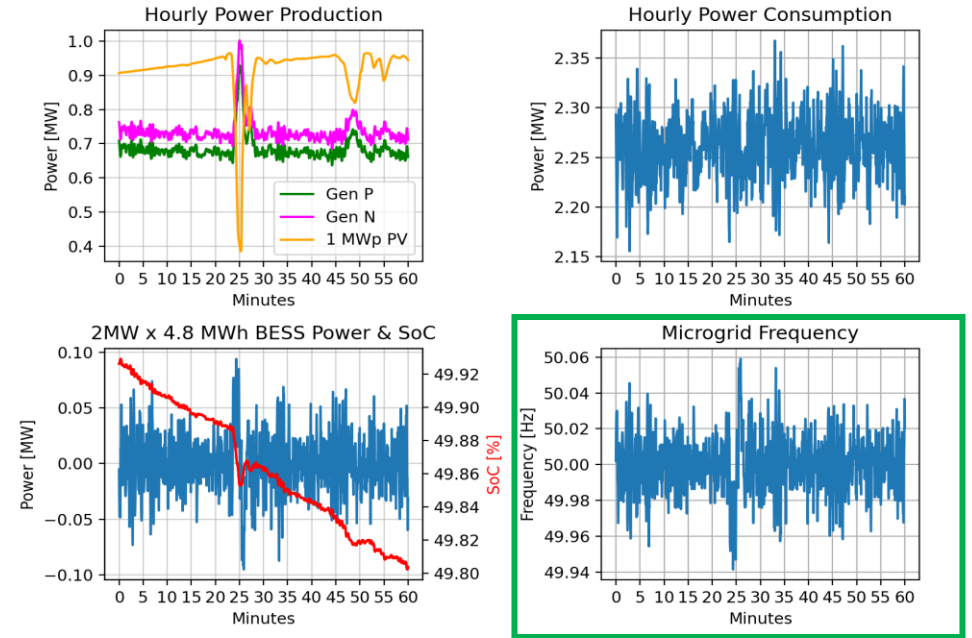


I BESS PER FAVORIRE L'INTEGRAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI

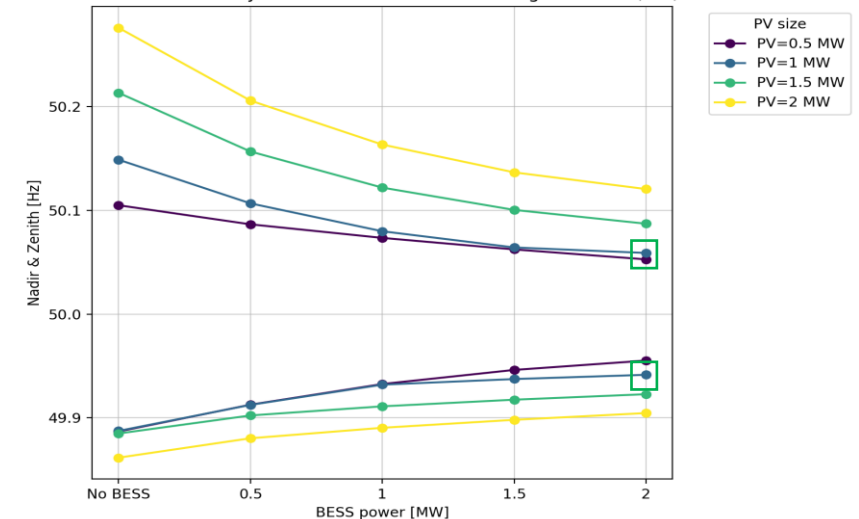
Al fine di regolare il bilancio energetico anche in sistemi caratterizzati da alta penetrazione di FER, ovvero da una ridotta presenza di generatori rotanti, si può ricorrere a dei sistemi di accumulo.

A fini dell'indagine qui riportata si è provveduto a valutare la taglia di ipotetici sistemi di accumulo eserciti ai fini della stabilizzazione della rete di distribuzione dell'isola di Lipari al variare delle penetrazioni di PV.

I risultati mostrano i valori di nadir e zenith di frequenza ottenuti dalle simulazioni dinamiche della microrete di Lipari, condotte per diverse taglie di impianti PV e di sistemi di accumulo. Si nota come un impianto PV, in giornate meteorologicamente variabili (quale quella simulata) porterebbe ad un sensibile incremento delle oscillazioni di frequenza. Viceversa, un eventuale sistema di accumulo, grazie alla sua rapidità di risposta, sarebbe in grado di attenuare le oscillazioni. Si può quindi concludere che, all'aumentare della penetrazione delle FER in un sistema isolato, l'integrazione di un sistema di accumulo risulta essenziale per mantenere le oscillazioni di frequenza all'interno dei limiti di esercizio.



Nadir and Zenith for a Hourly Simulation in a Isolated Microgrid with SG, PV, and BESS



GESTIONE DELLA POTENZA REATTIVA – CONTROLLO DI TENSIONE

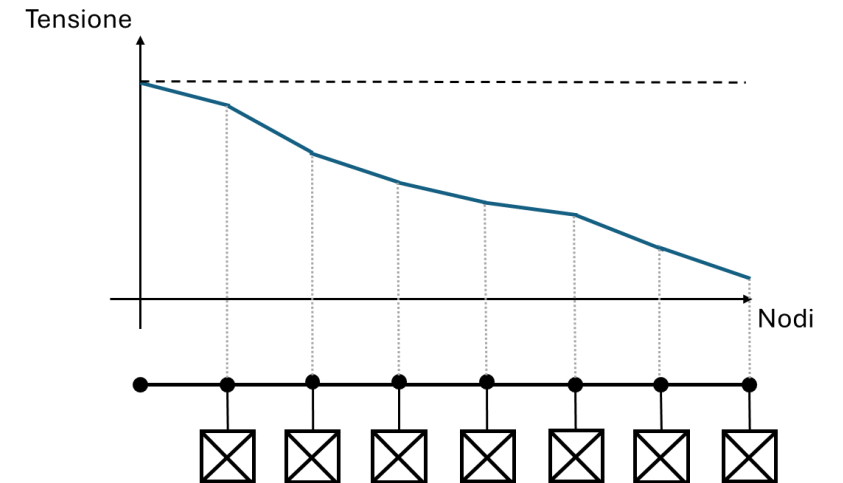
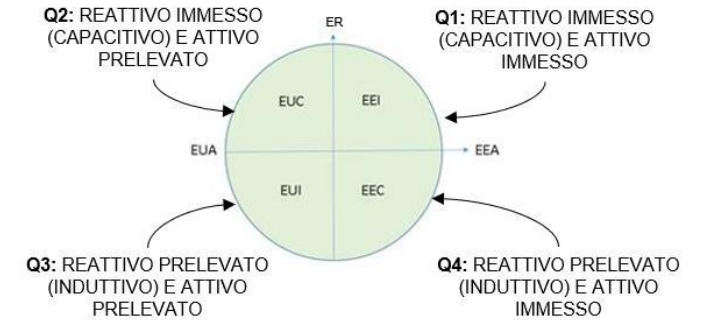
La gestione del bilancio delle potenze reattive è invece associata al tema della regolazione di tensione, regolazione che però, come nel caso precedente, assume una configurazione particolare per il caso dei sistemi elettrici in isola.

In estrema sintesi, tali sistemi elettrici sono storicamente basati su un'unica centrale di produzione, tipicamente costituita da un certo numero di gruppi diesel.

Tramite regolazione dell'eccitazione di tali gruppi, opportunamente monitorati e retroazionati, si vincola la tensione in partenza alle varie isole che, in assetto radiale, alimentano le utenze.

La tensione ha quindi un andamento a decrescere mano a mano che ci si allontana dalla centrale di produzione.

Il controllo è, tipicamente, basato su assunzioni peggiorative sulla caduta di tensione e, nei fatti, risulta molto semplificato.

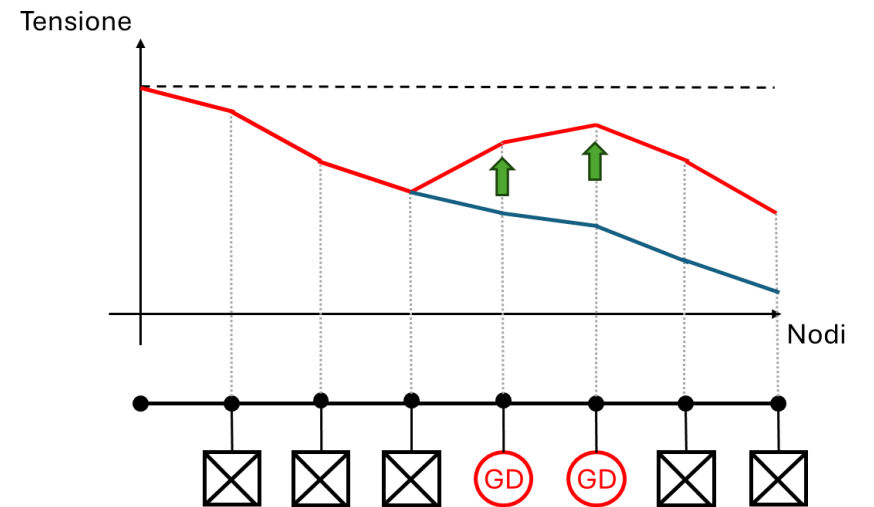


GESTIONE DELLA POTENZA REATTIVA – CONTROLLO DI TENSIONE

Nella prospettiva di una integrazione in rete di generatori distribuiti, da fonte rinnovabile, le problematiche di esercizio si possono raggruppare in due macrofiloni:

- 1) Rispetto alle linee di media tensione, ovvero alla connessione di generatori di media taglia (da 100 kW a qualche MW), le iniezioni locali possono portare ad un incremento, sempre locale, delle tensioni. Se il numero di generatori fosse molto generoso, o se questi fossero di taglia rilevante, si potrebbero manifestare problemi di sovratensione.

