

L'andamento delle perdite nella rete di Trasmissione Nazionale

Emanuele Chilelli, Francesco Arrigo, Claudio Liuni *Terna Rete Italia*

Analisi delle perdite di rete calcolate su dati di misura reali della rete Italiana AAT/AT e della rete siciliana. Correlazione dell'andamento con i flussi di potenza attiva e reattiva. Prime evidenze e analisi

Motivazione del lavoro

Come è noto, la quota di *Fonti Rinnovabili non Programmabili* (FRNP) nei sistemi elettrici della maggior parte dei Paesi dell'Unione Europea è aumentata sempre di più negli ultimi anni. In Italia, il PNIEC (piano nazionale integrato per l'energia e il clima), ha come obiettivo al 2030 che il 55% dell'energia elettrica consumata provenga da fonti rinnovabili, partendo dal 34% del 2017 [1].

Gli impianti FRNP italiani sono peraltro concepiti per la sola fornitura di potenza attiva e non possono infatti garantire una serie di servizi ancillari molto importanti quali: assorbimento/erogazione di potenza reattiva per la regolazione della tensione; regolazione primaria, secondaria e terziaria; adeguati livelli di potenza di cortocircuito necessaria sia per la gestione dei sistemi di protezione, sia per limitare la profondità e l'estensione dei buchi di tensione generati da guasti; inerzia meccanica intrinseca per garantire una certa stabilità del sistema durante perturbazioni veloci o transitorie; black-start; ecc.

La generazione distribuita riduce la circolazione d'energia elettrica nelle reti di distribuzione, ogni qual volta si produce energia elettrica in prossimità delle utenze in prelievo, ma purtroppo non avviene lo stesso per gli impianti connessi sulla rete AAT/AT. La configurazione geografica della penisola italiana e la localizzazione prevalente delle FRNP in alcune zone rispetto ad altre (ad esempio: impianti eolici concentrati nella regione Puglia), generano infatti dei flussi d'energia elettrica circolante nelle reti elettriche di trasmissione italiane sempre maggiori, generalmente dal Sud Italia verso il Nord, dove sono concentrati molti poli industriali.

In alcune situazioni critiche, risulta anche necessario per Terna ridurre una eccessiva produzione di FRNP (ad esempio eolica) in quanto concentrata solo in alcune zone elettriche.

L'aumento progressivo dell'energia elettrica circolante nelle reti di trasmissione in AAT/AT genera un conseguente aumento delle perdite di rete; l'entità delle perdite e la loro dinamica possono anche influenzare il dispacciamento dell'energia elettrica e l'efficienza del sistema. Una loro accurata conoscenza è fondamentale per Terna, soprattutto in un contesto normativo di cambiamento anche per quanto concerne lo scambio dei flussi d'energia elettrica reattiva, che come noto hanno un impatto anche sulle perdite d'energia elettrica attiva. L'ARERA infatti, con il Documento di Consultazione 481/2019/R/eel, la delibera 568/2019/R/eel e la delibera 395/2020/R/eel, ha fissato l'applicazione di nuovi limiti al fattore di potenza, per ciascun livello di tensione, a partire dall'anno

2022 con riferimento sia ai prelievi d'energia elettrica reattiva (induttiva), sia alle immissioni d'energia elettrica reattiva (capacitiva); per queste ultime, ARERA ipotizza un limite di fattore di potenza pari a 1.

Il crescente scambio d'energia elettrica reattiva al punto di connessione degli impianti con la rete e il cambio dei flussi di reattivo sulla Rete di Trasmissione Nazionale, come si vedrà, ha un impatto non trascurabile oltre che sull'esercizio della rete, anche sull'entità complessiva delle perdite attive di rete.

Analisi di letteratura

Esistono vari studi che si concentrano sulla minimizzazione delle perdite. Una prima macrodivisione è nel considerare le perdite come problema tecnico o nell'ambito di un'ottimizzazione tecnico-economica volta a minimizzare il costo delle perdite o addirittura della gestione dell'intero sistema.

Un approccio classico per studiare il tema è basato sulla finalizzazione di una funzione di minimizzazione attraverso casi studio what-if applicati a reti test, riconducendo le perdite di rete ai vettori $v(t)$ e $i(t)$ [7], focalizzandosi sul potenziale impatto economico per i gestori di rete, i quali necessitano di approvvigionarsi di tale energia nelle rispettive sessioni di mercato [10-14,15]. Negli studi [9-15] un fattore di allocazione delle perdite ai vari utilizzatori della rete è calcolato basandosi sullo stato delle rete stessa e sulla distanza dei punti di generazione e consumo.

La variabilità delle perdite, e la non linearità delle stesse, assume sempre più rilevanza con l'aumentare della penetrazione FER, soprattutto di tipo fotovoltaico, le quali determinano in rete flussi di energia attiva e reattiva con conseguente dinamica delle tensioni di rete e relativi effetti sulle perdite [6]. In molti lavori, in risposta a questa variabilità, il controllo della potenza reattiva dei generatori dispacciabili o delle fonti rinnovabili stesse è usato per ottimizzare i profili di tensione e di conseguenza le perdite di rete [4, 5-7-15]. Gli approcci usati per controllare la tensione e minimizzare le perdite possono essere puramente locali, distribuiti, o centralizzati [8-11-12]. Le funzioni di minimizzazione studiate tendono a ottimizzare principalmente i flussi di energia circolanti sulle reti, attraverso i set point dei generatori o l'installazione di sistemi di compensazione [12].

Tuttavia, seppur l'argomento sia ampiamente conosciuto in letteratura, non vi sono evidenze

sulla dinamica giornaliera di tale fenomeno, infatti quest'ultimo è sempre stato studiato attraverso dei modelli matematici e non osservato attraverso una reale misura di energia elettrica. Le reti usate negli studi sono reti test di trasmissione o distribuzione e le ipotesi iniziali sono spesso troppo semplificatorie.

La possibilità di poter osservare le perdite di una rete reale con un dettaglio orario permetterebbe di affrontare il problema da un nuovo punto di vista, attribuendo a ogni causa il relativo peso tecnico-economico rispetto alla finestra temporale di riferimento e fornendo al gestore della rete una strategia realistica per affrontare e ridurre le perdite in rete.

Contributo e organizzazione del lavoro

Il presente lavoro si prefigge il compito di calcolare e studiare l'andamento orario e quart'orario delle perdite di energia attiva nella rete italiana AAT/AT. L'analisi non si limita a presentare dei totali come spesso avviene in letteratura, ma ad analizzare anche il profilo temporale, cercando di fornire delle spiegazioni sulla natura del fenomeno partendo dai dati realmente misurati. Considerata la grande mole dei dati da esaminare, in una prima fase, è stato deciso di concentrare l'attenzione su una zona limitata e circoscritta, quella della Regione Sicilia. Il profilo delle perdite di rete della Sicilia è stato esaminato su più mesi, è stato confrontato con i profili di potenza attiva della generazione e dei carichi e dei flussi di potenza reattiva sulle linee, cercando di fornire delle spiegazioni sul profilo delle perdite specifico.

Per il perimetro Italia, è stato considerato il calcolo orario per il solo mese di luglio 2020.

Il lavoro effettuato è organizzato come segue: nel paragrafo successivo intitolato *Formulazione delle perdite di rete* relativo alla metodologia del lavoro sono discusse le principali equazioni matematiche che descrivono le perdite di rete per evidenziare le variabili più importanti del problema e la metodologia di calcolo applicata nello studio. Nel paragrafo *Casi studio* sono descritti i principali parametri del sistema siciliano e italiano. Nel paragrafo *Perdite di rete AT in Sicilia e in Italia* le perdite di rete sono analizzate e correlate con i flussi di attiva e reattiva. Il paragrafo *Ulteriori Considerazioni* fornisce spiegazioni e considerazioni aggiuntive tenendo conto del contesto italiano e dell'impatto del Covid-19 sulla rete elettrica.

Formulazione delle perdite di rete

Formola analitica delle perdite di rete

Il propagarsi del campo elettromagnetico negli elettrodotti della rete elettrica comporta l'inevitabile trasformazione di parte dell'energia elettromagnetica in energia termica. I fenomeni che causano queste perdite sono ben noti e di diverso tipo [17]. In particolare, le perdite di maggior rilievo, sono le perdite ohmiche dovute all'effetto Joule per il quale il passaggio di corrente elettrica nel conduttore causa il degradarsi della forza elettromotrice e il progressivo riscaldamento del conduttore. Questo fenomeno è quantificabile considerando la resistenza R del conduttore, che è influenzata oltre che dall'intrinseca resistività del materiale, anche dalla temperatura e per reti in corrente alternata dall'effetto "pelle" per cui la corrente tende ad addensarsi sulla superficie del conduttore stesso. Altri tipi di perdite sono dovuti alle perdite per polarizzazione o magnetizzazione del materiale dielettrico o alle correnti di dispersione o al cosiddetto effetto "corona" che causa il disperdersi di elettroni o la ionizzazione dell'area intorno al conduttore stesso e dipende sempre dal tipo di materiali usati e dallo stato di manutenzione e operativo della rete (livelli di tensione, frequenza, correnti, ecc.).

