

Studio ScETuR del settore elettrico del PNIEC

(nella versione della proposta MASE del
giugno 2023)

Studio ScETuR del settore elettrico del PNIEC

(nella versione della proposta MASE del giugno 2023)

S. Tiribuzi, L. Celi, L. Pardi



Consiglio Nazionale delle Ricerche

Istituto per i Processi Chimico-Fisici

© Cnr Edizioni, 2024

Piazzale Aldo Moro, 7 - 00185 Roma

ISBN: 978-88-8080-618-9 (versione elettronica)

DOI: 10.57618/CNR-IPCF202401

Tutti i diritti riservati. Le immagini di terzi sono state correttamente referenziate. In caso contrario ASPO Italia rimane a disposizione per gli eventuali aventi diritto.

Gli autori di questo rapporto

o Stefano Tiribuzi, ingegnere.

o Luciano Celi, tecnologo del Consiglio Nazionale delle Ricerche.

o Luca Pardi (*), ricercatore del Consiglio Nazionale delle Ricerche.

(*) Luca Pardi è autore corrispondente per il report. È contattabile all'indirizzo:

luca.pardi@cnr.it

Studio ScETuR

sul settore elettrico del PNIEC

(nella versione della proposta MASE del giugno 2023)

Indice

Prefazione.....	7
1 Sommario.....	9
2 Introduzione.....	10
3 Impostazione dei casi.....	11
3.1 Scenario, modello e casi.....	11
3.2 Documenti di riferimento.....	12
3.3 Dati di ingresso.....	13
3.3.1 Generalità.....	13
3.3.2 Domanda di elettricità.....	13
3.3.3 Produzione di elettricità.....	16
3.3.3.1 Considerazioni sulla scelta del profilo orario dell'import.....	18
3.3.4 Descrizione dei sistemi di accumulo.....	18
3.3.4.1 Il sistema di accumulo giornaliero.....	18
3.3.4.2 La produzione di energia termoelettrica compensativa dello sbilancio orario.....	20
3.3.4.3 La produzione di idrogeno verde (P2H).....	20
3.3.5 Riepilogo dei dati di ingresso e delle grandezze ricavate.....	21
4 Risultati.....	22
4.1 Casi eseguiti.....	22
4.1.1 Parametri variabili e ipotesi di simulazione.....	22
4.2 Modello senza produzione FV dedicata al P2H.....	23
4.2.1 Il caso base (caso B30).....	23
4.2.1.1 Descrizione del caso e valori di input.....	23
4.2.1.2 Profili di copertura del fabbisogno e bilancio globale.....	24
4.2.1.3 Requisiti di potenza della produzione termoelettrica.....	29
4.2.1.4 Frequenza e rapidità di avviamento degli impianti termoelettrici.....	31
4.2.1.5 Considerazioni riguardanti il parco termoelettrico.....	33
4.2.1.6 Profili di esercizio del sistema di accumulo giornaliero.....	36
4.2.2 Stima dell'effetto delle limitazioni imposte dalle linee di trasporto.....	40
4.2.2.1 Metodo di analisi.....	40
4.2.2.2 Flusso di energia tra Centro-Nord e Nord nel 2019.....	41
4.2.2.3 Interscambio tra Centro-Nord e Nord necessario al 2030 per il caso B30.....	44
4.2.2.4 Interscambio con capacità linee AT prevista nel 2030 (caso B30-AT30).....	49
4.2.2.5 Impiego dello scarto per la produzione di idrogeno (caso B30-AT30-H0).....	53
4.2.2.6 Situazione con capacità linee AT prevista al 2035 (caso B30-AT35).....	55
4.3 Analisi di sensibilità del caso B30.....	59
4.3.1 Sensibilità alla quota Termoelettrica di base (casi B00 e B60).....	59
4.3.1.1 Esigenze della produzione termoelettrica in cogenerazione.....	60
4.3.2 Sensibilità del risultato all'anno di riferimento dei profili (casi B30-pr21 e B30-pr22).....	61
4.3.2.1 Effetto della variabilità interannuale della produzione idroelettrica.....	62
4.3.3 Altri possibili studi di sensibilità.....	64
4.4 Modello con produzione FV dedicata al P2H.....	65
4.4.1 Analisi con produzione FV dedicata completamente isolata dalla rete.....	65