La problematica nasce dalla considerazione che l'ente elettrico non ha, ad oggi, un sistema di monitoraggio in tempo reale della propria rete di distribuzione. A tendere, ovvero al crescere della produzione da FER, si dovrebbe quindi portare in evoluzione anche il sistema di monitoraggio della rete e valutare logiche avanzate di controllo della tensione a cui contribuiscano anche i generatori distribuiti.



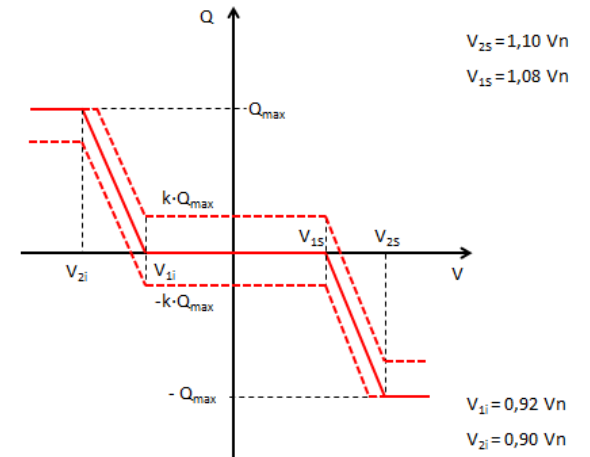
GESTIONE DELLA POTENZA REATTIVA – CONTROLLO DI TENSIONE

In tale ottica, ovvero partecipazione di risorse distribuite al controllo di tensione, le normative e i codici di rete vigenti impongono agli utenti che intendono connettersi alla rete di distribuzione una serie di requisiti tecnici e operativi finalizzati a garantire una gestione adeguata dei flussi di potenza reattiva e, di conseguenza, il corretto mantenimento dei livelli di tensione (ovvero il problema è noto e la normativa già lo contempla).

In particolare, la norma CEI 0-16 prescrive specifiche modalità di comportamento per gli impianti connessi, introducendo due curve di regolazione che definiscono la risposta dell'utente alla variazione della tensione di rete. Queste curve individuano gli obblighi di partecipazione alla regolazione primaria di tensione locale, che rappresenta il meccanismo attraverso cui le unità di generazione contribuiscono in modo automatico e decentralizzato al controllo della tensione.

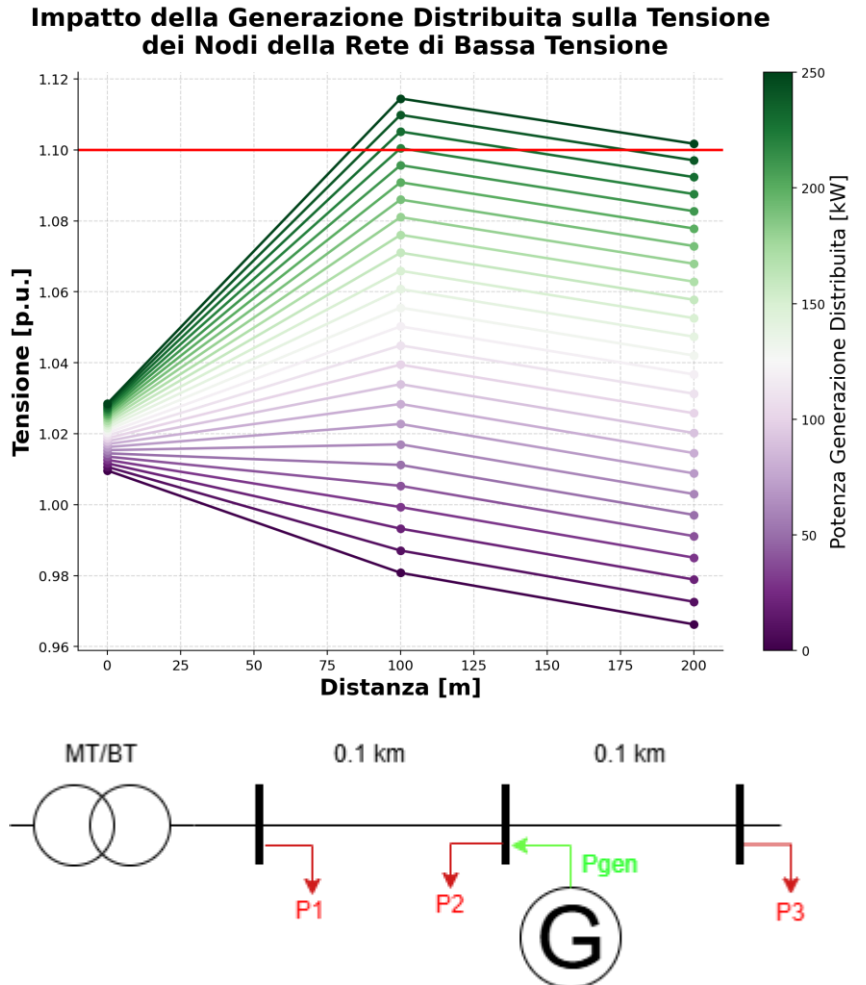
L'interazione tra tali curve e le curve di capability, definite in funzione della tipologia e della tecnologia del generatore, consente di stabilire i limiti operativi entro cui ciascuna risorsa può erogare o assorbire potenza reattiva.

Per le unità connesse tramite inverter, queste logiche di controllo locale risultano essenziali per garantire il mantenimento dei livelli di tensione entro le soglie previste dalla normativa ($\pm 10\%$ rispetto al valore nominale), contribuendo così alla stabilità e all'affidabilità complessiva del sistema di distribuzione.



GESTIONE DELLA POTENZA REATTIVA – CONTROLLO DI TENSIONE

2) Rispetto alla rete in bassa tensione il problema è più critico, ovvero l'installazione di impianti (tipicamente fotovoltaici) anche di piccola taglia potrebbero portare a locali (appunto limitati alla singola rete BT) sovratensioni e squilibri fra le fasi. Tale problematiche potrebbero non essere rilevate neanche tramite un monitoraggio in cabina secondaria (comunque assente in tutte le isole analizzate), e richiederebbe un'interfaccia diretta con i singoli inverter di produzione (fattispecie tecnicamente possibile ma assolutamente non banale ed economicamente impattante. In aggiunta, rispetto agli impianti in bassa tensione (date le caratteristiche di tale rete) il controllo delle iniezioni reattive risulta poco efficace, ovvero l'unica reale azione di controllo è la limitazione della potenza attiva iniettata, pena lo scatto dell'intero impianto fotovoltaico per intervento della protezione di massima tensione. In prospettiva potrebbe essere opportuno vincolare l'autorizzazione di tali impianti all'integrazione, contestuale, di un sistema di accumulo, appunto atto a rendere più regolare l'immissione di potenza in rete (da notare che il sistema di accumulo dovrebbe comunque essere opportunamente dimensionato).



GESTIONE DELLA POTENZA REATTIVA – CONTROLLO DI TENSIONE

In prospettiva di una importante penetrazione di impianti di generazione distribuita, l'architettura di controllo della tensione della rete elettrica può quindi essere schematizzata come riportato nella figura a lato.

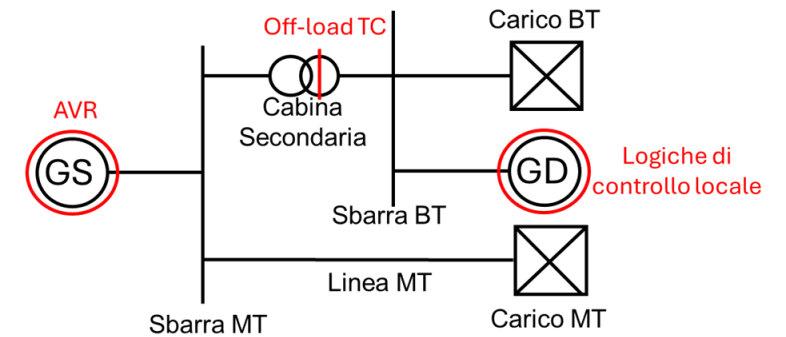
Le principali risorse di regolazione risulterebbero essere:

- AVR (gruppi diesel),
- Off-Load TC (generalmente in cabina secondaria),
- controllo locale (logiche $Q(V)$) presso utenti e DG.

Alle società elettriche che esercitano tali reti sarebbe quindi necessario sviluppare:

- Opportune architetture di controllo, capaci di interagire con i singoli apparati
- Opportuni modelli matematici capaci di calcolare (anche con logiche predittive) le azioni ottime di regolazione ed, eventualmente, minimizzare i tagli della produzione da fonte rinnovabile

Le indagini ad oggi eseguite non hanno portato ad evidenziare, nelle reti isolate, particolari evidenze di problematiche di tensione. Questo può essere correlato con la penetrazione di FER non ancora prevalente, o anche, potenzialmente, alla non disponibilità di architetture capaci di rilevare tali problematiche.



GESTIONE DELLA POTENZA REATTIVA – CONTROLLO DI TENSIONE

Un ulteriore aspetto critico riguarda l'interazione tra generatori tradizionali rotanti e risorse connesse tramite inverter, soprattutto in sistemi a bassa inerzia e con ridotta distanza elettrica tra le unità. In tali scenari, la coordinazione delle strategie di controllo diventa essenziale per evitare instabilità dinamiche e garantire una corretta condivisione del contributo alla regolazione di tensione e frequenza.