Le perdite di rete in un sistema elettrico si verificano quando dei flussi di energia, attivi e reattivi, attraversano i rami della rete stessa. Di seguito viene riportato il modello matematico che esprime le perdite di rete in funzione di entrambi i flussi di potenza circolanti (attiva e reattiva). Si supponga di conoscere una rete costituita da n nodi, che siano essi di generazione o di carico. Le perdite di rete (sia attive che reattive) possono essere espresse come differenza fra tutta la Potenza apparente dei nodi di generazione meno tutta la Potenza apparente dei nodi di carico. Si supponga per ogni nodo i -esimo che S_i sia la Potenza apparente entrante in rete come nodo di generazione o uscente come nodo di carico. È quindi possibile definire la totalità delle perdite di rete come:

$$S_{loss} = \sum_{i=1}^n S_i \quad (1)$$

$$P_{loss} + jQ_{loss} = \sum_{i=1}^n S_i = \sum_{i=1}^n V_i I_i^* = V_{nodi}^T * I_{nodi}^* \quad (2)$$

P_{loss} e jQ_{loss} sono rispettivamente le componen-

ti attiva e reattiva delle perdite di rete, V_{nodi} e I_{nodi} sono rispettivamente i vettori di tensioni e correnti nodali (T è la trasposta). Considerato che:

$$V_{nodi} = Z \cdot I_{nodi} \quad (3)$$

dove Z è la matrice delle impedenze della rete di trasmissione, espressa come:

$$Z = R + jX = \begin{bmatrix} r_{11} & r_{1n} \\ r_{n1} & r_{nn} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} x_{11} & x_{1n} \\ x_{n1} & x_{nn} \end{bmatrix} \quad (4)$$

Dalla (2) e dalla (3) si ricava che

$$P_{loss} + jQ_{loss} = I_{nodi}^T * Z^T I_{nodi}^* \quad (5)$$

Considerando che la matrice delle impedenze è una matrice simmetrica e che i vettori delle correnti possono essere espressi in funzione delle relative componenti attive e reattive, si ha:

$$Z^T = Z \quad (6)$$

$$I^T = I_p + jI_q = \begin{bmatrix} I_{p1} \\ I_{p2} \\ \vdots \\ I_{pn} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} I_{q1} \\ I_{q2} \\ \vdots \\ I_{qn} \end{bmatrix} \quad (7)$$

La (5) può essere espressa come:

$$P_{loss} + jQ_{loss} = (I_p + jI_q)^T * (R + jX) * (I_p - jI_q) \quad (8)$$

Da cui, la parte reale P_{loss} diventa:

$$P_{loss} = I_p^T R I_p + I_p^T X I_q + I_q^T R I_q - I_q^T X I_p \quad (9)$$

Considerata la simmetria della matrice X , si ha:

$$I_q^T X I_p = I_p^T X I_q \quad (10)$$

Pertanto:

$$P_{loss} = I_p^T R I_p = I_q^T R I_q \quad (11)$$

La (9) dimostra quindi che le perdite d'energia elettrica attiva (nello specifico le perdite Joule dovute al riscaldamento) sulla rete di trasmissione sono funzione di tutti i flussi di corrente che circolano nei nodi, associati al transito sia della potenza attiva, sia della potenza reattiva, che vengono trasportate da una parte all'altra della rete stessa. Inoltre, le perdite dipendono linearmente dal valore della resistenza di rete; in generale, la resistenza R_i di un conduttore è calcolabile come $R = \rho(T) \cdot L/S$ e dipende dalla lunghezza della linea stessa.

Influenza della potenza reattiva sullo stato della rete

È importante sottolineare come le perdite di energia attiva rappresentano un'effettiva perdita per il sistema elettrico quantificabile in energia e misurata in kWh o multipli.

Le perdite di potenza reattiva (calcolate in kVarh) non sono invece una reale perdita per il sistema. La potenza reattiva, infatti, è una grandezza calcolabile in una rete in corrente alternata ed è causata dal continuo accumulo e successiva trasformazione dell'energia elettrica sotto forma di campo magnetico (nel caso degli induttori) o campo elettrico (nel caso dei condensatori). Questa variazione sinusoidale è mediamente a perdita attiva nulla e quindi in generale non comporta nessuna perdita reale aggiuntiva. Questi flussi allo stesso tempo innalzano il livello istantaneo della corrente che fluisce nei conduttori di rete (componente I_q della corrente) che è presente nel calcolo delle perdite attive riportate nell'equazione (11), al pari della componente I_p che è invece legata al trasporto di energia attiva.

Nelle reti di trasmissione è ben noto che il profilo delle tensioni lungo i nodi è determinato principalmente dai flussi di potenza reattiva e che quindi una loro minimizzazione non è sempre funzionale a un funzionamento ottimale del sistema elettrico, seppur diminuisca le perdite. Ciò è dovuto all'elevato valore del rapporto tra reattanza X e resistenza R delle impedenze delle linee di trasmissione (tipicamente > 10). Questo fenomeno può essere compreso analizzando il caso lineare della caduta di tensione industriale, che su un nodo generico collegato alla rete vale come è noto:

$$V_1 = V + \frac{R * P + X * Q}{V} \quad (12)$$

È possibile riscrivere la (12) sottoforma di differenziale (tenendo anche conto che $R \ll X$) come:

$$\frac{dQ}{dV} = \frac{V_1 - 2V_1}{X} \quad (13)$$

Più è piccola la reattanza della linea equivalente che converge sul nodo, meno la tensione sarà sensibile all'iniezione o al prelievo di potenza reattiva. La tensione deve essere mantenuta entro un certo intervallo sia come regola di buon esercizio per la Rete di Trasmissione Nazionale, sia perché il range di variazione della tensione sui nodi di carico è imposto dal Codice di Rete ($\pm 10\%$ V nominale). Se la tensione fosse troppo bassa o troppo alta si potrebbero infatti verificare danni alle apparecchiature e instabilità di rete.

Quindi, se da un lato i flussi di potenza reattiva sono fondamentali per stabilire un certo profilo di tensione sui nodi, dall'altro possono essere causa di congestione delle linee, di eccessive perdite o di valori di tensione non ottimali o per problemi di stabilità, dipendentemente dal carico e dalla lunghezza della linea considerata.

La parte di un sistema elettrico che per prima richiede potenza reattiva per il suo funzionamento è la rete di trasmissione. Infatti, questa si comporta, al variare delle condizioni di carico e della sua stessa topologia, da "elemento" a carattere capacitivo per bassa richiesta di potenza da parte dei carichi o da "elemento" a carattere induttivo durante le ore di pieno carico; nel caso in cui il carico è pari all'impedenza caratteristica della linea che lo alimenta i due effetti si compensano e la linea ha comportamento puramente resistivo. Parimenti, le reti di distribuzione hanno comportamento più o meno induttivo o capacitivo a seconda della tipologia delle linee (in cavo o aeree), del trasformatore di Cabina Primaria o Secondaria e dalla natura dei carichi MT/BT.

Bilancio fisico di rete proposto nel lavoro

Il caso studio proposto presenta come obiettivo la valutazione delle perdite di rete AAT/AT (rete rilevante) con un profilo ai 15 o 60 minuti calcolato attraverso un bilancio energetico fra tutta l'energia immessa (Pe), l'energia prelevata (Pu) e l'energia scambiata (Ps) con reti esterne. Le perdite d'energia attiva sono le seguenti:

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^n Pe_i + \sum_{c=1}^m Pu_c + \sum_{s=1}^k Ps_s \quad (14)$$

Dove:

- Pe_i rappresenta l'energia immessa dall'i-esimo punto di generazione nella rete rilevante
- Pu_c rappresenta l'energia prelevata dall'c-esimo punto di consumo nella rete rilevante
- Ps_s rappresenta l'energia scambiata dall's-esimo punto di scambio di confine della rete rilevante con le reti elettriche esterne

Per quantificare l'energia immessa e prelevata si è fatto uso delle misure commerciali ufficiali in AAT/AT gestite da Terna (per le quali Terna è responsabile dell'attività di gestione dei dati di misura dal 1 gennaio 2017 in base al nuovo TI-ME - Delibera ARERA n° 458/2016/R/eel [18]).

In **figura 1** si individuano tutte le possibili tipologie di input e output della rete AAT/AT:

Dove:

- I Clienti AT sono i Clienti Puri¹ connessi alla Rete Rilevante;

- ❑ Estero rappresenta i punti di interconnessione con l'estero;
- ❑ RFI sono i punti di scambio con la rete elettrica di RFI - *Rete Ferroviaria Italiana*, che considerano tutti i prelievi della rete AT delle ferrovie (per alimentazione di linee tradizionali e ad *Alta Velocità*);
- ❑ Gen. AT sono gli impianti di produzione d'energia elettrica, che immettono e prelevano energia dalla Rete;
- ❑ SSPC sono i *Sistemi Semplici di Produzione e Consumo*;
- ❑ SDC sono i *Sistemi di Distribuzione Chiusi*;
- ❑ Pompaggi sono gli impianti idroelettrici di pompaggio che prelevano e immettono energia in rete;
- ❑ CP sono le *Cabine Primarie*; l'energia elettrica misurata sul secondario dei trasformatori è

¹ Con la denominazione Cliente Puro si identificano tutti gli impianti asserviti esclusivamente al consumo d'energia elettrica, privi pertanto di unità di produzione.

stata incrementata di un coefficiente di riporto MT/AT fisso pari allo 0,5 %, che rappresenta le perdite sui trasformatori.

Casi studio

La rete AT siciliana

La rete AT siciliana è composta da punti di generazione, consumo e scambio, interconnessi fra loro da elettrodotti sui 3 livelli di tensione 150/220/380 kV, riassunti in **tabella 1**. Le grandezze per semplicità sono da considerarsi come dati medi tra aprile 2019 e aprile 2020 (le differenze tra i diversi mesi sono comunque minime).

I dati associati alle immissioni (FV) in MT/BT sono stati riportati solo come informazione supplementare, ma non rientrano nel Bilancio della Rete AT della Sicilia.