4.4.2	Elettrolizzatori alimentati solo dal FV dedicato (caso B30-H1).....	66
4.4.3	Elettrolizzatori alimentati anche da altro surplus (caso B30-H2).....	68
4.4.4	Considerazioni finali sulla produzione di idrogeno verde	69
4.5	Riepilogo dei risultati principali	70
4.5.1	Prospetto dei casi eseguiti	70
4.5.2	Energia termoelettrica necessaria	70
4.5.3	Requisiti di potenza termoelettrica	72
5	Conclusioni.....	75
6	Riferimenti.....	76
A	Appendici supplementari	77
	Appendice A1 Profili 2019 della produzione, dei consumi e dei flussi	77
	A1.1 Profili delle componenti della produzione elettrica.....	77
	A1.1.1 Produzione fotovoltaica.....	80
	A1.1.2 Produzione da autoconsumo.....	82
	A1.1.3 Produzione eolica	89
	A1.1.4 Produzione idroelettrica	91
	A1.1.5 Produzione geotermoelettrica.....	93
	A1.1.6 Import/export di energia elettrica.....	95
	A1.1.7 Consumo da pompaggio.....	97
	A1.1.8 Produzione termoelettrica	99
	A1.2 Profilo dei consumi.....	104
	A1.2.1 Consumo complessivo sul territorio nazionale	104
	A1.2.2 Consumi nelle diverse zone di mercato.....	105
	A1.2.3 Peso delle zone di mercato nella ripartizione dei consumi	109
	A1.3 Profilo dei flussi di trasporto	113
	A1.3.1 Flusso tra zona Centro-Nord e Nord	114
	Appendice A2 Risultati del caso B30	116
	A2.1 Profili di copertura delle 4 settimane campione	116
	A2.2 Analisi della produzione termoelettrica.....	117
	A2.2.1 Profili di produzione nelle settimane campione e confronto con 2019.....	117
	A2.2.2 Profili settimanali riguardanti la compensazione della variabilità del FV	120
	Appendice A3 Analisi degli effetti delle interconnessioni tra Nord e Penisola.....	123
	A3.1 Grafici di copertura del fabbisogno nelle due macrozone al 2030.....	123
	A3.2 Effetto dei limiti delle linee AT sul bilancio delle due macrozone	128
B	Appendici ausiliarie	133
	Appendice B1 Tipologie di grafici usati nello studio	133
	B1.1 I diagrammi cronologici cartesiani	133
	B1.2 Le mappe calendarie	135
	B1.3 Le 4 settimane campione	137
	Appendice B2 Acronimi e varie.....	138
	B2.1 Acronimi.....	138
	B2.2 Convenzioni.....	138
	B2.3 Cos'è ASPO Italia	138

Prefazione

La strada – il transitorio, direbbero i tecnici – verso la decarbonizzazione dei settori civili del nostro Paese e dell’intera Europa senz’altro non è in pianura né di superficie liscia. Gli obiettivi che ci siamo dati sono difficili ma non impossibili da raggiungere.

Come associazione scientifica ci occupiamo – dalla fondazione della sua sezione italiana – di dinamiche energetiche, *in primis* quella del petrolio e, in questo delicato momento di transizione, anche di come immaginiamo di sostituire le fonti fossili, di fondamentale ausilio per la costruzione della società in cui viviamo, con le energie rinnovabili. Sensibili quindi, “per natura”, al tema della transizione, nella fattispecie per quel che riguarda il nostro Paese, presentiamo questo lavoro che auspichiamo possa costituire un valido ausilio per chi studia i problemi della transizione energetica e un’utile punto di vista per tutti coloro che sono interessati all’argomento.

Dotati di un codice di simulazione denominato ScETuR, messo a punto da uno degli autori (ST) di questo stesso lavoro, abbiamo immaginato, in una precedente pubblicazione [3], di soddisfare i bisogni nazionali annuali di energia solo mediante le energie rinnovabili. I risultati delle simulazioni ottenute sono stati piuttosto interessanti per misurare – anche solo a grandi linee – quale sia la distanza dal raggiungimento degli obiettivi e, per tornare alla metafora della strada, quanto questa sia irta di sassi, piena di buche, avvallamenti, tornanti, salite e discese e, soprattutto, con molti bivi e incroci per i quali, una volta presa la decisione, dobbiamo essere sicuri che il pezzo di strada che intendiamo percorrere sia quello giusto perché in quella direzione verranno investiti molti denari e su questi investimenti si giocherà il futuro energetico del Paese.