ULTERIORI CONSIDERAZIONI SULLA GESTIONE DELLE RETI ISOLANE

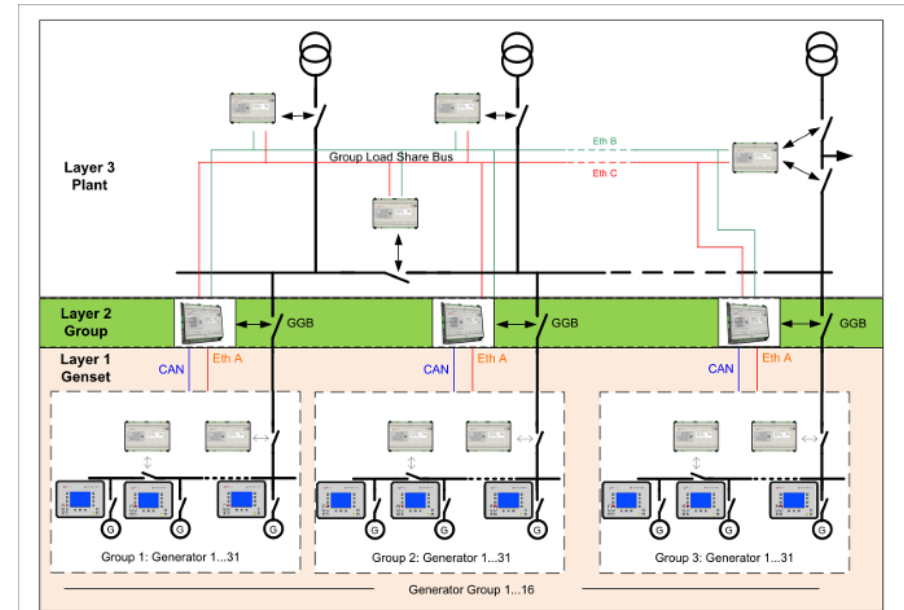
La presentazione generale fornita, nelle slides precedenti, rispetto al tema del controllo dei bilanci di potenza attiva e di potenza reattiva deve essere contestualizzata nella realtà delle isole minori.

In particolare è importante sottolineare come, in tale contesti, i sistemi elettrici sono stati progettati e realizzati secondo un'architettura fortemente centralizzata, con a perno la centrale di produzione, ovvero i gruppi diesel e i generatori rotanti.

Tale centrale è stata strutturata come unico vero assett monitorato e controllato, ovvero come unica sorgente energetica, dalla quale si sono poi derivate le linee MT e BT come semplici linee di distribuzione, non dotate di apparati di monitoraggio e controllo (se non, appunto, in testa linea, ovvero in corrispondenza della sbarre di centrale).

Questo implica l'assenza, nei sistemi isolani, di soluzioni (ndr. HW e SW) di gestione della rete di distribuzione.

Una rilevante criticità, in prospettiva, è quindi legata alla necessità di portare in evoluzioni gli SCADA e i sistemi di EMS di centrale per realizzare un'architettura capace di controllare non solo la centrale elettrica ma anche la rete elettrica di distribuzione **ed i FER connessi**



GESTIONE DELLE PROTEZIONI ELETTRICHE

In questo capitolo si sintetizzano le riflessioni condivise in un gruppo tecnico di approfondimento che ha visto la partecipazione di SELECTY, SIEMENS, CEE Italiana, ELETEC2000, GRIDSPERTISE.

Quanto riportato vuole solo avere valenza di presentazione generale del tema. Si rimanda al capitolo sulle attività proposte per l'anno 2026 per un dettaglio sugli approfondimenti della tematica.

05

GESTIONE DELLE PROTEZIONI ELETTRICHE

Il tema delle protezioni elettriche è stato investigato a livello preliminare, arrivando a produrre la seguente sintesi, finalizzata ad evidenziare i principali punti di attenzione.

Le analisi eseguite nell'anno 2025 hanno portato ad evidenziare come i criteri ad oggi adottati nelle reti isolate siano di tipologia tradizionale, ovvero basate su tecniche consolidate in letteratura.

I lavori si sono quindi concentrati nella raccolta di indicazioni condivise, utili ad evidenziare gli accorgimenti più importanti al fine di un corretto esercizio della rete.

Tale attività ha portato alla considerazione condivisa che, adottando tali accorgimenti, è ad oggi possibile garantire un corretto esercizio della rete anche in presenza di una certa penetrazione di fonti rinnovabili (quale quella in essere o quella prospettata nel breve termine).

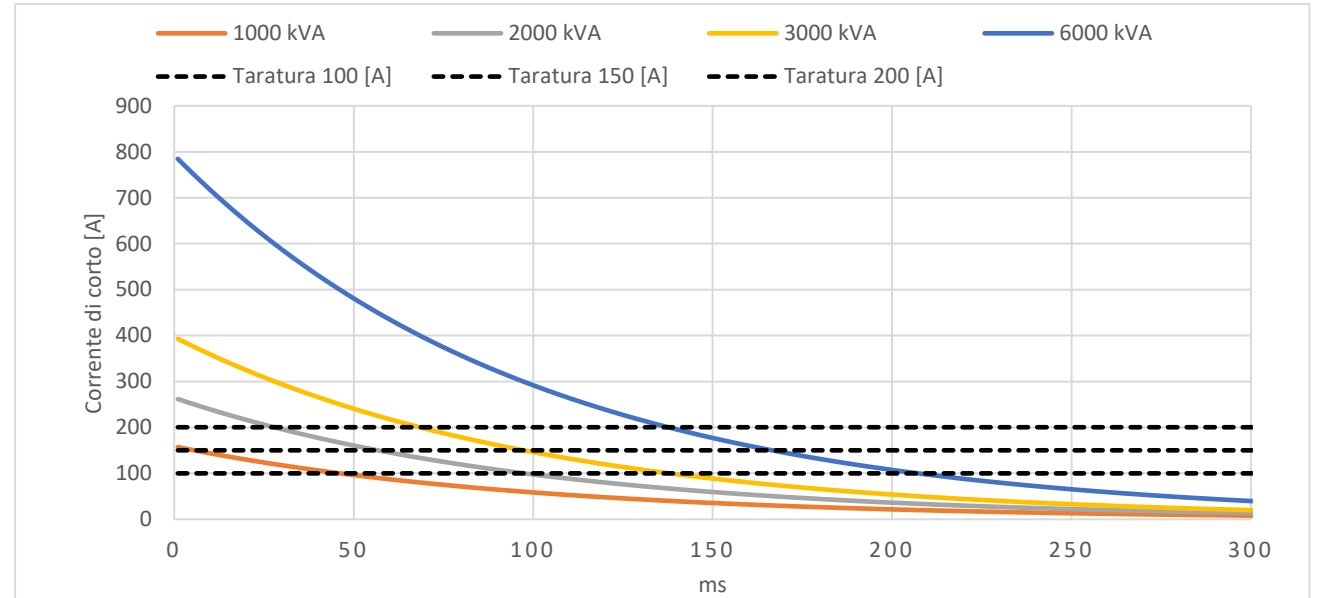
Viceversa, allargando l'orizzonte temporale, ovvero andando ad ipotizzare una maggiore presenza di generazione rinnovabile, interconnessa alla rete tramite macchine inverter, saranno necessari interventi più importanti, andando a valutare il comportamento delle protezioni rispetto a correnti di guasto sempre minori, in intensità, e sempre più distorte.

L'adozione di inverter basati con tecnologie grid-forming potrebbe calmierare ma non risolvere il problema, soprattutto per quanto riguarda le reti in bassa tensione. Su tali aspetti si propone quindi un approfondimento per l'anno 2026.

GESTIONE DELLE PROTEZIONI ELETTRICHE

Guasti polifase sulle linee MT in presenza di generatori rotanti in stazione

L'intervento della protezione di massima corrente deve essere assicurato con una soglia istantanea poiché la costante di tempo transitoria ($T'd$) dei generatori diesel è di circa 100 ms e quindi la corrente di corto circuito fornita può scendere al di sotto della soglia in poche decine di ms in funzione del numero di generatori presenti



Guasti polifase sulle linee MT in assenza di generatori rotanti in stazione

La presenza di convertitori statici (Grid Following) in stazione permetterebbe in generale la individuazione del guasto polifase sulle linee MT se fosse possibile tarare in modo automatico le protezioni di massima corrente con valori funzione della potenza nominale del convertitore statico e della potenza massima erogabile (ipotizzando a circa 1.1 In il contributo alla corrente di guasto)

La presenza di convertitori statici (Grid Forming) in stazione permetterebbe un miglioramento delle soglie delle protezioni di massima corrente in funzione del contributo di corrente di corto circuito fornito. MA, ad oggi, non vi è ancora uno standard tecnico che regoli il comportamento degli inverter Grid Forming.

GESTIONE DELLE PROTEZIONI ELETTRICHE

Semplificando il problema: nel caso di guasti polifase la crescente presenza di inverter (ndr. generatori da fonte rinnovabile) e di sistemi di accumulo (sempre interfacciati alla rete tramite macchine inverter), porta a delle correnti di guasto meno pronunciate e, soprattutto, sempre meno sostenute nel tempo (ndr. decrescono molto velocemente), rendendo complesso identificare il guasto e garantire selettività fra gli apparati.

Nei sistemi isolani, inoltre, la forte variabilità del carico (ad esempio fra la stagione turistica e quella invernale) porta ad ulteriori problemi di selettività (ndr. la corrente di guasto, durante la stagione invernale, potrebbe essere comparabile, o addirittura inferiore alla corrente di carico massimo della stagione estiva).

Tali problematiche possono, oggi, essere gestite adottando opportuni gruppi di taratura, coordinandone gli switch, in aggiunta è (come da buona prassi industriale) possibile usare criteri Voltage Restrained.