Delle 4 linee di scambio, 3 si riferiscono allo scambio con il continente (di cui 2 entrate in

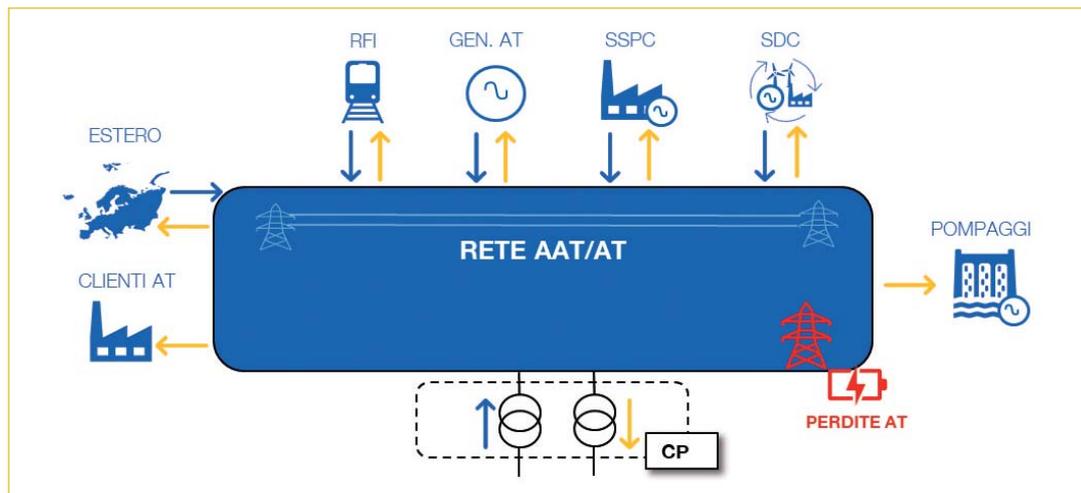


Figura 1
Schema rappresentativo della rete AT/AAT

Tabella 1 Numero di elementi della Rete Rilevante della Sicilia

TIPO IMPIANTO	# IMPIANTI	POTENZA [MW]	TIPO IMPIANTO	# IMPIANTI
Punti di generazione rete rilevante			Punti di consumo Rete Rilevante	
Eolico	58	1.783	Cabine primarie	147
Solare fotovoltaico	12	75	Clienti AT	15
Idrico	5	102	Punti di misura RFI	30
Termoelettrico	23	4.093	Scambio fra distributori	1
Pompaggio	2	580	SSPC	3
Punti di generazione su rete di distribuzione			Punti di scambio estero	
Fotovoltaico	56.910	1.370	Punti al confine	4
TOTALE (Rete rilevante)	100	6.633	TOTALE (Rete rilevante)	200

servizio da fine 2017), mentre la quarta valorizza l'export verso Malta.

La Sicilia ha un carico medio delle Cabine Primarie di circa 1,6 GW.

In **figura 2** è riportata l'energia elettrica immessa in rete dalle centrali AT suddivisa per fonte primaria, in determinati mesi dell'anno. "Scambio Confine" si riferisce ai 4 punti di Scambio presenti: il valore positivo significa che i 4 punti misurano un'esportazione fuori dall'isola (energia generata dagli impianti di produzione in AT). "Solare MT/BT" è l'energia immessa sulla rete di distribuzione dagli impianti fotovoltaici: questa energia viene prevalentemente assorbita dai carichi MT/BT siciliani; l'eccedenza risale verso la rete di trasmissione nelle ore di punta e viene misurata in cabina primaria.

Il bilancio della rete AT e le relative perdite di rete sono stati calcolati per i mesi di aprile, agosto e dicembre 2019 e di aprile 2020.

La rete AT Italiana

Per la rete italiana sono stati considerati tutti i punti di immissione e prelievo che comprendono circa 7.500 misuratori necessari per valorizzare l'energia scambiata da tutti gli impianti connessi

sulla rete AAT/AT, divisi per le diverse categorie di impianto, come dettagliato in **tabella 2**.

Le perdite totali sono calcolate tramite il bilancio fisico per tutti i mesi a partire dal 2017 a oggi e con un dettaglio orario per il mese di luglio 2020.

Perdite di rete AT in Sicilia e in Italia

Profili di perdite attive in Sicilia

Nella **tabella 3** sono riassunti i parametri di perdita determinati dall'analisi dei 4 mesi esami-

Tabella 2 Numero d'impianti della rete italiana

TIPO IMPIANTO	NUMERO
Clienti AT	397
Estero	26
RFI	316
Centrali AT	1.212
SSPC	145
SDC	32
Pompaggi	21
Cabine Primarie	2.084

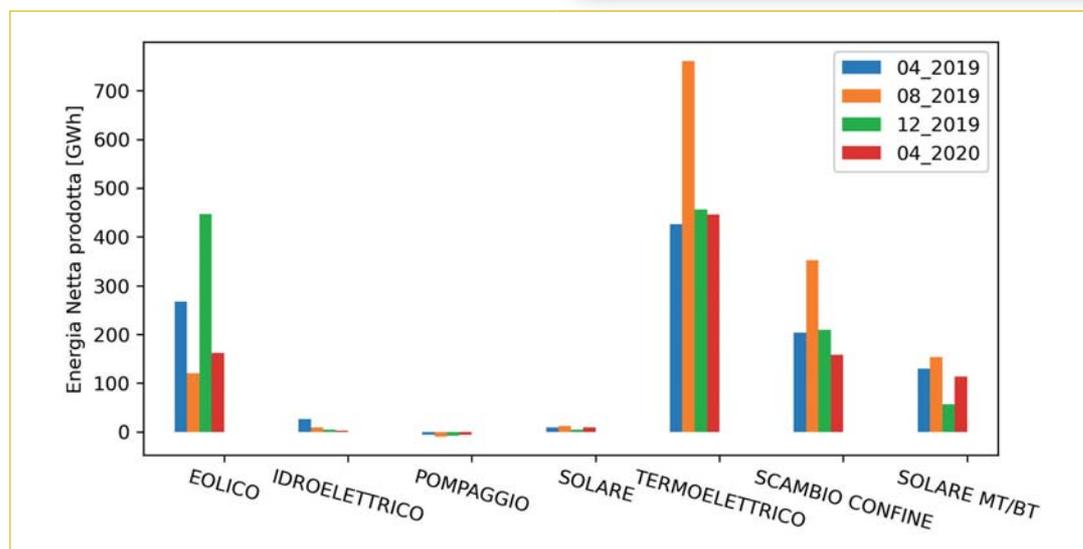


Figura 2
Istogramma delle energie scambiate nell'isola in 4 diversi Mesi dell'Anno

Tabella 3 Parametri descrittivi dei mesi considerati nei calcoli

ISTOGRAMMA	MEDIA [MWh]	DEVIAZIONE STANDARD [MWh]	PERDITE [MWh]	CARICO [GWh]	PERDITE [%]
Tutto 2019 (78 gg)	10,33	3,3	77.386	3.484	2,22%
Aprile 2019 (23 gg)	11,71	3,8	25.862	909	2,84%
Agosto 2019 (31 gg)	10,15	2,9	30.233	1.561	1,92%
Dicembre 2019 (24 gg)	9,24	2,7	21.291	1.014	2,01%
Aprile 2020 (30 gg)	8,44	2,7	24.307	1.049	2,31 %

nati. Essendo l'analisi effettuata al livello orario, per ridurre gli errori, sono stati eliminati dall'analisi quei giorni nei quali erano presenti alcune misure ricostruite in quanto non correttamente teleletta (a causa di malfunzionamenti sui misuratori di proprietà dei produttori o distributori). I giorni esaminati per l'anno 2019 sono stati complessivamente 78 (su 92), mentre per aprile 2020 sono stati 30 (su 30).

Nell'anno 2019 la perdita media in Sicilia si attesta intorno a 10,33 MWh per ogni quarto d'ora, che si traduce in una perdita media istantanea di circa 41 MW, con una deviazione standard di circa 3,3 MWh. Il valore medio della perdita sulla rete AT della Sicilia nel 2019 è stato di circa il 2,22 % rispetto all'energia prelevata dalla rete. La distribuzione delle perdite sui 3 mesi del 2019 è rappresentata nella **tabella 3**. Ad aprile 2020 la perdita media si è ridotta a cir-

ca 8,44 MWh per ogni quarto d'ora.

In **figura 3** è riportata la funzione di distribuzione delle perdite nei tre mesi del 2019 considerati. Il valore di perdite al quarto d'ora con un numero di occorrenze maggiori, ossia con numero di quarti d'ora esaminati maggiore, è come detto intorno ai 10 MWh e cala man mano che ci si allontana da tale valore.

In **figura 4** è riportato il dettaglio degli istogrammi della **figura 3**, ma divisi per i 3 mesi del 2019 esaminati (aprile 2020 è rappresentato nel paragrafo *Ulteriori Considerazioni*, nel sotto-paragrafo relativo all'impatto Covid in Sicilia). Dal grafico si osserva come il mese di aprile 2019 ha le perdite maggiori (istogrammi blu soprattutto sulla destra del grafico), mentre il mese di dicembre 2019 ha perdite inferiori (istogrammi verdi soprattutto sulla sinistra del grafico).

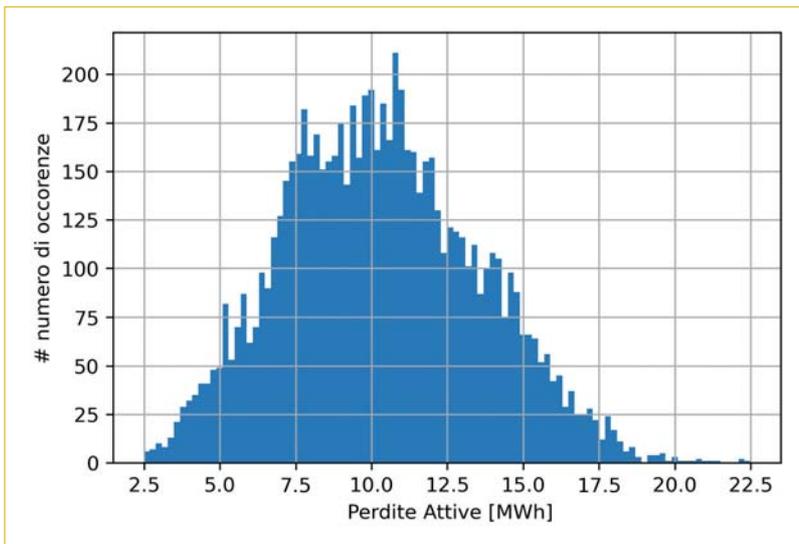


Figura 3
Istogramma delle perdite considerando 78 giorni del 2019 nei mesi di aprile, agosto e dicembre