Il PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima) è un documento di programmazione con aggiornamenti triennali, la cui prima uscita risale al 2020. Siamo quindi alla prima revisione nelle sedi istituzionali europee e ci sembrava doveroso, a fronte della lusinghiera esperienza fatta con ScETuR, la cui pubblicazione delle simulazioni stesse ha avuto una certa eco, provare una applicazione di queste simulazioni adattata agli specifici obiettivi nazionali stabiliti nel PNIEC stesso, in uno spirito di critica costruttiva e di possibile confronto e collaborazione con tutte le parti interessate ad approfondire i temi del PNIEC. Le pagine che seguono sono quindi il frutto di queste simulazioni, in cui si evidenziano,

assieme a qualche buon accordo sui dati forniti, alcune carenze, fors'anche solo descrittive, sulla soluzione di alcune questioni, come il necessario potenziamento delle linee Alta Tensione sull'asse nord-sud che, per semplicità espositiva, abbiamo diviso in due sole macrozone (Nord e Penisola) in luogo delle sette zone in cui è attualmente suddiviso il mercato elettrico italiano.

La riflessione sui temi della transizione energetica finalizzata alla decarbonizzazione necessita di un impegno costante e appassionato da parte di tutti. La nostra associazione, la cui principale caratteristica è quella di essere costituita da tecnici e scienziati indipendenti da qualsiasi forza economica – il che non garantisce l'assenza di giudizi e pregiudizi – continua, con questo contributo, a proporre un modo per pensare al nostro futuro energetico. Inevitabilmente, quindi, sorvolando su tutto l'insieme di aspetti sociali, culturali ed etici che accompagneranno inevitabilmente la transizione ecologica.

Buona lettura

Luciano Celi

Presidente ASPO Italia

1 Sommario

In questo rapporto si compie un'analisi della proposta, pubblicata nel giugno 2023 dal Ministero per l'Ambiente e la Sicurezza Energetica (MASE), di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e del quale si attende la versione finale nel giugno del 2024, attraverso simulazioni di scenario del settore elettrico italiano nel 2030, effettuate con il codice ScETuR (Scenari Energetici Tutto Rinnovabile).

Vengono descritte le ipotesi integrative necessarie per ricostruire dei profili di domanda di energia elettrica (EE) a livello orario e di produzione delle varie fonti energetiche considerate, in particolare di quelle Fonti di Energia Rinnovabile (FER) per le quali è previsto un forte incremento di penetrazione nel mix produttivo italiano in ottemperanza alle direttive europee sul FitFor55.

Si illustrano poi in dettaglio i risultati di uno scenario di riferimento e di alcuni altri scenari ottenuti variando alcuni parametri di ingresso. Inoltre si stima l'effetto dei limiti derivati dalle linee di trasporto in Alta Tensione (AT) sul perseguimento degli obiettivi stabiliti nel PNIEC. Infine si analizza la capacità di generare la quota di 10 TWh di energia elettrica da fotovoltaico (FV) che il PNIEC destina alla produzione di idrogeno verde.

Dall'analisi ScETuR emerge una certa difficoltà a contenere la quota residua di energia elettrica prodotta da centrali termoelettriche (TE) entro il limite di 92 TWh indicato nella proposta del Piano. Il condizionale esprime la consapevolezza degli autori del maggior grado di approssimazione del codice ScETuR e della minor completezza dei dati di partenza, rispetto agli strumenti e ai modelli utilizzati per la messa a punto degli obiettivi del PNIEC.

Scopo del presente documento non è quindi quello di sollevare critiche o obiezioni sulla consistenza degli obiettivi e dei provvedimenti del PNIEC, quanto di mettere a disposizione delle parti interessate al dibattito in corso sulla sua revisione delle ulteriori informazioni presentate con un approccio ed una metodologia che non risulta essere altrimenti disponibile nelle pubblicazioni reperibili in internet o comunque facilmente accessibili al pubblico.

2 Introduzione

Il PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) [1] è un documento di programmazione redatto una prima volta nel 2019 e inviato alla Commissione Europea nel gennaio 2020, in attuazione di un regolamento europeo, emanato nell'ambito della politica dell'UE mirante a ridurre il più rapidamente possibile le emissioni in atmosfera di gas climalteranti da parte dei Paesi membri.