Tali soluzioni sono adottabili già oggi, con un ridotto costo di implementazione nei sistemi isolani (nella maggior parte dei casi si è infatti rilevato come tali tecniche, seppure consolidate nella tecnica impiantistica, non siano ad oggi in uso).

Le principali criticità si ritiene che sono associate a guasti sulla rete BT, che potrebbero, appunto in ragione delle ridotte correnti di guasto, essere complessi da identificare; in aggiunta, in BT, l'adozione di criteri di protezione a soglia di tensione andrebbe (ragionevolmente) a compromettere la selettività fra gli apparati, a danno della continuità del servizio e della individuazione del punto di guasto.

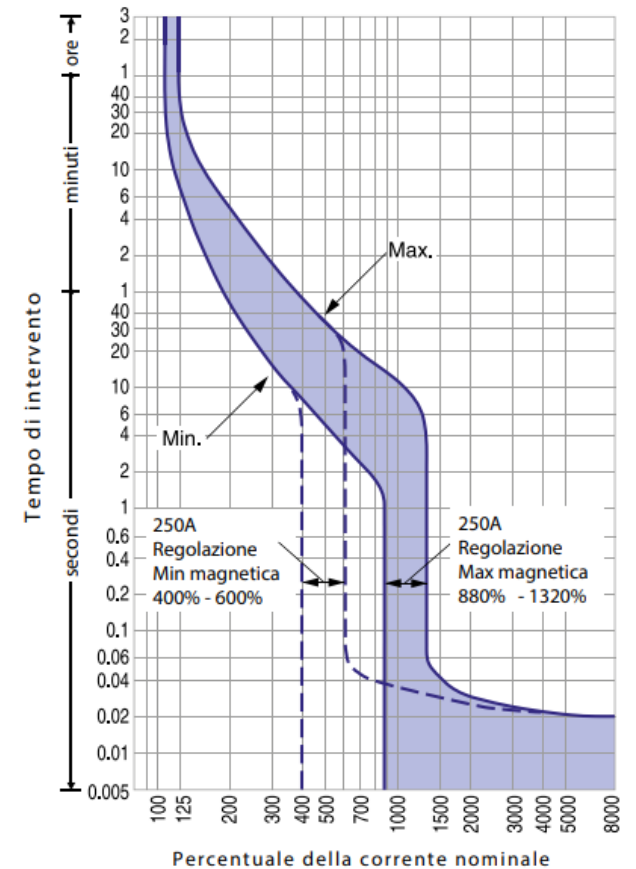
In generale, ad alte penetrazioni di produzione da FER, non si ritiene che gli accorgimenti qui accennati possano essere risolutivi.

GESTIONE DELLE PROTEZIONI ELETTRICHE

Guasti sulle linee BT

- Le caratteristiche di intervento degli interruttori magnetotermici installati sulle linee BT sono con scatto istantaneo e a tempo inverso in funzione della corrente rilevata
- In caso di presenza dei generatori sincroni**, l'intervento degli interruttori automatici è possibile
 - in modalità istantanea in caso di guasto vicino alla sbarra BT
 - in qualche secondo in caso di guasto in lungo linea oppure in fondo linea
- In caso di presenza di generatori collegati tramite inverter** la modesta entità della corrente di guasto potrebbe rendere il guasto difficilmente identificabile, se non con tempi di diversi minuti (ipotizzando che tale corrente di guasto possa essere sostenuta)
- Una possibile soluzione (per i guasti BT) potrebbe essere basata sull'installazione di nuove apparecchiature in BT in grado di misurare la corrente in funzione della tensione (ad esempio): corrente prossima alla nominale AND tensione inferiore ad un'opportuna soglia

MSX 250c (250A)

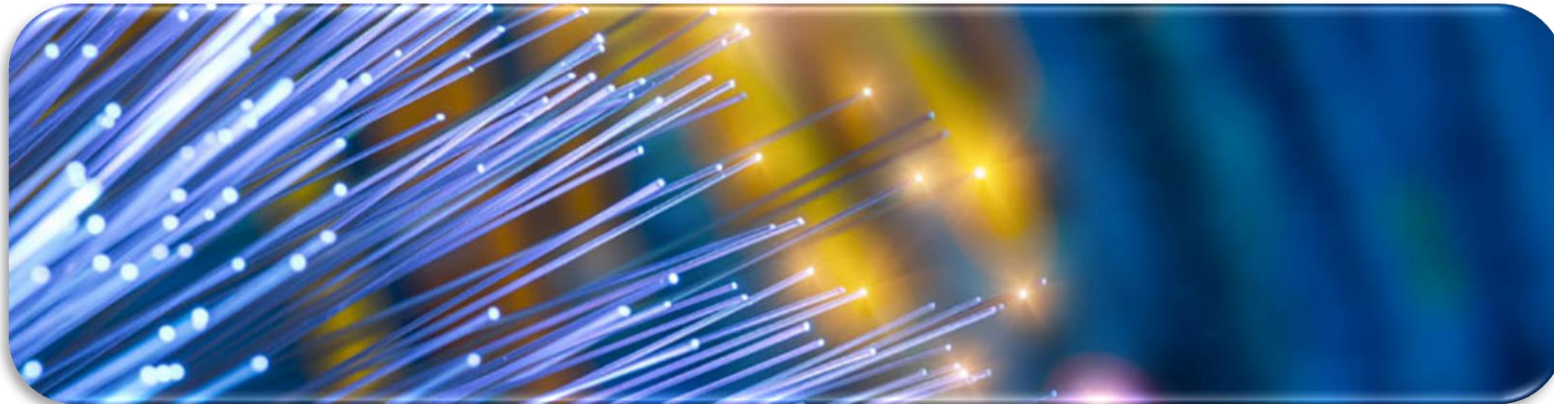


GESTIONE DELLE PROTEZIONI ELETTRICHE

Rispetto al caso specifico delle reti isolate, di ridotta estensione geografica, si pone l'attenzione sull'opportunità di basare i criteri di protezione sulla disponibilità di opportuni vettori di comunicazione (e.g. fibra ottica).

Ad oggi, tuttavia, su pochissime isole si registra la presenza di un opportuno vettore di comunicazione, esteso a tutte le Cabine/Impianti.

In aggiunta, rispetto alle esigenze dell'architettura di protezione, si segnala un nodo critico relativo al protocollo di comunicazione, sia per le prestazioni richieste sia per l'interoperabilità con gli apparati in essere.



In alternativa, logiche basate su protezioni distanziometriche sono state, in alcuni casi, adottate, tuttavia si ritiene che tali soluzioni potrebbero risultare complesse da tarare e gestire nel tempo, soprattutto per configurazioni basate su un rilevante numero di cabine (lungo la stessa direttrice, ovvero in serie).

GESTIONE DELLE PROTEZIONI ELETTRICHE

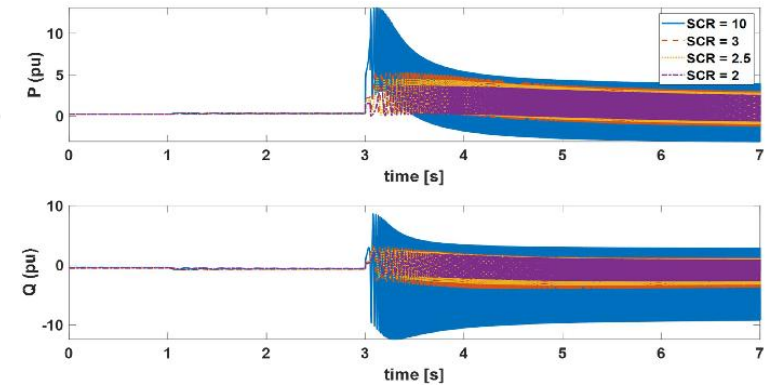
In prospettiva si ritiene che uno dei punti più rilevanti, sui quali (si veda il capitolo in coda al presente report) si propone un approfondimento, è lo studio del comportamento degli inverter, delle protezioni e dei sistemi di controllo rispetto a guasti in una configurazione con alta penetrazione di FER.

Ovvero, nel caso in cui la quota di gruppi rotante fosse fortemente minoritaria, o addirittura assente, è di interesse studiare che tipo di risposta, sostenuta nel tempo, è ipotizzabile dai convertitori statici, che tipo di forma d'onda potrebbe, ragionevolmente, essere fornita, e quindi quale possa essere il comportamento delle apparecchiature di controllo e protezione.

Tali analisi richiedono analisi EMT, utili alla simulazione dei fenomeni di interesse su costanti di tempo molto brevi.

Il tema è di forte attualità e molto discusso in letteratura, tuttavia si sottolinea come non vi sia, ad oggi, un risultato consolidato e validato, ad esempio, la risposta di inverter grid forming a guasti di rete è un punto ad oggi molto dibattuto.

Si torna a sottolineare come la rilevanza di questo tipo di analisi è da riferirsi a reti con fortissima presenza di FER, ovvero, forse non quelle attualmente in essere, ma ragionevolmente quelle che si prevede saranno in esercizio entro pochi anni.



Confronto fra il comportamento (fault ride through) di diversi generatori basati su convertitori grid-forming, in funzione del valore di SCR nel PCC. (Fonte CIGRE)

FOCUS SUL CONTESTO REGOLATORIO PER LA GESTIONE DELLA FLESSIBILITA'

In questo capitolo si approfondisce il tema Regolatorio, in particolare si introduce il tema della flessibilità e della gestione delle richieste di connessione di utenti attivi da fonti rinnovabili.

Obiettivo del Capitolo è quello di fornire alcuni elementi di contestualizzazione del tema, aprendo a proposte per approfondimenti futuri.