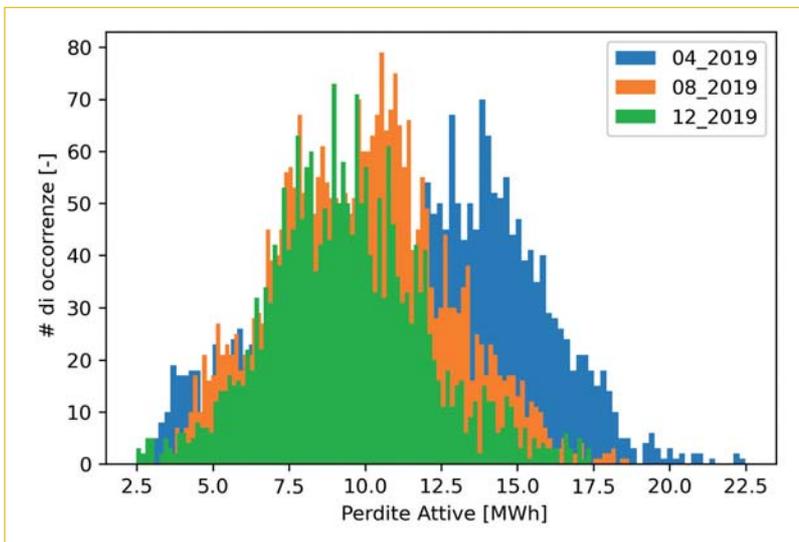


Figura 4
Istogrammi delle perdite divise per i mesi del 2019

analisi delle perdite

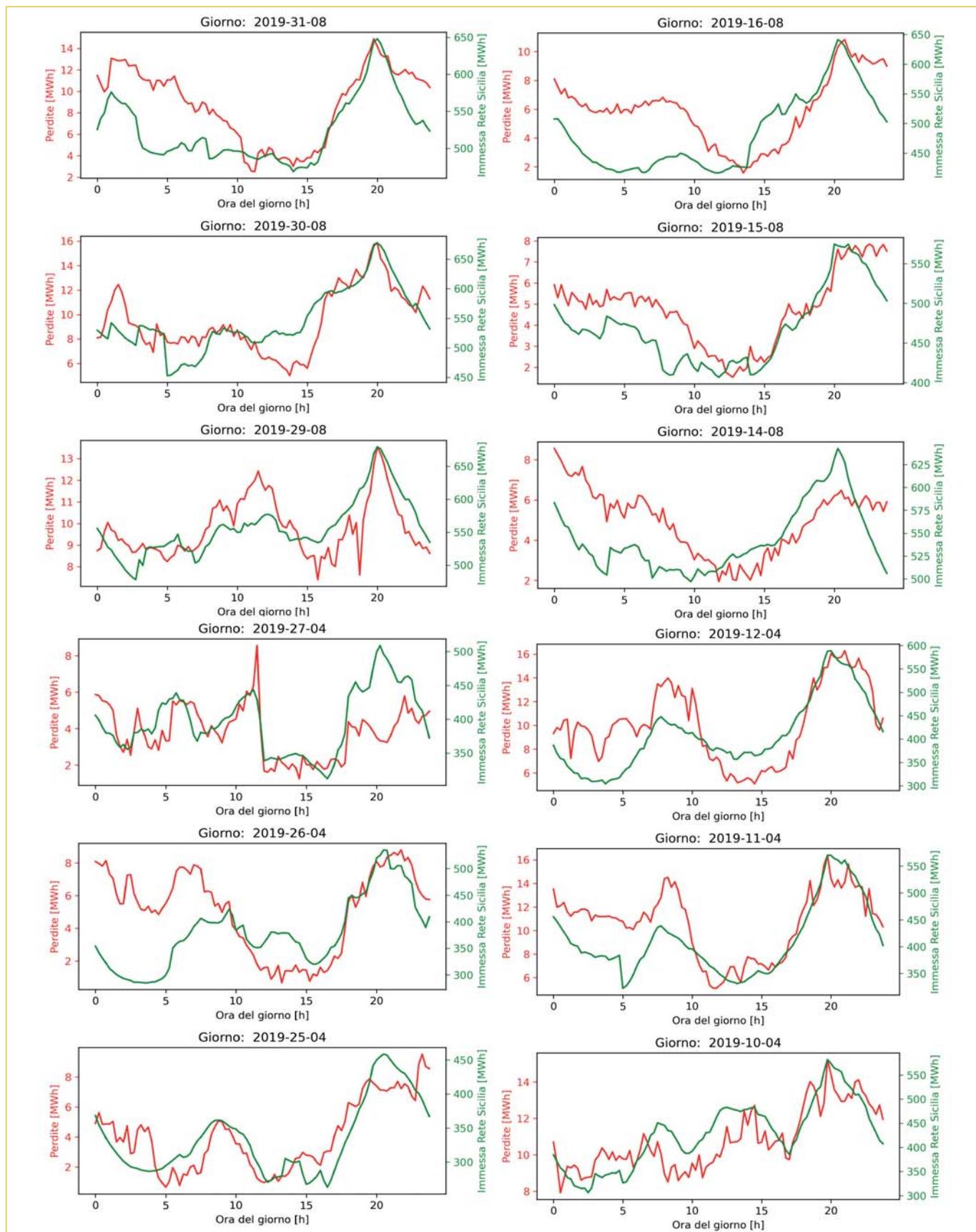


Figura 5
Esempi di profili quotidiani di perdite e carico della rete AT della Sicilia

In **figura 5** e in **figura 6** sono riportati una serie di profili giornalieri di esempio appartenenti ai 78 giorni esaminati dell'anno 2019. Le perdite hanno colore rosso e vanno lette nell'ordinata di sinistra dei grafici, mentre il carico siciliano ha colore verde e va letto nell'ordinata di destra dei grafici.

Interessante è l'andamento orario (rosso) delle perdite, in funzione dell'andamento orario (verde) del carico.

Dai grafici si osserva quanto riportato nell'equazione (11), ossia che le Perdite di rete dipendono dalla corrente I_p che fluisce sulle linee, che è strettamente legata alla potenza circolante (al carico). Come ci si aspettava, l'andamento delle perdite segue pertanto l'andamento del carico.

Si può inoltre osservare che di notte le perdite si mantengono più alte che di giorno; a pari carico tra notte e giorno, le perdite sono molto più alte nelle ore notturne.

Impatto della energia reattiva

Dall'equazione (11) si era visto come anche la potenza reattiva circolante in rete giochi un ruolo non trascurabile nella dissipazione delle per-

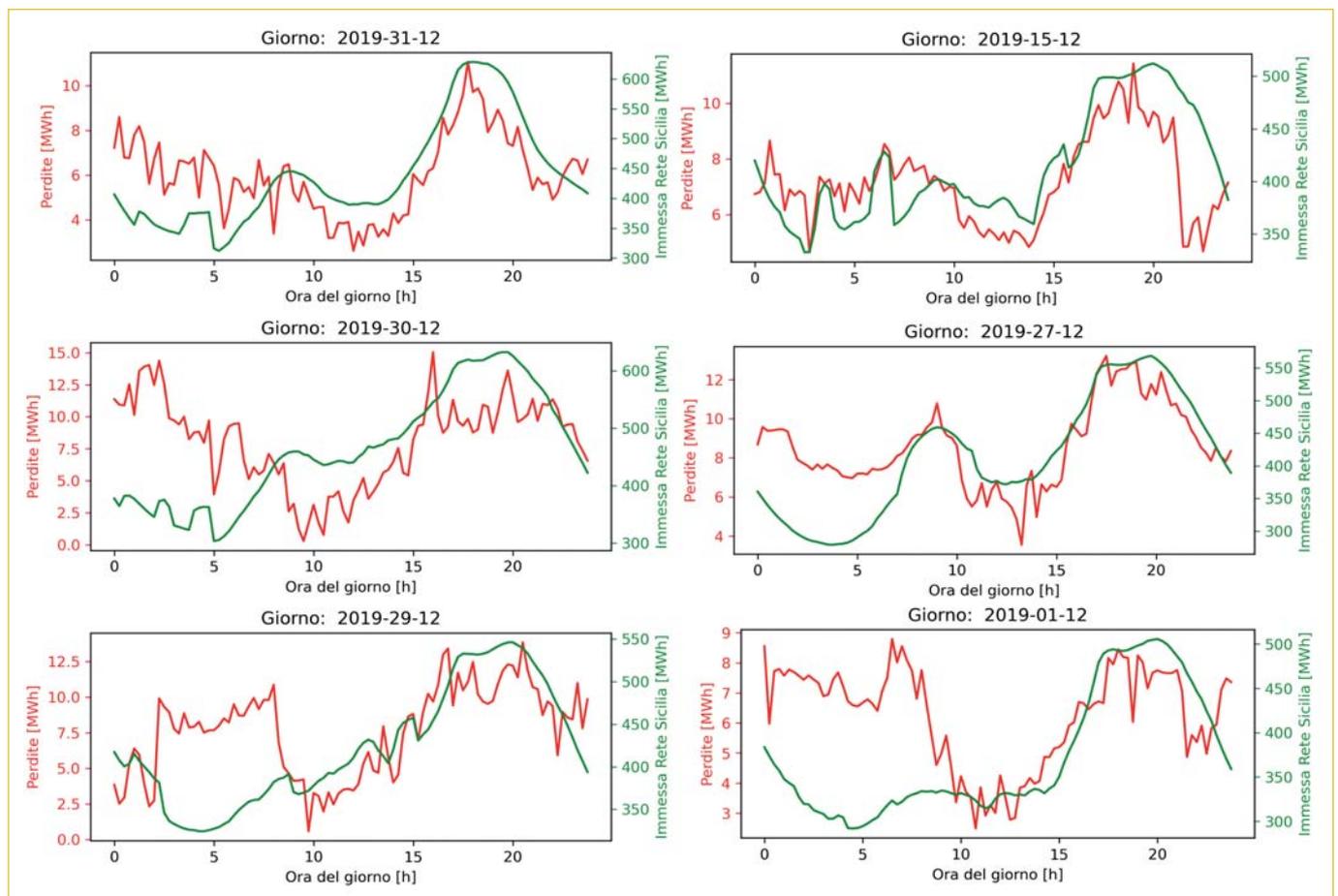
dite di rete. Analizzando i grafici precedenti si osserva che in taluni casi l'andamento delle perdite si discosta dall'andamento del carico dell'energia attiva. Questo avviene proprio a causa della componente reattiva dell'energia circolante.

Nelle **figure 7 e 8** riportate alle pagine seguenti viene rappresentato, per alcuni giorni di esempio dell'anno 2019, l'andamento quotidiano orario delle perdite di rete (curva rossa nei grafici di destra), del carico elettrico attivo (curva verde nei grafici di destra) e dell'energia reattiva in valore assoluto (curva blu nei grafici di sinistra).