È previsto che il PNIEC venga aggiornato con cadenza triennale. Nel corso del 2023 è stata avviata la procedura per la prevista revisione periodica del PNIEC. La prima fase si è conclusa con l'invio a Bruxelles, a giugno dello stesso anno della proposta (2023), del piano revisionato [1]. Da quel momento ha avuto inizio un periodo di confronto con le istituzioni europee della durata di un anno al termine del quale, quindi a giugno del 2024, il Governo italiano pubblicherà il testo definitivo del nuovo Piano. Nel frattempo, lo scorso 18 dicembre, l'UE ha reso note delle prime valutazioni sul PNIEC italiano [2].

Il PNIEC stabilisce gli obiettivi nazionali nel 2030 su efficienza energetica, sullo sviluppo delle Fonti di Energia Rinnovabile (FER) e sulla riduzione delle emissioni di CO₂, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento.

Sono temi di cui si occupa anche ASPO Italia (vedere Appendice B2.3) che recentemente ha avviato una serie di studi sulla transizione energetica avvalendosi di un codice per la simulazione di scenari energetici denominato ScETuR (Scenari Energetici Tutto Rinnovabile). Il codice calcola gli andamenti delle principali grandezze di ipotetici sistemi energetici effettuando dei bilanci ora per ora tra la generazione e il fabbisogno di Energia Elettrica (EE). Il codice ScETuR è stato applicato finora allo studio di scenari energetici italiani di lungo termine, ossia con orizzonte temporale al 2050. Per una descrizione del codice e della metodologia di analisi si rinvia alla pubblicazione congiunta di ASPO-Italia e CNR del 2023, indicata nel seguito come Scetur1 [3].

La responsabilità della redazione del PNIEC è affidata al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), che si avvale del supporto e della consulenza delle principali agenzie nazionali di pianificazione energetica e di gestione e sviluppo delle relative infrastrutture. Tuttavia, la questione energetica riguarda tutti i cittadini italiani, tutte le aziende che operano in Italia e tutte le organizzazioni che si interessano di questioni comuni, tra cui in particolare quelle dedite ai temi ambientali. Di conseguenza, la procedura di messa a punto del PNIEC prevede delle fasi di confronto con tutte le parti interessate.

ASPO Italia si propone perciò di contribuire con il presente documento, al dibattito in corso sul PNIEC 2023 applicando la metodologia ScETuR allo scenario 2030 previsto in esso esclusivamente per quanto riguarda il settore elettrico. Questa metodologia si avvale di un'analisi dettagliata fino al livello di ciascuna delle 8760 ore dell'anno, il che consente di cogliere degli aspetti del bilancio elettrico non messi in evidenza da bilanci basati su valori annuali complessivi. I risultati di questa analisi su base oraria vengono presentati mediante tipologie di grafici cronologici cartesiani e di mappe bidimensionali, che non ci risulta siano facilmente reperibili nelle pubblicazioni disponibili e che sono descritti in Appendice B1.

Questo documento illustra i criteri utilizzati nello studio ScETuR della proposta 2023 del PNIEC e presenta i risultati ottenuti, allo scopo di mettere a disposizione delle parti interessate al dibattito in corso alcune informazioni dettagliate a livello orario sugli andamenti dei bilanci energetici del settore elettrico previsti nel 2030.

3 Impostazione dei casi

3.1 Scenario, modello e casi

È opportuno innanzitutto precisare il significato con cui in questo lavoro vengono impiegati i termini di scenario, modello e caso.

Per **scenario** si intende il contesto che è l'oggetto dello studio, ovvero la configurazione e l'esercizio della rete elettrica italiana nel 2030 secondo le indicazioni previste nel PNIEC.

Il **modello** è il modo in cui lo scenario in esame viene semplificato per essere trattato dal codice ScETuR. Il modello utilizzato per rappresentare lo scenario PNIEC è rappresentato nello schema di Figura 1, in cui sono indicate anche le grandezze in ingresso (in blu) e i risultati in uscita (in rosso).