06

Evoluzione del contesto Regolatorio e Gestione della Flessibilità

Al fine di governare la produzione da FER nelle reti isolate, un elemento molto importante risulta essere la gestione della flessibilità. In termini generali, la flessibilità, così come introdotta nella Direttiva EU 2019/44, art. 32, può essere gestita secondo quattro tipologie di approcci:

- Rule-Based: ovvero andando a predefinire delle opportune regole di connessione e gestione delle FER;
- Tariff-Based: ovvero adottando delle tariffe elettriche che guidino uno sviluppo delle FER positivo rispetto alle esigenze delle reti elettriche (il caso più tipico è quello delle Time of Usage Tariff);
- Flexible Connection Agreements: ovvero andando a regolamentare la potenza contrattuale (ndr. massima) che le FER possono iniettare in rete in funzione dello stato del sistema elettrico (la definizione della FCA può essere statica, ovvero predefinita su base settimanale, mensile, etc., oppure dinamica, ovvero dinamicamente comunicata dall'operatore di rete verso gli impianti FER).
- Market-Based: ovvero andando a prevedere dei veri e propri mercati per la flessibilità locale.

L'approccio Tariff-Based viene anche identificato con il termine di Flessibilità Implicita, gli altri tre appartengono invece alla classe della Flessibilità Esplicita.

Esempi pratici di tali approcci sono ad oggi in essere in diversi sistemi elettrici Europei (Francia, Germania, Spagna, Olanda, Irlanda fra i principali), ma non su scale comparabili al caso delle Isole Minori (dove con «scala» ci si riferisce soprattutto alla dimensione dell'operatore elettrico chiamato a gestire la rete).

Evoluzione del contesto Regolatorio e Gestione della Flessibilità

In termini generali, una valutazione di insieme delle esperienze in essere sugli strumenti di flessibilità porta ad evidenziare come:

- gli strumenti di flessibilità locale sono tipicamente adottati per gestire congestioni sulle linee elettriche di distribuzione od eventualmente problematiche di regolazione della tensione;
- inoltre, gli strumenti di flessibilità si basano su una struttura di mercato che vede coinvolti i DSO locali, ma anche il TSO nazionale ed, infine, i BRP (Balance Responsible Party);
- In generale, la scelta dello strumento di flessibilità (fra le quattro classi presentate in precedenza) è influenzata in modo importante dalla praticabilità della soluzione, ovvero dalla sua complessità attuativa – secondo criteri di cost-effectiveness.

Per applicare tali concetti al caso delle reti nelle isole minori è però necessario considerare alcune fattispecie specifiche:

- la prima esigenza di regolazione nelle isole non si ritiene (anche alla luce del confronto avuto con UNIEM nel corso dei lavori di questo rapporto) essere correlabile a congestioni sulle linee MT o a violazioni di tensione (ad oggi riscontrate solo su specifiche porzioni di rete), bensì alla gestione complessiva del bilancio energetico, ovvero alla gestione di un'importante produzione da FER in scenari caratterizzati da un carico elettrico limitato;
- inoltre, nelle isole minori l'operatore elettrico è chiamato a svolgere il servizio di distribuzione dell'energia, ma anche quello del dispacciamento. Tuttavia tale società ha dimensioni, e quindi capacità, non confrontabili con quelle tipicamente riscontrabili nei DSO che operano rispetto alla concessione territoriale nelle aree dell'Italia continentale.

Evoluzione del contesto Regolatorio e Gestione della Flessibilità

Semplificando molto, considerando il fatto che il controllo delle reti isolate è, ad oggi, basato sui generatori diesel, la principale criticità nell'esercizio di tali reti è riassumibile come:

- nelle reti in cui non si ha la possibilità di portare in evoluzione i sistemi di monitoraggio e controllo, si manifesta la necessità di modulare la produzione delle FER nelle ore in cui la loro penetrazione risultasse eccessiva. Tale esigenza è da rileggersi sia rispetto alla stabilità della rete in condizioni ordinarie di esercizio sia rispetto alla necessità di avere opportuni margini di controllo a seguito di guasti e/o perturbazioni esterne;
- nelle reti in cui si volesse/potesse arrivare ad una penetrazione di FER molto importante, la criticità è nello sviluppo di soluzioni innovative (e.g. sistemi di accumulo, flywheel, inverter grid forming, nuovi sistemi di regolazione e protezione) e nello studio di approcci utili al loro coordinamento ed alla loro gestione.

L'indagine svolta nell'anno 2025 ha evidenziato come la prima fattispecie sia ad oggi applicata in fase di autorizzazione alla connessione di nuovi impianti, ovvero in caso di una penetrazione di FER (ritenuta) ad oggi già superiore alla capacità della rete in esserne di controllarne la produzione, i nuovi impianti non vengono autorizzati o, eventualmente, vengono ritardati.

Rispetto alla seconda fattispecie, su alcune isole (principalmente Pantelleria, Favignana e Lipari) sono installati/in fase di installazione dei sistemi di accumulo, appunto configurati per consentire un maggiore sfruttamento delle FER. La gestione di tali sistemi di accumulo è tuttavia ancora in fase di perfezionamento.

Evoluzione del contesto Regolatorio e Gestione della Flessibilità

I lavori svolti nell'anno 2025 hanno messo in chiara evidenza come lo sviluppo di sistemi evoluti di monitoraggio e controllo delle reti isola sia di particolare complessità; ad oggi in pochi casi si registra la sperimentazione in campo di approcci evoluti (è nota, in tale ambito, la sperimentazione sviluppata da e-Distribuzione sull'isola di Ventotene, in ambito UNIEM si hanno pure alcune sperimentazioni, ad oggi principalmente focalizzate sulle architetture di monitoraggio, ad esempio sull'isola di Favignana).

Verosimilmente non si ritiene che lo sviluppo e la validazione di approcci innovativi sia risolvibile in un orizzonte di breve termine, ovvero nei prossimi anni, per rispondere all'importante richiesta di connessione da parte di impianti FER, la soluzione più praticabile risulterebbe nella modulazione della produzione nelle ore critiche.

Tale esigenza potrebbe essere soddisfatta tramite strumenti di flessibilità, in particolare lo strumento degli Flexible Connection Agreements (FCA) parrebbe essere la soluzione più naturale.

L'adozione di FCA richiederebbe tuttavia una serie di strumenti regolatori, ad oggi ancora non disponibili e, soprattutto, richiederebbe una metodologia standardizzata ed efficace, utile a definire il livello di penetrazione delle FER che oggettivamente comprometterebbe la gestione delle reti isolate, ovvero che giustificerebbe le imprese elettriche ad attivare la modulazione.

In termini economici, la modulazione richieste potrebbe essere configurata come uno strumento indispensabile alla sicurezza della rete, ovvero risulterebbe imposta agli utenti; altra opzione possibile è la predisposizione, secondo un approccio Regolatorio ancora da definire, delle modalità di rimborso per la mancata produzione.

Evoluzione del contesto Regolatorio e Gestione della Flessibilità

Al fine di apprezzare quantitativamente l'impatto di una eventuale modulazione della produzione FER, per il caso studio di Lipari si è svolta un'analisi di approfondimento. L'esempio numerico seguente è da intendersi come esercizio teorico e indicativo, in particolare:

- si è preso il fabbisogno energetico in essere per l'isola di Lipari;
- si è ipotizzata una crescente penetrazione di produzione fotovoltaica (1, 2, 3 ... MW);
- si è ipotizzato che i sistemi di monitoraggio e controllo in essere siano in grado di gestire efficacemente la rete solo se la quota in capo ai generatori diesel sia superiore a 500 kW, 1 MW o 1.5 MW (tali soglie sono puramente qualitative, ovvero, in ottica di un'applicazione reale, si torna a sottolineare l'esigenza di una procedura strutturata che porti a stimare la penetrazione massima di FER che consenta il controllo della rete);
- Nelle varie configurazioni, nei casi in cui la quota di FER risultasse eccedente i limiti consentiti, si è provveduto a stimare la potenza (e quindi l'energia) che dovrebbe essere modulata rispetto a diversi criteri di controllo, ovvero:
 - 1) Nel caso in cui la modulazione fosse applicata in modo indifferenziato per tutte le ore dell'anno (fattispecie che corrisponde ad una logica di semplice attuazione ma, evidentemente, grossolana);
 - 2) Nel caso in cui la modulazione fosse differenziata a livello stagionale, ovvero applicata solo in quei mesi in cui si identifica il rischio di una criticità dell'esercizio;
 - 3) Nel caso in cui, ipotizzando che l'impresa elettrica si sia dotata di sistemi di previsione della produzione e del carico, la modulazione della produzione sia limitata alle sole ore in cui le violazioni siano effettivamente rilevate.
- Il confronto finale è quindi basato su una comparazione diretta dell'energia modulata, ovvero della mancata produzione.

Evoluzione del contesto Regolatorio e Gestione della Flessibilità

Nel seguito si riporta il dettaglio dei risultati ottenuti; è comunque da sottolineare come la sola modulazione della produzione da FER debba essere inquadrata come possibile soluzione in uno scenario di breve termine, ovvero, in prospettiva dovrebbe essere integrato in logiche di gestione più avanzate, ed efficaci (ndr. quali quelle citate in precedenza).

La prima simulazione che si riporta è relativa alla definizione di un unico coefficiente di riduzione della produzione fotovoltaica, applicata in modo generalizzato per tutto l'anno, con l'obiettivo di non andare mai in violazione del criterio di sicurezza nell'esercizio della rete.