Nella **figura 7** l'energia reattiva riportata è quella dei carichi (principalmente Cabine Primarie), mentre nella **figura 8** è stata riportata l'energia reattiva circolante sulle principali 8 linee AT siciliane. Per comodità, i flussi di energia reattiva sono riportati in valore assoluto, sia se capacitivi (positivi), sia se induttivi (negativi). L'energia reattiva notturna (rete scarica) è generalmente capacitiva, mentre quella diurna (rete carica) è induttiva.

Nei giorni presi in esame, i mesi di aprile e dicembre 2019 sono risultati principalmente capacitivi, mentre il mese di agosto 2019 principalmente di tipo induttivo.

Figura 6
Esempi di profili quotidiani di perdite e carico della rete AT della Sicilia



analisi delle perdite

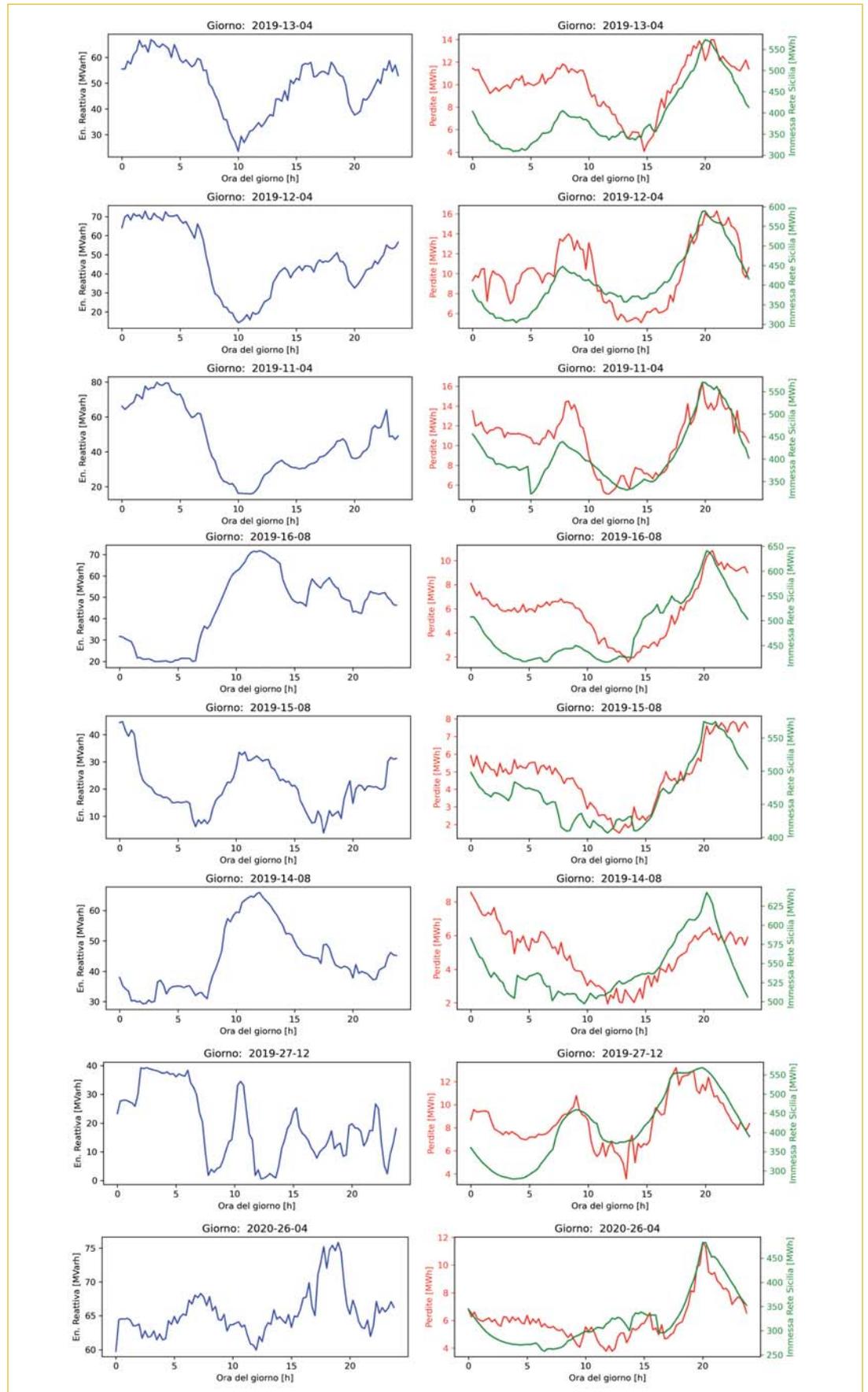


Figura 7
Profili Quotidiani di Energia Attiva e Reattiva di carico, con perdite di rete

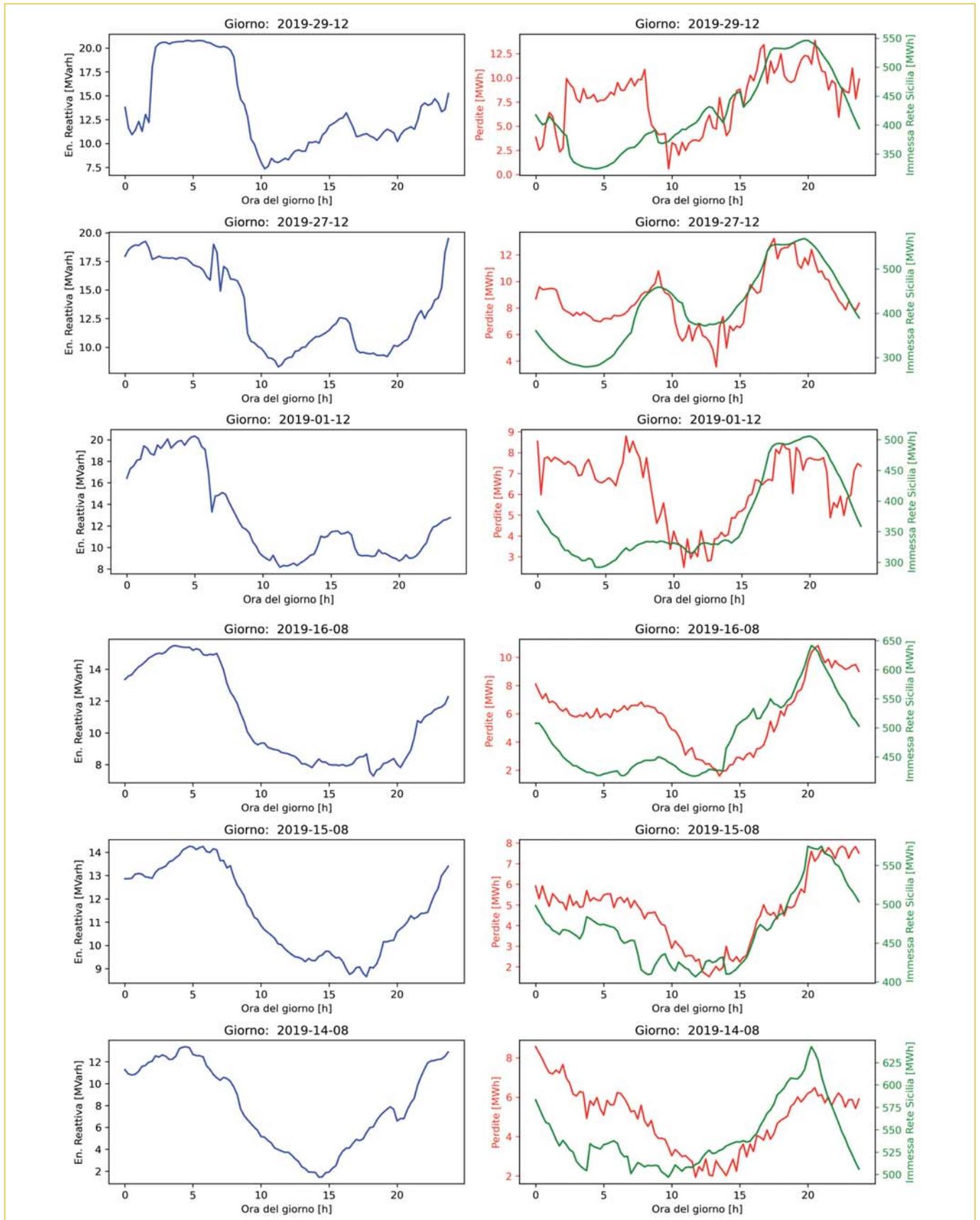


Figura 8 Profili Quotidiani di Energia Attiva con perdite di rete e flussi di reattiva sulle principali 8 Linee della rete AT Sicilia

Se si considerano le curve riportate in **figura 7**, non è sempre possibile trovare una immediata correlazione fra quanto la curva delle perdite di rete si distanzia dal profilo di carico attivo e il valore dell'energia reattiva associata.

In alcuni giorni (ad esempio per i giorni 11, 12 e 13 aprile 2019 di **figura 7**) risulta evidente che le perdite di rete aumentano di notte (distanziandosi dal profilo di carico attivo) in presenza di importanti valori di energia reattiva (capacitiva).

In altri giorni (ad esempio il 14 e 16 agosto 2019 di **figura 7**), le perdite notturne diventano elevate anche in presenza di piccoli valori di energia reattiva; in tali situazioni evidentemente entrano in gioco fattori di diversa natura non facilmente individuabili.

Si ricorda che la rete di trasmissione è composta da reattanze solitamente non trascurabili, che a loro volta si comportano come prelievi o generatori di energia reattiva.

Le perdite d'energia reattiva possono essere calcolate allo stesso modo di quelle di attiva:

$$Q_{Loss} = \sum_{i=1}^n Qe_i + \sum_{c=1}^m Qu_c + \sum_{s=1}^k Qs_s \quad (15)$$

Le perdite reattive potrebbero in taluni casi essere più elevate delle perdite attive e potrebbero avere dinamiche diverse dal profilo di Q consumata a seconda delle condizioni di rete.

Se invece si considerano le curve riportate in **figura 8**, dove l'energia reattiva è quella associata alle 8 linee AT principali della rete siciliana, alcune anomalie riscontrate sembrano rientrare.

Anche nei giorni 14 e 16 agosto 2019 di **figura 8** ad esempio, le perdite di rete aumentano di notte (distanziandosi dal profilo di carico attivo) in presenza di importanti valori di energia reattiva (capacitiva).