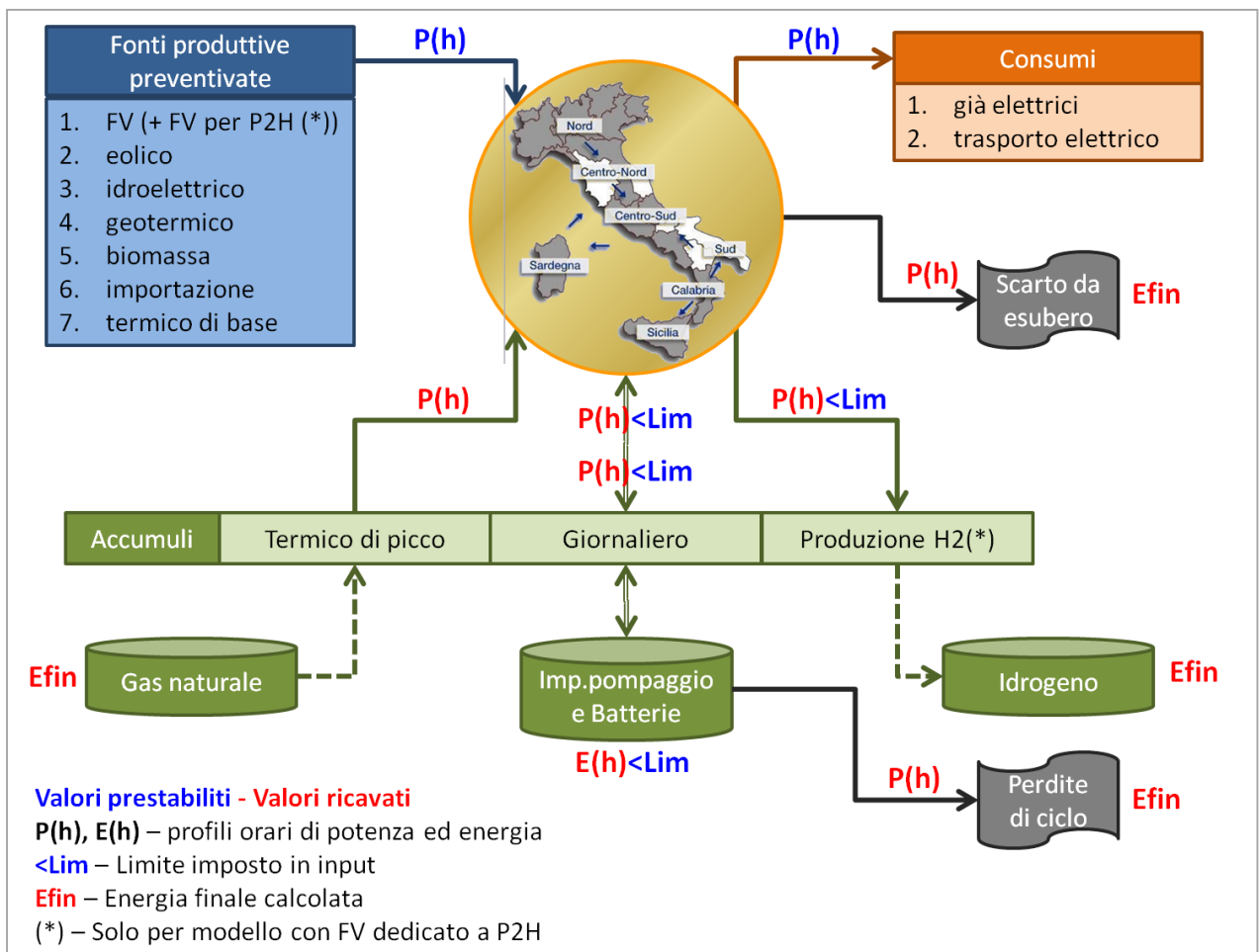


Figura 1 Schema dei modelli utilizzati nelle simulazioni ScETuR dello scenario PNIEC

Il modello è costituito da 3 insiemi di elementi che rappresentano:

- i **consumi**, costituiti da un insieme di due soli settori utilizzatori di EE, per ciascuno dei quali viene specificata l'energia consumata annualmente e il profilo temporale che descrive, con frequenza oraria, il fabbisogno di energia;

- le **fonti produttive preventivate**, costituite da un insieme di sette fonti di produzione di EE ad erogazione prestabilita, ciascuna caratterizzata da un valore dell'energia complessiva erogata nell'anno e da un profilo orario di erogazione;
- gli **accumuli**, costituiti nel presente modello da tre sistemi di accumulo, per ciascuno dei quali può essere stabilito il valore dell'energia massima accumulabile e quelli dei limiti di potenza in carica e scarica.