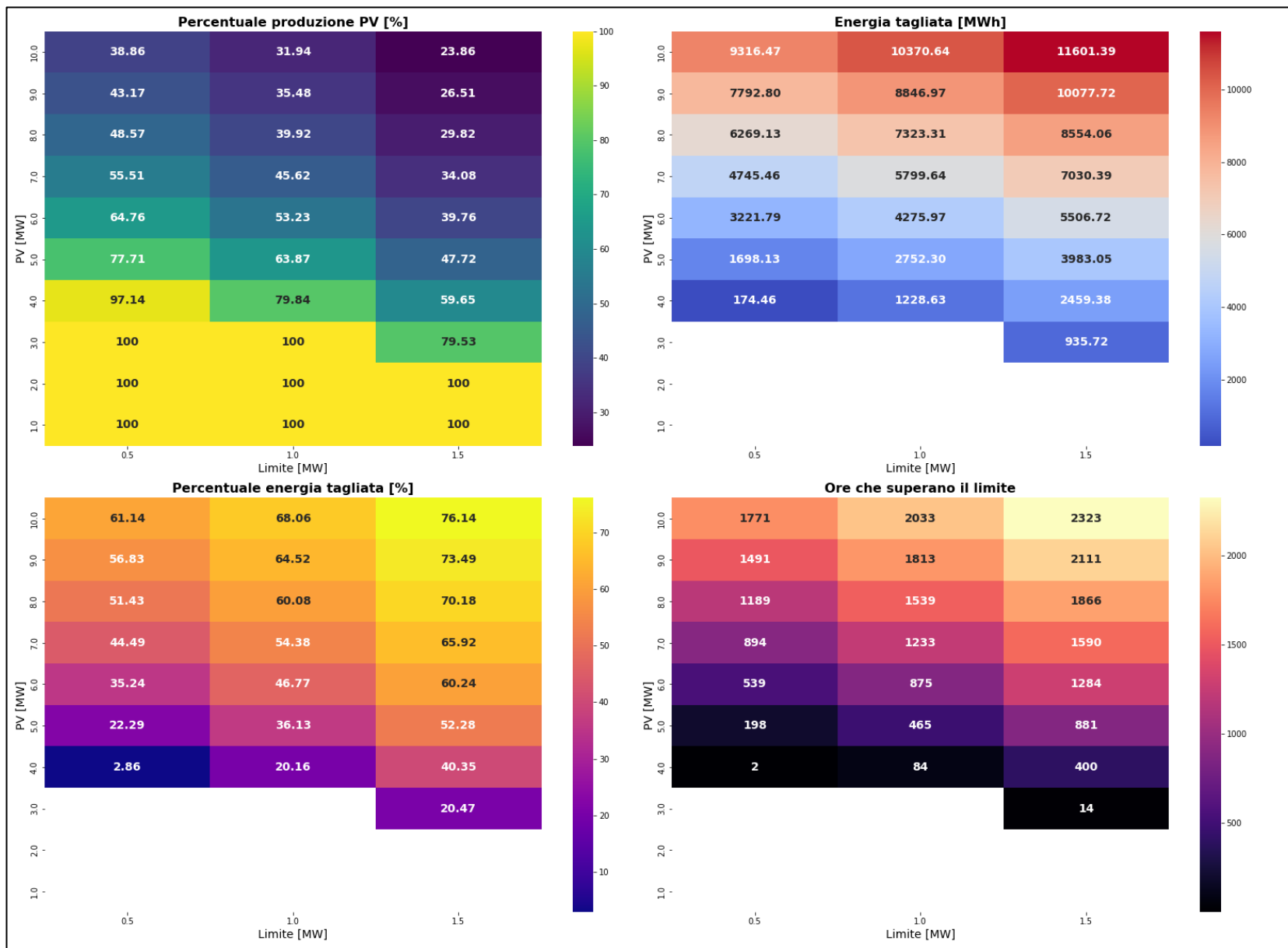
Come rappresentato nella figura alla slide seguente, si è quindi ipotizzato di:

- 1) definire un limite teorico di produzione a carico dei gruppi diesel tradizionali (variabile da 500 kW a 1.5 MW). Tale ipotesi è assolutamente semplificativa, ovvero, come poi proposto negli sviluppi futuri, caso per caso sarebbe da applicare una procedura tecnicamente strutturata che definisca tale soglia. I valori qui adottati hanno quindi una pura valenza indicativa;
- 2) si è ipotizzata una penetrazione fotovoltaica crescente da 1 a 10 MW,
- 3) si è quindi calcolato il coefficiente, costante per tutto l'anno, di modulazione del fotovoltaico utile a rispettare il limite di cui al punto 1 per tutte le ore dell'anno.

In funzione del limite di sicurezza, la massima penetrazione di fotovoltaico varierebbe fra 2 e 3 MW; soprattutto, per penetrazioni superiori la produzione da FER dovrebbe essere modulata in modo importante.

La logica di controllo risulta quindi essere molto dispendiosa e non efficace.

Evoluzione del contesto Regolatorio e Gestione della Flessibilità



Approccio 1: Modulazione indifferenziata per tutte le ore dell'anno

Evoluzione del Contesto Regolatorio e Gestione della Flessibilità

Il secondo approccio investigato prevede una procedura più raffinata in cui l'operatore elettrico è dotato di opportuni sistemi di previsione della produzione e del carico, ed è in grado di interagire con gli impianti di produzione in modo continuativo.

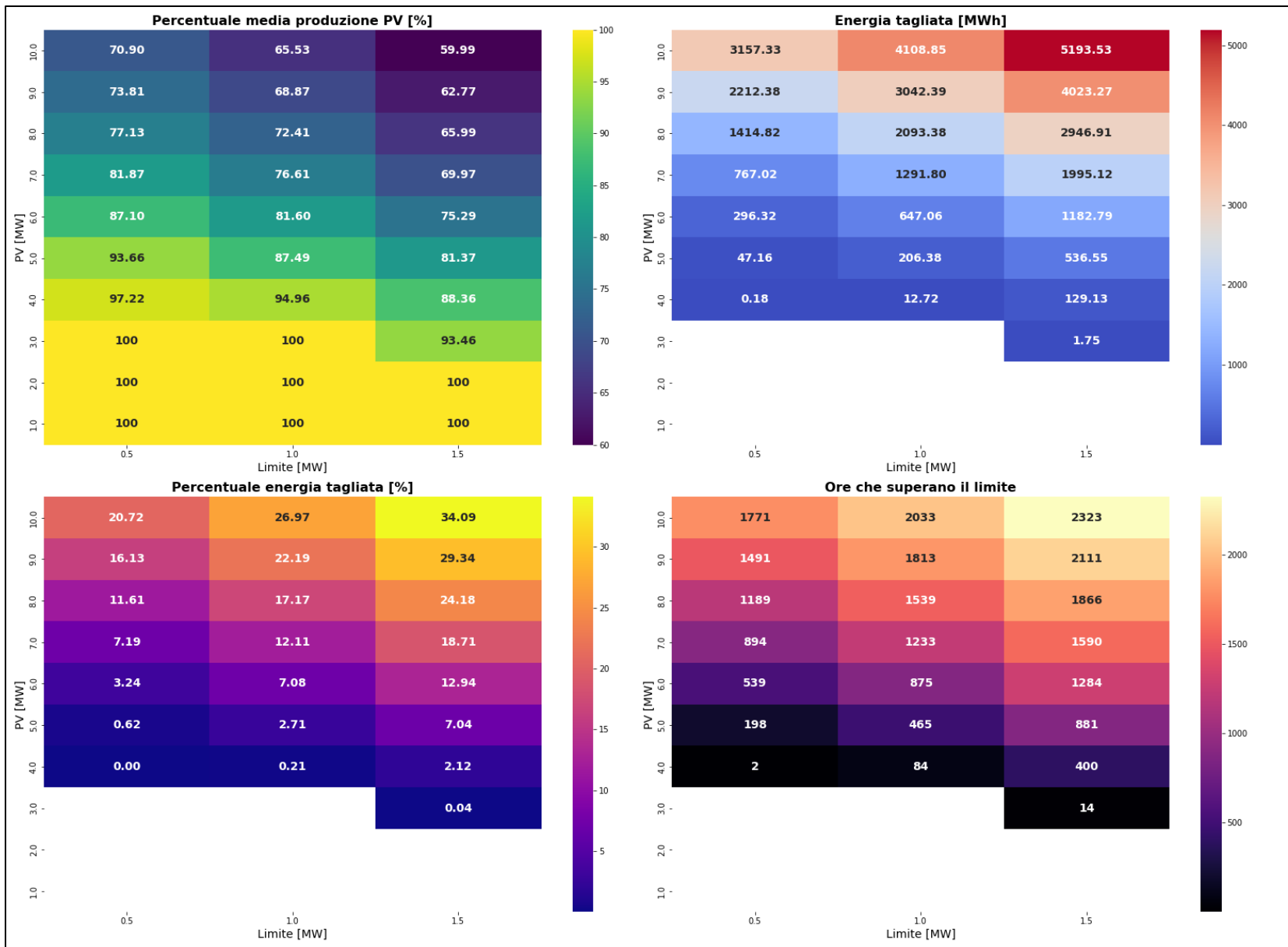
Rispetto a tali assunzioni, che ovviamente presuppongono un'architettura di controllo più strutturata (si ricorda come, nel caso precedente, l'attuazione della modulazione fosse basata su un coefficiente predefinito, e costante, per un intero anno solare, ovvero una sorta di taratura della modulazione rispetto ad un presunto caso peggiorativo), le prestazioni attese, ovvero l'efficacia del controllo, ci si aspetta molto migliorata.