In linea generale si osserva comunque che i valori di energia attiva sulla rete rilevante siciliana sono assai superiori (centinaia di MWh) rispetto ai valori di energia reattiva (decine di MVARh), pertanto l'andamento delle perdite segue spesso l'andamento del carico attivo della rete.

Profili di perdita nel perimetro italiano

In **figura 9** sono riportati i valori mensili dell'energia elettrica entrante e uscente dalla rete rilevante italiana (in TWh sull'ordinata di sinistra) e i valori delle perdite di rete (in TWh sull'ordinata di destra) calcolati per differenza fra l'energia entrante e l'energia uscente mensile. I punti di misura considerati nel calcolo del bilancio fi-

sico della rete rilevante sono circa 7.500 e non sono stati effettuati riporti di misura, tranne per i punti di misura di Cabina Primaria (generalmente installati lato MT dei trasformatori AT/MT di CP), per i quali la misura è stata riportata lato AT applicando una perdita fissa dello 0,5 %.

L'intervallo temporale di riferimento è da gennaio 2017 a settembre 2020; l'ordine di grandezza delle perdite sulla rete rilevante è di circa 400 GWh/mese ed è abbastanza costante nei vari mesi.

Le perdite percentuali rispetto all'energia entrante in rete sono anche esse abbastanza costanti e pari al valore medio di circa l'1,9 %.

Il valore percentuale delle perdite mensili oscilla da un minimo di 1,6 % a un massimo di circa 2,4 %, senza una marcata periodicità stagionale o mensile, ma solamente con un leggero aumento medio della perdita % nei 6 mesi centrali dell'anno rispetto ai primi e ultimi 3 mesi.

In **figura 10** è riportato, per il mese di luglio 2020, il profilo orario dell'energia elettrica immessa e prelevata e delle perdite di rete nella rete rilevante italiana. Si osserva che nel caso della rete AT della Sicilia il dettaglio considerato è stato ai 15 minuti, il che giustifica i profili meno regolari.

Il calcolo delle perdite è stato determinato a livello orario come differenza fra la curva delle immissioni sulla rete rilevante (blu) e la curva dei prelievi dalla rete rilevante (arancione). La curva blu fa riferimento, prevalentemente, alla misura di circa 1.300 impianti (principalmente centrali di produzione); la curva arancione fa riferimento, prevalentemente, a circa 3.000 impianti (CP/Clienti AT/RFI/SSPC). Seppur i due gruppi di impianti per calcolare le rispettive curve di immissione e prelievo siano diversi, le due curve risultano omotetiche, e la curva delle immissioni è sempre maggiore di quella dei prelievi. Il profilo delle perdite segue in maniera abbastanza fedele la curva dell'energia immessa in rete; le perdite sulla rete rilevante variano mediamente, per il mese considerato, da un valore minimo (mediato sull'ora) di 0,37 GW a un massimo di 1,10 GW.

Le perdite % variano da giorno in giorno, ma rimangono intorno al valore medio del 2 % dell'energia immessa nella rete rilevante. Di notte, seppur l'energia circolante in rete sia inferiore, si registrano perdite percentuali mediamente in linea con quelle diurne. Le perdite % tendono a salire nel weekend, dove il valore assoluto si riduce, ma in proporzione minore di quanto avviene durante la settimana (**tabella 4**).

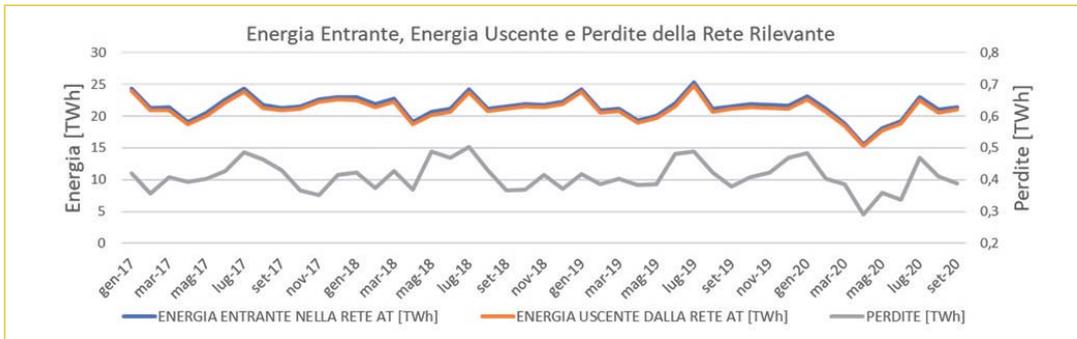


Figura 9
 Profili di energia entrante, uscente e perdite nella Rete Rilevante italiana

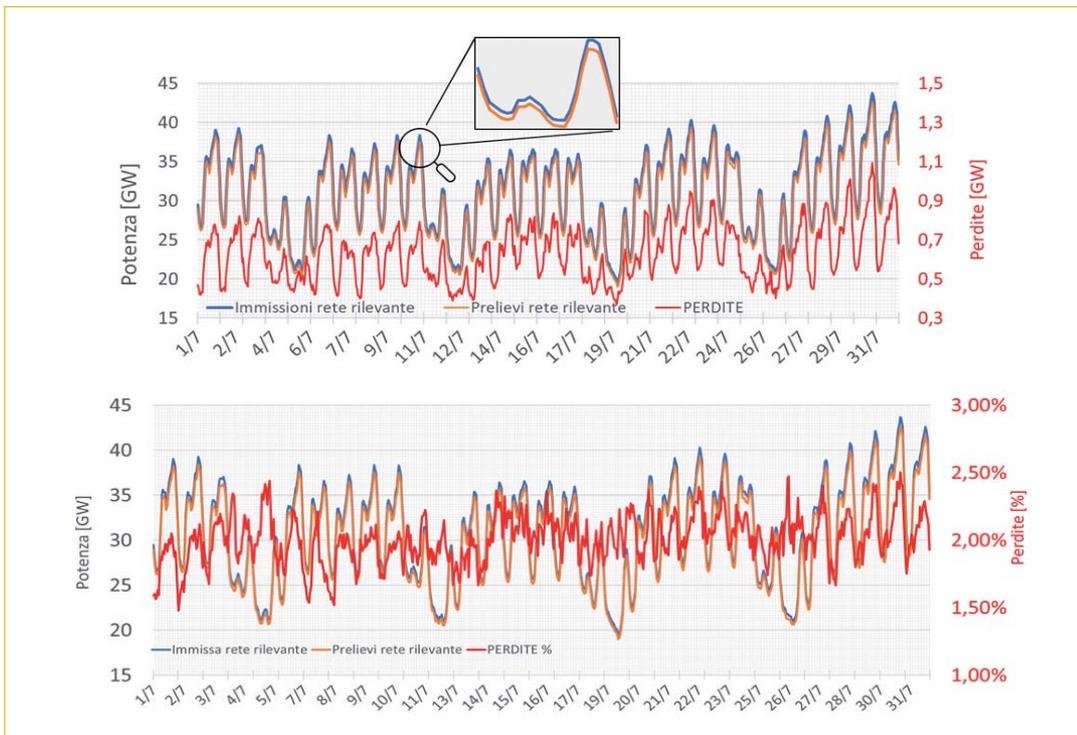


Figura 10
 Luglio 2020: profili orari delle perdite nazionali (con zoom sulla seconda settimana)

Tabella 4 Perdite assolute e % sulla Rete Rilevante

MESE	ANNO 2017 VALORE MEDIO PERDITA: 1,87%				ANNO 2018 VALORE MEDIO PERDITA: 1,92%				ANNO 2019 VALORE MEDIO PERDITA: 1,93%				ANNO 2020 VALORE MEDIO PERDITA: 1,93%			
	Energia Entrante [TWh]	Energia Uscente [TWh]	Perdite [TWh]	Perdite %	Energia Entrante [TWh]	Energia Uscente [TWh]	Perdite [TWh]	Perdite %	Energia Entrante [TWh]	Energia Uscente [TWh]	Perdite [TWh]	Perdite %	Energia Entrante [TWh]	Energia Uscente [TWh]	Perdite [TWh]	Perdite %
Gennaio	24,39	23,97	0,42	1,73%	22,99	22,57	0,42	1,85%	24,28	23,86	0,42	1,72%	23,14	22,65	0,48	2,10%
Febbraio	21,24	20,89	0,36	1,68%	21,85	21,48	0,37	1,72%	20,90	20,51	0,39	1,85%	21,12	20,71	0,41	1,96%
Marzo	21,38	20,98	0,41	1,91%	22,73	22,30	0,43	1,89%	21,23	20,83	0,40	1,90%	18,90	18,52	0,39	2,04%
Aprile	19,06	18,67	0,39	2,06%	19,11	18,74	0,37	1,93%	19,35	18,96	0,38	1,99%	15,54	15,25	0,29	1,88%
Maggio	20,50	20,10	0,40	1,96%	20,70	20,21	0,49	2,36%	20,09	19,71	0,39	1,93%	18,12	17,76	0,36	1,99%
Giugno	22,58	22,15	0,43	1,90%	21,19	20,72	0,47	2,22%	22,01	21,53	0,48	2,20%	19,19	18,85	0,34	1,76%
Luglio	24,35	23,87	0,49	2,00%	24,28	23,78	0,50	2,07%	25,29	24,80	0,49	1,93%	23,01	22,54	0,47	2,04%
Agosto	21,72	21,26	0,46	2,13%	21,19	20,76	0,43	2,03%	21,15	20,73	0,42	2,00%	21,01	20,60	0,41	1,95%
Settembre	21,31	20,88	0,43	2,02%	21,59	21,22	0,37	1,71%	21,59	21,21	0,38	1,75%	21,41	21,02	0,39	1,82%
Ottobre	21,56	21,19	0,37	1,70%	21,90	21,53	0,37	1,68%	21,86	21,46	0,41	1,87%	21,12	20,73	0,39	1,85%
Novembre	22,61	22,26	0,35	1,56%	21,83	21,41	0,42	1,90%	21,74	21,31	0,42	1,95%				
Dicembre	23,00	22,59	0,42	1,81%	22,29	21,92	0,37	1,67%	21,64	21,17	0,47	2,17%				

In **figura 11** è rappresentato lo scatter plot (grafico di dispersione) delle perdite rispetto alle immissioni nella rete rilevante. Le perdite seguono un profilo parabolico rispetto alle immissioni, profilo che ben si sposa con l'equazione (11) delle perdite teoriche di rete. La corrente sulle linee è infatti in prima approssimazione proporzionale alle immissioni in rete, giustificando un andamento parabolico (perdite Joule $P_{joule} = 3 \cdot R \cdot I^2$).