Si deve tener presente che nel calcolo i consumi sono rappresentati da un unico carico, così come l'insieme delle fonti produttive prestabilite si comportano come un unico generatore. Invece i sistemi di accumulo vengono considerati singolarmente.

Nella simulazione ScETuR, l'unico carico, l'unico generatore e i tre sistemi di accumulo scambiano energia attraverso un nodo unico, senza tener conto dei limiti e delle perdite della rete reale di trasporto, ovvero si adotta la schematizzazione cosiddetta a "piastra di rame" estesa a tutto il territorio nazionale. A valle della simulazione ScETuR è tuttavia possibile fare delle valutazioni approssimate sull'impatto che i limiti di capacità di trasporto della rete possono avere su alcuni risultati rilevanti per questo studio. Queste valutazioni si avvalgono del sistema di postprocessamento dei risultati di ScETuR.

Va inoltre anticipato che le simulazioni sono basate su due modelli leggermente diversi. Nel primo non si considera la produzione aggiuntiva da FV specificamente dedicata alla produzione di idrogeno verde (P2H), quindi sono attivi solo i primi due accumuli. Alcune simulazioni tengono invece conto della produzione dedicata al P2H e coinvolgono tutti e tre i sistemi di accumulo.

Infine, ciascun **caso** è costituito dall'insieme dei valori di ingresso al codice ScETuR che definiscono i profili della domanda, della produzione e le caratteristiche degli accumuli. A partire da questi valori, il codice calcola i profili di carico e scarico degli accumuli, così come quelli degli scarti di energia da FER, cioè la potenza disponibile da fonti rinnovabili che non può essere utilizzata o accumulata.

A ciascun caso eseguito applicando il codice ScETuR o rielaborando i risultati di un caso precedente mediante il postprocessore viene attribuita una sigla.

3.2 Documenti di riferimento

Le informazioni e i dati numerici utilizzati nelle simulazioni ScETuR sono stati ricavati principalmente dalla citata proposta 2023 del PNIEC[1]. Questa proposta è menzionata nel prosieguo semplicemente come PNIEC.

Altra fonte di dati per il completamento dell'input di ScETuR è il Piano di Sviluppo 2023 pubblicato da TERNA all'inizio del 2023[4], indicato nel seguito come PdS-23.

I profili orari di consumo, produzione e trasporto di energia elettrica sono presi dal sito TERNA sulla trasparenza [5], accedendo ai dati con le modalità descritte in Appendice A1. Invece i valori cumulativi nel corso del 2019 relativi a produzione, consumo e trasporto di EE sono ricavati dai corrispondenti capitoli dell'Annuario statistico 2019, sempre di TERNA [6].

3.3 Dati di ingresso

3.3.1 Generalità

I dati di ingresso richiesti dal codice ScETuR si dividono principalmente tra le seguenti 3 sezioni:

- profilo orario della domanda di elettricità;
- profilo orario della produzione di elettricità;
- descrizione dei sistemi di accumulo.

La costruzione dei profili della domanda e della produzione si avvale delle serie numeriche di produzione dell'energia elettrica reperibili dal sito internet di TERNA, secondo la metodologia illustrata in Scetur1 [3].

Le simulazioni si riferiscono quindi ad un anno di riferimento da cui sono tratti i profili orari che vengono poi scalati, ossia normalizzati, per ottenere i valori integrali annui ipotizzati per l'anno 2030. Ne consegue che l'alternanza di giorni feriali e festivi, così come la posizione delle festività mobili, rispecchierà quella dell'anno di riferimento dei profili e non quella del 2030.

Nelle simulazioni del presente studio, l'anno di riferimento scelto è il 2019 in quanto ultimo anno precedente al dispiegarsi degli effetti causati dalla diffusione del COVID19 e quindi con profili di consumo non influenzati dalle distorsioni indotte dallo scoppio della pandemia e dai conseguenti provvedimenti restrittivi e scevro delle perturbazioni del mercato dell'energia indotte dagli eventi bellici iniziati nel 2022. In Appendice A1 vengono descritti e analizzati i profili orari riferiti all'anno 2019 di alcune delle principali grandezze utilizzate nelle simulazioni.