Le simulazioni eseguite mostrano infatti come, pesando la modulazione sullo scenario di ogni singola ora, la percentuale di energia «tagliata» scende in modo drammatico:

- ipotizzando, come esempio quantitativo, una penetrazione fotovoltaica di 5 MW, la modulazione in energia scende da 22-52 % a 1-7 %; per una penetrazione fotovoltaica di 8 MW, l'energia tagliata scende dall'intervallo 51-70 % a 12-24 %;
- Ipotizzando come limite massimo accettabile, compromesso tecnico-economico, un taglio della produzione (ndr. energia) fotovoltaica del 20%, ed assumendo una produzione minima dei gruppi diesel di 1MW, la massima penetrazione di FER passerebbe da 4 MW a 8-9 MW

Il semplice caso numerico qui riportato, esemplifica quindi in modo chiaro quanto sia importante, anche rispetto a criteri di controllo della produzione FER molto semplici (ovvero la modulazione della produzione stessa, intesa come strumento di flessibilità) la disponibilità di opportune procedure di previsione delle iniezioni e di interazione con i generatori.

Evoluzione del Contesto Regolatorio e Gestione della Flessibilità



Approccio 2:
Modulazione pesata in modo pesato per ogni singola ora dell'anno

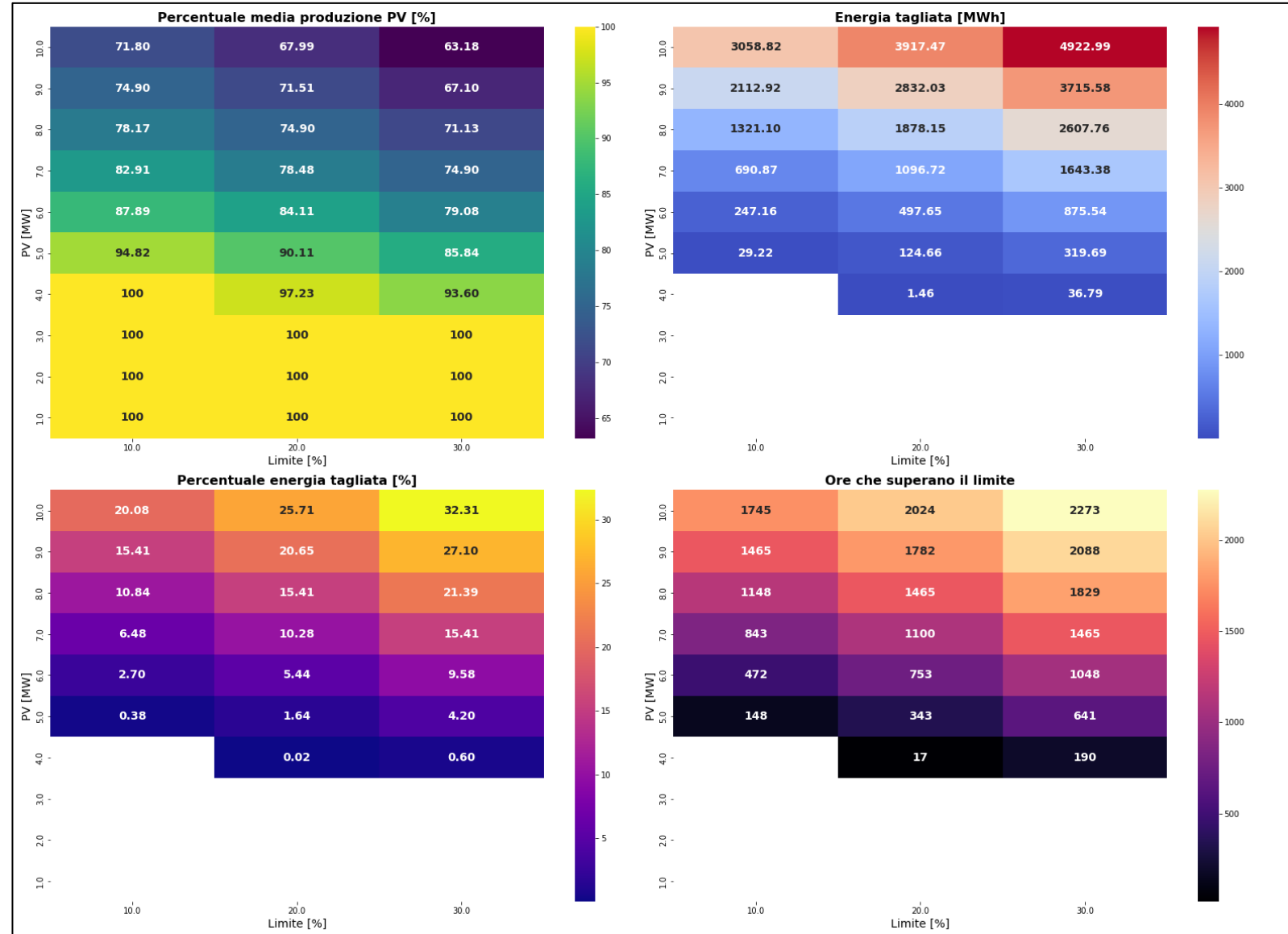
Evoluzione del Contesto Regolatorio e Gestione della Flessibilità

Si è poi processato il vincolo relativo alla penetrazione minima dei gruppi Diesel al fine di garantire il mantenimento del controllo della rete.

Ovvero, si è valutato quale debba essere l'eventuale riduzione della produzione PV per «lasciare» ai gruppi Diesel uno share di produzione minima.

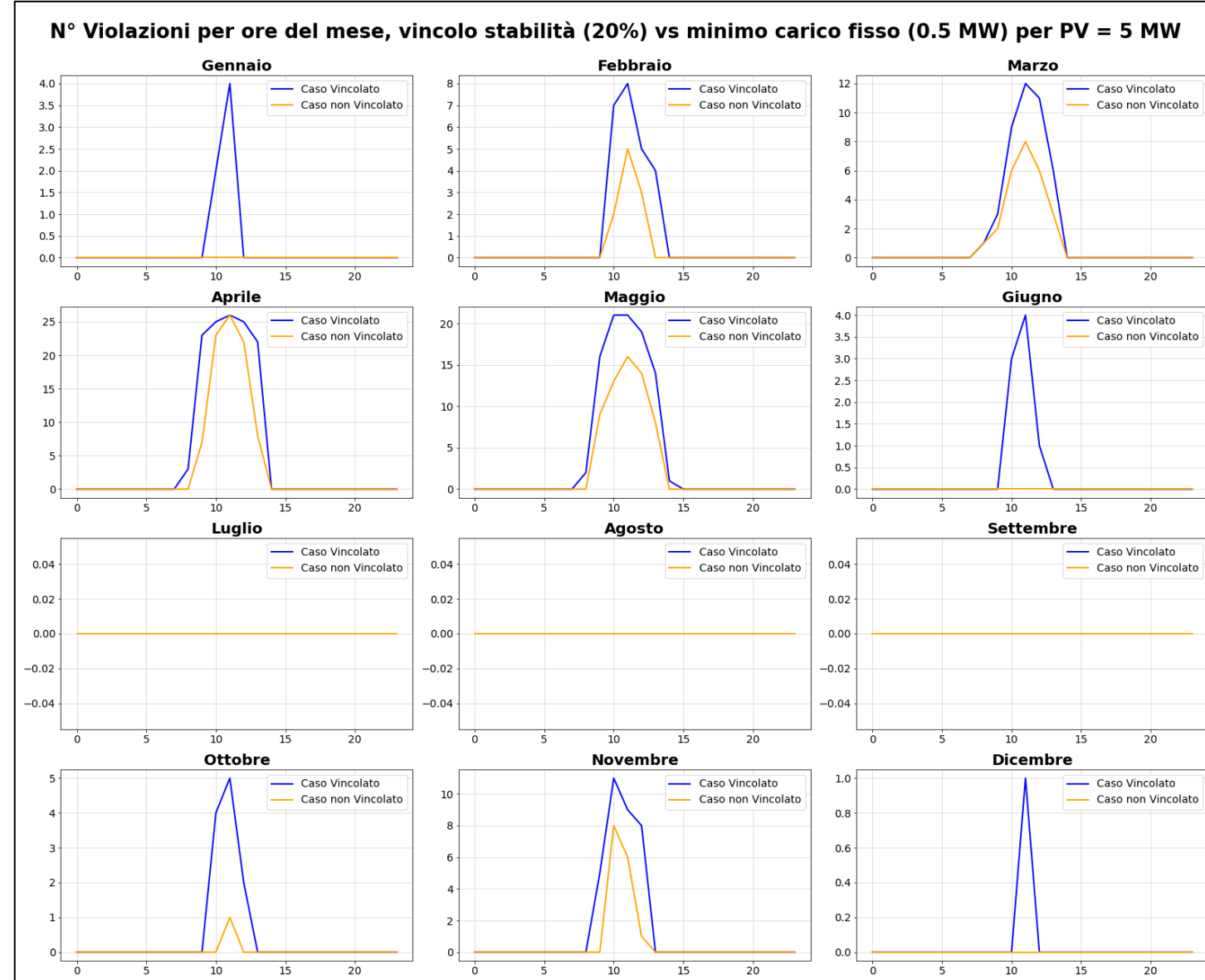
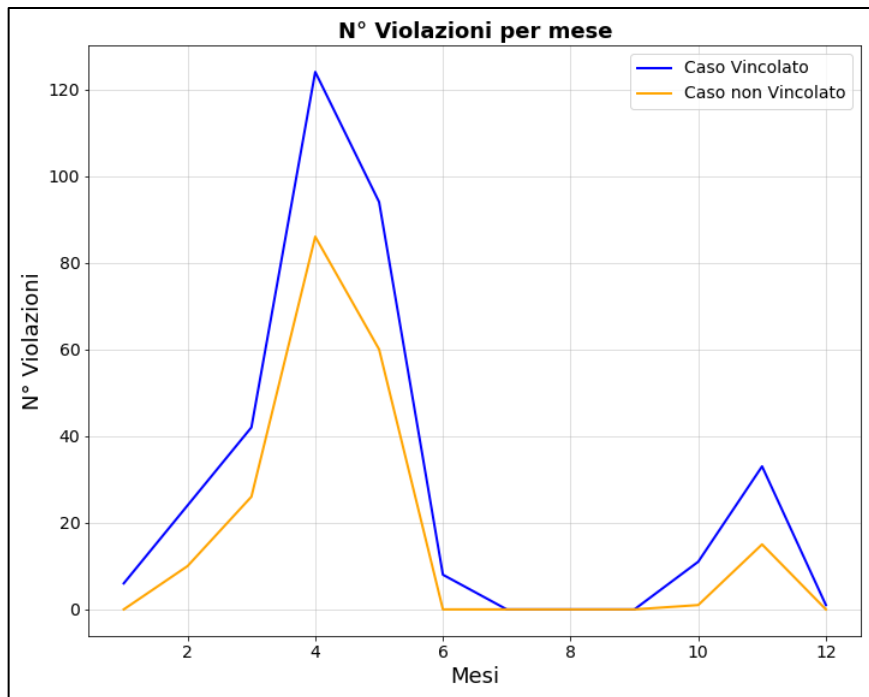
Nel dettaglio si è investigato il caso in cui i gruppi Diesel debbano essere mantenuti ad un valore pari, o superiore, al 10%, al 20% o al 30% del carico.