Per immissioni in rete basse tendenti allo zero, la curva tende a un valore di perdite maggiore di zero, evidenziando la presenza di una quota fissa di perdite legata a tipologie diverse dall'effetto joule come le perdite a terra e a vuoto degli elementi di rete dipendenti dai livelli di tensione e non di corrente. Questo fenomeno evidenzia come la rete elettrica, anche se scarica, ha bisogno di un certo livello di potenza per essere mantenuta in tensione.

Ulteriori considerazioni

Impatto distanza e temperatura

Un ulteriore effetto che contribuisce all'aumento dell'energia dissipata per effetto Joule è,

come da letteratura, l'aumento della resistività, la quale risulta essere legata alla temperatura di esercizio attraverso la seguente relazione:

$$\rho = \rho_0 [1 + \alpha(T - T_0)] \quad (16)$$

Inoltre, nella formula (11), la topologia della rete entra attraverso la matrice delle resistenze R e quella delle impedenze X . Lo stato di carica delle linee, sebbene connesso alla domanda globale di carico attivo e reattivo, dipende anche dalla distribuzione relativa di carichi e generazione. È possibile avere lo stesso carico servito da una generazione elettricamente più vicina e da una più lontana: nel primo caso si avranno meno perdite di rete rispetto al secondo caso, in quanto in questa situazione i rami della rete sarebbero di media più carichi per trasportare l'energia attraverso lunghe distanze. Anche I_q avrebbe un suo impatto considerando anche che il controllo della tensione risulta difficile a grandi distanze e ha bisogno di grandi quantità di energia reattiva.

Una conoscenza della matrice delle ammettenze ci può portare, unitamente alla posizione

Figura 11
Scatter Plot delle Perdite di rete rispetto alle immissioni rilevanti

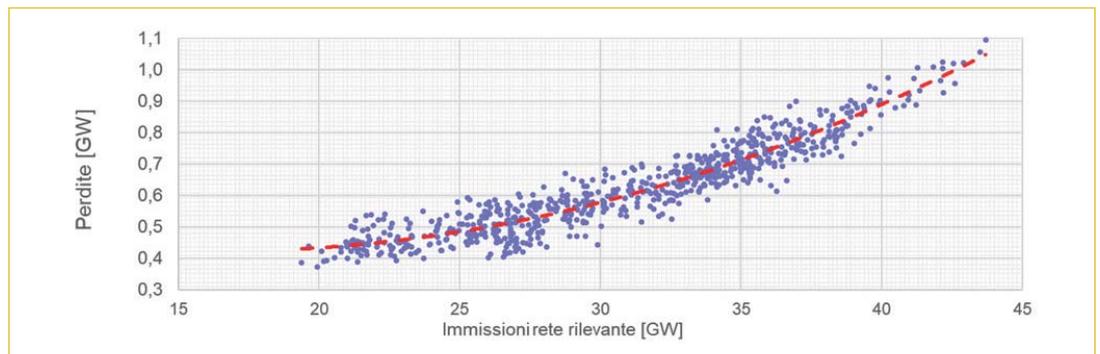
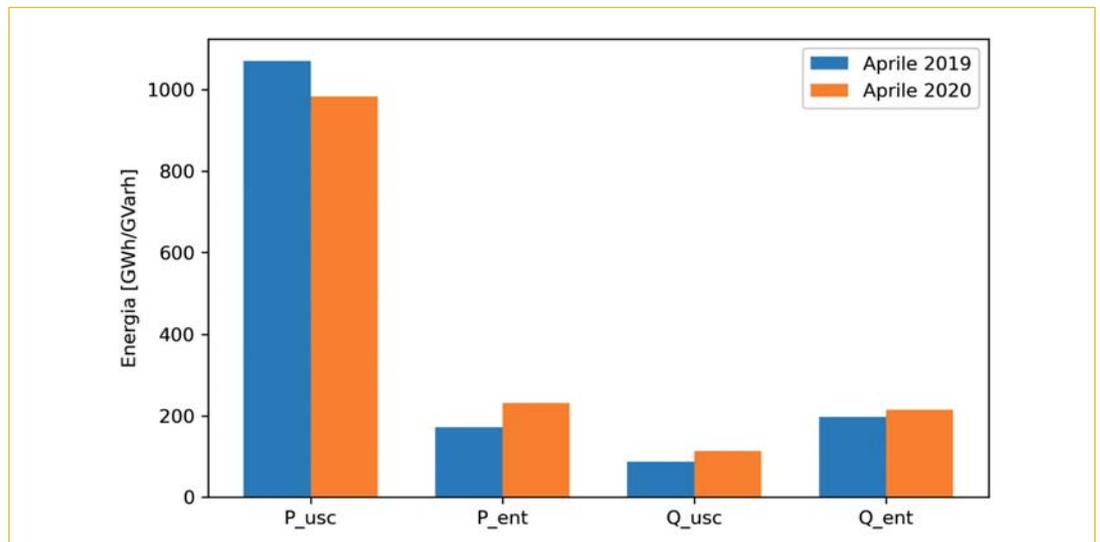


Figura 12
Grafico a barre rappresentante il comportamento del Carico in Sicilia (P_ent e Q_ent rappresentano rispettivamente il totale delle immissioni d'energia attiva e reattiva scambiata in corrispondenza delle Cabine Primarie)



geografica dei punti di prelievo e immissione e dei loro profili di potenza attiva P e reattiva Q , a una comprensione maggiore delle dinamiche legate alle perdite di rete.

Impatto Covid in Sicilia

Interessante analizzare come è cambiato il comportamento della rete siciliana durante il mese di aprile 2020 quando il lockdown esteso dovuto alle azioni contro il Covid-19 ha comportato una modifica sostanziale dei flussi di potenza rispetto ad aprile 2019.

Dal grafico in **figura 12** si può notare come a fronte di una diminuzione dell'energia attiva prelevata e di un aumento di quella immessa nei punti di interconnessione con la rete di distribuzione, risulta un aumento dei flussi di richiesta di energia reattiva da parte del carico, probabilmente dovuta ai flussi d'energia reattiva nella rete di distribuzione e al controllo di tensione in AT necessario al mantenimento delle tensioni.

Le perdite ad aprile 2020 diminuiscono rispetto ad aprile 2019 e passano da una media di 11,71 MWh a una di 8,45 MWh ad aprile 2020 (la distribuzione delle perdite è raffigurata in **figura 13**).

Le perdite in Sicilia si sono quindi ridotte del 28 %, a fronte di un 17% di calo dell'energia attiva in uscita dalla rete AT.

L'offset di reattivo non sembrerebbe quindi influire sulle perdite di energia attiva. Un approfondimento sulla distanza elettrica tra carico e generazione e sulla temperatura media sarebbe quindi necessario per meglio spiegare questo fenomeno.

In **figura 14** sono infine rappresentati alcuni profili giornalieri del mese di aprile 2020; nei

grafici di sinistra è riportato l'andamento giornaliero dell'energia elettrica reattiva richiesta dal carico (principalmente Cabine Primarie). Come per gli altri mesi del 2019, si rileva una certa correlazione fra le perdite di rete e la potenza attiva prelevata, con un aumento notturno delle perdite, spiegabile in parte tramite l'aumento dei flussi notturni di energia reattiva.

Conclusioni

Lo studio è stato finalizzato al calcolo puntuale delle perdite di energia attiva sulla porzione di rete rilevante della Sicilia e a livello nazionale, attraverso le misure a disposizione di Terna acquisite giornalmente con una finestra temporale di 15 minuti.

L'osservazione del profilo delle perdite può essere un punto di partenza per la comprensione dei fenomeni in rete.

Le analisi hanno permesso di osservare che:

- le perdite hanno una loro specifica dinamica in giorni e mesi diversi, mostrando una buona correlazione con il carico attivo, e quindi con le correnti in circolo sulla rete rilevante; ciò esprime la dissipazione per effetto Joule, che è la causa principale, ma non unica, delle perdite di rete;
- il livello di carico attivo della rete da solo non riesce però a portare in conto altri fenomeni dissipativi (perdite a vuoto degli elementi di rete), né l'aumento delle perdite durante la notte e la dispersione delle perdite stesse rispetto al livello di carico;
- infatti, dalla definizione e formula teorica delle perdite è chiaro che anche i flussi di energia reattiva hanno una influenza sulle corren-