Si precisa come l'analisi voglia essere una semplice stima iniziale, ovvero sarà oggetto di approfondimenti futuri valutare, per ogni possibile configurazione di rete, quale sia l'effettivo share minimo da riservare ai gruppi diesel (eventualmente, in presenza di apparati innovativi, arrivando ad annullarlo).



Evoluzione del Contesto Regolatorio e Gestione della Flessibilità

Sono stati poi confrontati i due approcci, ovvero quello in cui si è imposto un contributo minimo da parte dei gruppi diesel ('Caso Vincolato') e quello in cui tale limite non è presente ('Caso non Vincolato'), confrontando il numero di violazioni che vengono raggiunte a livello mensile e a livello orario.



Evoluzione del Contesto Regolatorio e Gestione della Flessibilità

Infine, per completezza e compendio rispetto a quanto introdotto, si riporta nel seguito una breve descrizione relativa ai progetti di gestione delle flessibilità locale ad oggi attivi sul sistema elettrico italiano, evidenziando l'organizzazione complessiva dei progetti in essere, così da poter valutarne l'eventuale replicabilità ai sistemi elettrici isolani e/o riflettere su possibili semplificazioni.

Evoluzione del Contesto Regolatorio e Gestione della Flessibilità

Con la Direttiva 2019/944, l'Europa ha riconosciuto il nuovo ruolo dei distributori che esercitano una rete attiva e ha dichiarato la necessità di prevedere lo sviluppo di schemi e incentivi per l'utilizzo della flessibilità nelle reti di distribuzione.

In ambito nazionale, con la Delibera 352/2021, l'ARERA ha istituito i progetti pilota per i servizi ancillari locali, ovvero progetti all'interno dei quali i Distributori possono acquisire da privati servizi di regolazione utili al corretto funzionamento della propria rete.

Al momento, sono in corso i progetti di alcuni dei principali distributori, E-distribuzione, Areti, Unareti.

 e-distribuzione

Il progetto EDGE



Progetto RomeFlex



Il progetto MiNDFlex

Evoluzione del Contesto Regolatorio e Gestione della Flessibilità

Ai sensi della Direttiva 2019/944, i progetti di flessibilità nazionali devono rispondere ad alcuni principi di carattere generale.

- Obiettivi: **migliorare efficienza, sicurezza e sostenibilità del sistema** di distribuzione, contribuendo a ridurre i costi, evitando o ritardando l'espansione delle infrastrutture e promuovendo l'efficienza energetica, tramite un funzionamento più intelligente e sicuro della rete.
- Le **specifiche tecniche dei servizi e i prodotti di mercato devono essere definite tramite processi partecipativi**, che coinvolgano tutti i soggetti interessati (DSO, TSO, utenti), e prevedendo un coordinamento tra gestori di rete, per garantire l'uso ottimale delle risorse e il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema.

È opportuno sottolineare che i servizi ancillari locali acquisiti dai DSO sul continente mirano a risolvere problematiche sulla rete di distribuzione, specie in media tensione, non includono quindi servizi di bilanciamento, che sono pertinenza di Terna.

Tuttavia, nell'ipotesi di estendere le iniziative sperimentali anche alle isole minori, in questi contesti potrebbe esservi l'opportunità per i gestori di rete isolani di acquisire anche servizi di bilanciamento, ad esempio al fine di garantire il rispetto del bilancio di potenza tra generazione e carico e la regolazione della frequenza.

CONCLUSIONI LAVORI ANNO 2025

07

Conclusioni

Nell'anno 2025 si sono avviati i lavori relativi all' «Indagine sulla gestione dei sistemi elettrici nelle Isole Minori».

Il progetto è stato coordinato da Politecnico di Milano, Dipartimento di Energia, ha visto il patrocinio di UNIEM e la partecipazione di diverse aziende del settore.

Nell'ambito del primo anno dei lavori, l'attenzione si è concentrata sulla raccolta di informazione di base rispetto ai sistemi elettrici isolani, all'elaborazione dei dati relativi ai vari scenari energetici, così da produrre un primo quadro di insieme.

Si è quindi provveduto ad un'analisi generale rispetto alle possibili problematiche nella gestione del bilancio della potenza attiva e di quelle associate al controllo di tensione. Obiettivo di tali analisi generale è nella esemplificazione dei possibili problemi di esercizio, così da avere un punto di confronto comune fra i vari operatori elettrici.

Nell'arco dei lavori si sono quindi avviati due focus, uno relativo al tema delle protezioni elettriche, tema rilevante rispetto al quale si è identificata l'opportunità di un approfondimento futuro, ed uno relativo al tema del contesto regolatorio. Quest'ultimo aspetto è forse il tema più rilevante, meritevole di maggiore attenzione nel prossimo futuro.

Sulla base di quanto discusso nell'anno 2025, sono infine state formulate delle proposte per il proseguo dei lavori nell'anno 2026, come descritto nel seguito.

PROPOSTE PER IL TAVOLO TECNICO 2026

Sulla base dei lavori sviluppati nell'anno 2025, anno in cui si è attivata l'indagine sulle isole minori, si formulano nel seguito alcune proposte di approfondimento per l'anno 2026.

Le modalità di lavoro saranno definite in accordo con UNIEM, con le altre società coinvolte nel gruppo di lavoro e, non da ultimo, tenendo in debita considerazione le indicazioni formulate da ARERA

08

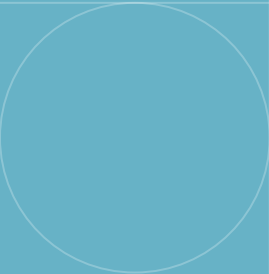
Sviluppi Futuri

- I. Entro il gruppo di lavoro si è concordato circa l'importanza di approfondire il tema delle architetture di monitoraggio e controllo in essere sulle isole, sulla loro evoluzione, e sullo sviluppo dei vettori di comunicazione. Tali approfondimenti (si propone) saranno sviluppati in collaborazione con le aziende fornitrici di tecnologie interessate a collaborare.
- II. A partire da quanto al punto precedente, si sottolinea l'importanza di investigare la disponibilità, e/o l'eventuale sviluppo di nuove apparecchiature Smart, derivate da quanto in uso sulla rete nazionale, necessarie per una gestione in sicurezza delle reti isolane. Fra queste, si cita il caso del CCI, dei sistemi di accumulo (ioni di litio, Flywheel, altro).
- III. Come già introdotto nel capitolo 6, il tema delle Protezioni di Rete è sicuramente da attenzionare, valutando il limite operativo delle tecnologie/approcci tradizionali (appunto citati nel capitolo 6), e le potenzialità di nuove tecnologie, (eventualmente) già disponibili sul mercato ma ad oggi non utilizzate nelle reti isolane. Elemento di particolare importanza è l'analisi del comportamento, in regime di guasto, dei nuovi generatori basati su macchine inverter (grid following piuttosto che grid forming).

Sviluppi Futuri

IV. Il principale tema di approfondimento si ritiene debba essere quello relativo allo studio di come il Regulatory Framework debba essere portato in evoluzione così da consentire un'efficace gestione della produzione da FER. In particolare gli elementi di approfondimento si ritiene che debbano essere:

- Definizione di una metodologia chiara e univoca per determinare la massima penetrazione di FER gestibile (con approcci tradizionali) nelle varie isole – oltre tale soglia sarà invece necessario (ndr. consentito?) modulare la produzione, eventualmente provvedendo ad una remunerazione agli utenti dell'energia non prodotta;
- In relazione al punto precedente, si ritiene importante valutare le eventuali possibili alternative per la modulazione dell'energia prodotta dalle FER (controllo real-time, accordi mensili, accordi settimanali), valutando anche la praticabilità dell'approccio;
- Elemento di attenzione dovrà essere sia la gestione del bilancio energetico (ndr. potenza attiva) che la gestione dei profili di tensione che, e anzi soprattutto, le esigenze di operational planning (ovvero la gestione di eventuali contingency, garantendo la sicurezza dell'esercizio).



Progetto Coordinato da Politecnico di Milano – Dipartimento di Energia www.e4g.polimi.it

Coordinatore Scientifico: prof. Marco Merlo (marco.merlo@polimi.it)

Si precisa come l'iniziativa qui presentata è configurata come una libera collaborazione fra Politecnico di Milano – Dipartimento di Energia e le varie società ed enti richiamati nel rapporto. Al fine di garantire la neutralità di quanto presentato, si rimarca come nessun finanziamento (diretto o indiretto) è associabile ai lavori sviluppati nell'anno 2025.