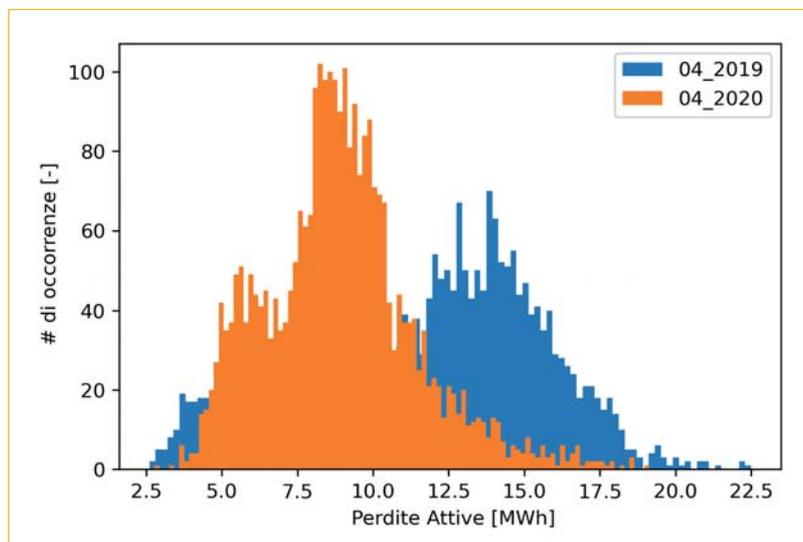


Figura 13
Istogrammi perdite aprile 2019 e aprile 2020

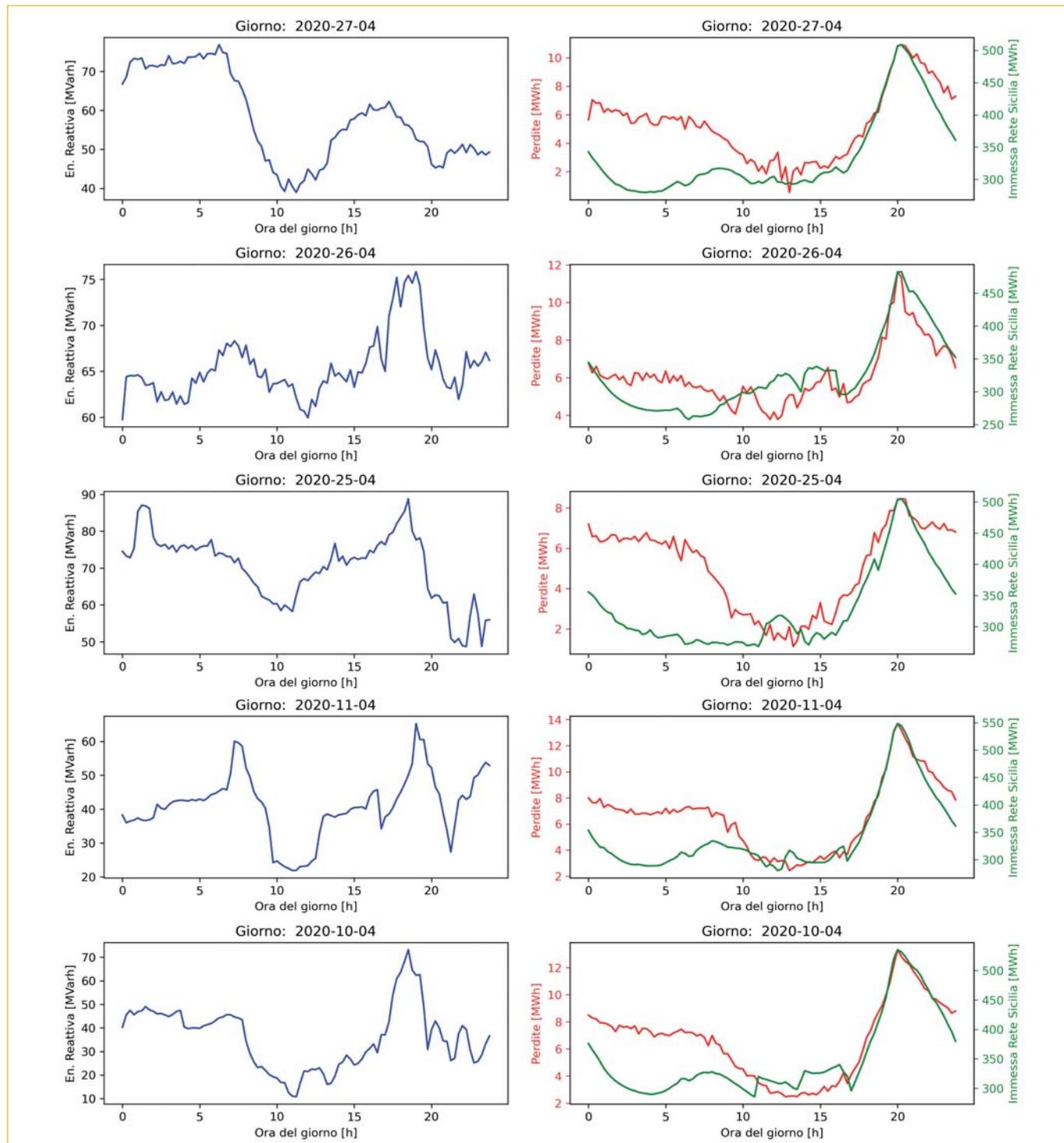
Figura 14
Andamento Orario di reattiva nelle CP (sinistra) più perdite e Carico di rete (destra)

ti e quindi sulle perdite di rete. Per via della natura della reattanza delle linee e dei trasformatori, i livelli di energia reattiva sulla rete non possono essere calcolati dal solo consumo reattivo dei carichi, ma è necessario un calcolo esplicito considerando tutti i punti della rete AT;

da una prima analisi di alcune linee AAT 220 kV e 380 kV, è possibile osservare che

durante la notte i flussi di energia reattiva capacitiva aumentano (tipico effetto di rete scarica);

altri fattori che non possono essere trascurati sono l'influenza della distanza elettrica tra carichi e generatori e della temperatura che modificano sostanzialmente le correnti sui rami della rete (e per la temperatura, anche la resistività e quindi le perdite specifiche).



Alla luce di quanto sopradescritto, le minori perdite sulle reti MT e BT derivanti dalla crescente introduzione di generazione distribuita potrebbero risultare tuttavia parzialmente compensate da maggiori perdite sulla rete di trasmissione sovrastante. Infatti, la riduzione dei flussi di potenza attiva sulla rete non si traduce automaticamente in una corrispondente riduzione delle perdite, le quali dipendono anche da parametri topologici della rete (distanza elettrica Carico - Generatore), parametri meteorologici (aumento della temperatura) e parametri elettrici (flussi di potenza attiva e reattiva).

Tale parametrizzazione permette di identificare nelle FRNP, soprattutto di tipo FV, una fonte di generazione con una forte influenza sulle perdite.

In futuro sarà possibile per Terna approfondire lo studio e la correlazione dei flussi di energia reattiva con le perdite di rete, analizzando l'impatto della diversa distanza tra generatori e carichi sulle perdite di rete.

Un primo obiettivo potrebbe essere il calcolo delle perdite di rete a partire dallo stato della rete.

Un secondo obiettivo potrebbe essere riprodurre i profili calcolati di perdite in un ambiente simulato per permettere delle analisi parametriche e quantificare l'influenza dei vari elementi di rete sull'andamento delle perdite: diverse penetrazioni delle fonti rinnovabili e futuri possibili stati del carico.

Questo studio potrebbe infine fornire un contributo all'attuale dibattito aperto dal regolamento RED del Clean Energy Package sugli effetti della generazione distribuita sulle perdite di rete e sui possibili oneri di rete da scontare ad autoproduzioni e autoconsumi connesse alla rete elettrica. Bisognerà tenere in adeguata considerazione i benefici complessivi dell'energia immessa nelle reti di media tensione, considerato che in certi casi - anche in funzione dell'assetto della RTN - parte dell'energia elettrica immessa nella rete di distribuzione induce perdite sulla rete di trasmissione nazionale.

bibliografia

[1] Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, gennaio 2020: <https://www.mise.gov.it/index.php/it/198-notizie-stampa/2040668-pniec2030>. Consultato: 13-09-2020.

[2] O.M. Bamigbola, M.M. Ali, M.O. Oke: Mathematical modeling of electric power flow and the minimization of power losses on transmission lines. *Applied Mathematics and Computation*, 241, 214-221, 2014.

[3] K. Sadovskaia, D. Bogdanov, S. Honkapuro, C. Breyer: Power transmission and distribution losses-A model based on available empirical data and future trends for all countries globally. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 107, 98-109, 2019.

[4] R.P. Aggarwal, Y. Pan: Minimization of real power losses using reactive power control. *Electric power systems research*, 17(2), 153-157, 1989.

[5] K.R.C. Mamandur, R.D. Chenoweth: Optimal control of reactive power flow for improvements in voltage profiles and for real power loss minimization. *IEEE transactions on power apparatus and systems*, (7), 3185-3194, 1981.

[6] M. Jafarian, J. Scherpen, M. Aiello: A price-based approach for voltage regulation and power loss minimization in power distribution networks. *IEEE 55th Conference on Decision and Control (CDC)*, pp. 680-685, 2016, December.

[7] A.B. Onyemaechi, O.O. Isaac: Minimization of power losses in transmission lines. *IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE)*, 9(3), 23-26, 2014.

[8] S.S. Bhatti, M.U.U. Lodhi, S. ul Haq, E.S.N.M. Gardezi, E.M.A. Javaid, M.Z. Raza, M.I.U. Lodhi: Electric power transmission and distribution losses overview and minimization in Pakistan. *International Journal of Scientific & Engineering Research*, 6(4), 1108-1112, 2015.

[9] A.G. Exposito, J.R. Santos, T.G. Garcia, E.R. Velasco: Fair allocation of transmission power losses. *IEEE transactions on power systems*, 15(1), 184-188, 2000.

[10] V.M. Dona, A.N. Paredes: Reactive power pricing in competitive electric markets using the transmission losses function. *IEEE Porto Power Tech Proceedings*, Cat. n. 01EX502, Vol. 1, pp. 6-pp, 2001, September.

[11] H.M. Smith, S.Y. Tong: Minimizing power transmission losses by reactive-volt-ampere control. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 82(67), 542-544, 1963.

[12] Optimal SVC and TCSC Placement for Minimization of Transmission Losses

[13] J. Qiu, S.M. Shahidehpour: A new approach for minimizing power losses and improving voltage profile. *IEEE transactions on power systems*, 2(2), 287-295, 1987.

[14] A.J. Conejo, N. Alguacil, G. Fernández-Ruiz: Allocation of the cost of transmission losses using a radial equivalent network. *IEEE transactions on Power systems*, 18(4), 1353-1358, 2003.

[15] D.A., Lima, A. Padilha-Feltrin: Allocation of the costs of transmission losses. *Electric Power Systems Research*, 72(1), 13-20, 2004.

[16] M.A. Kashem, A.D. Le, M. Negnevitsky, G. Ledwich: Distributed generation for minimization of power losses in distribution systems. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 8-pp, 2006, June.

[17] A.Wu, B. Ni: Line loss analysis and calculation of electric power systems. *John Wiley & Sons*, 2015.

[18] https://www.arera.it/operatori/ele_%20testintegrati.htm. Testo integrato *Time*, TISSPC, TISDC, ultimo accesso: 20/11/2020.

[19] N. Sette, F. Arrigo, C. Liuni, S. Neri: Micro-balances project: an enhanced system for measuring energy and monitoring power quality. *AEIT International Annual Conference 2020 - AEIT*, pp. 1-6, 2020, September.