3.3.2 Domanda di elettricità

Il consumo interno lordo di elettricità atteso nel 2030 ammonta a 350,1 TWh, come risulta dalla Tabella 1. Questo valore è inclusivo del maggior consumo per ricarica di veicoli elettrici di 21 TWh come spiegato nel PdS-23 di TERNA.¹

Per ricostruire il presunto profilo orario del fabbisogno elettrico al 2030, si suppone che questo sia suddiviso in due componenti:

- 1 - i consumi già elettrici, ovvero quelli relativi agli impieghi tradizionali dell'EE, con un assorbimento annuo di 329,1 TWh, modulati secondo il profilo dei consumi del 2019 tratti dal database di TERNA;
- 2 - il maggior consumo di 21 TWh dovuto alla diffusione di veicoli elettrici, con un profilo di assorbimento costante per tutte le ore dell'anno.

I profili dei consumi settimanali medi utilizzati in tutti i casi descritti in questo documento sono rappresentati in Figura 2.

¹ Si veda la Fig. 10 del PdS-23 di TERNA.

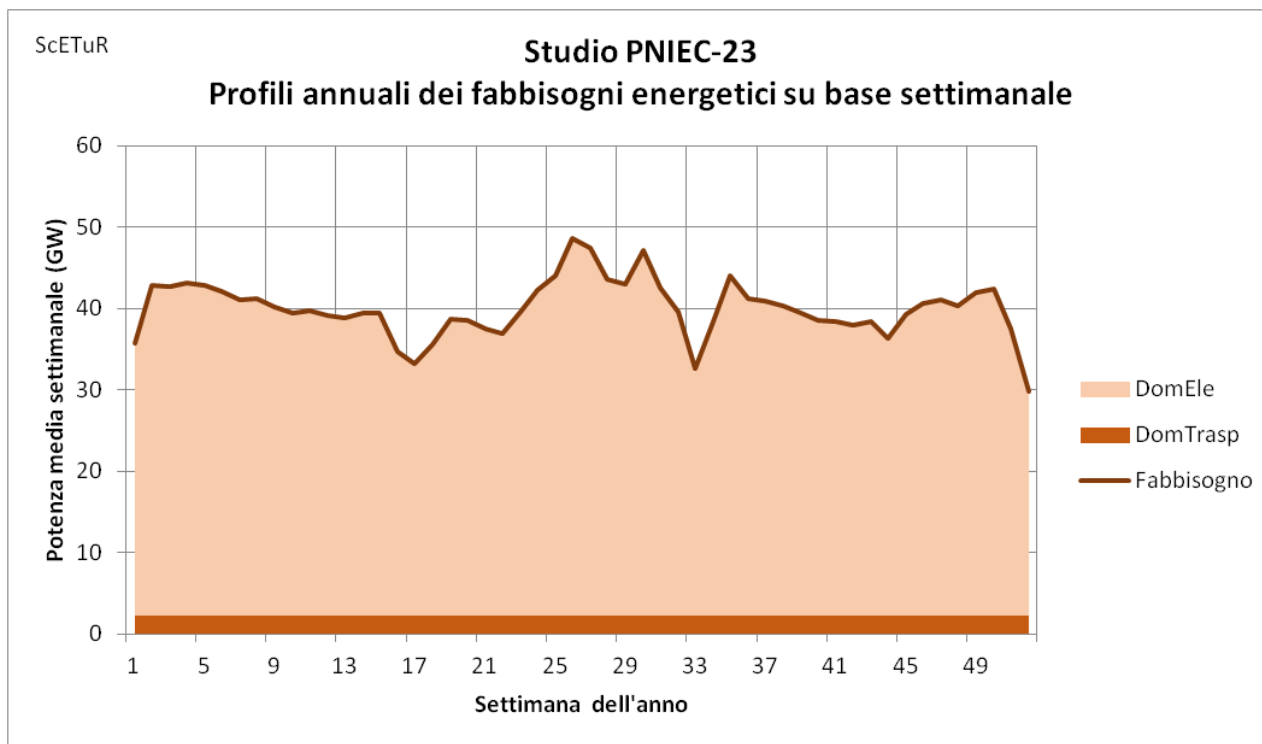


Figura 2 Profili delle medie settimanali delle due componenti del fabbisogno considerate al 2030

Il grafico di Figura 3 riporta invece i valori orari del fabbisogno per tutto l'anno 2030, costruito in base ai profili del 2019. La curva di durata mostra una variabilità di oltre 20 GW intorno al valore medio annuo di 40,0 GW.

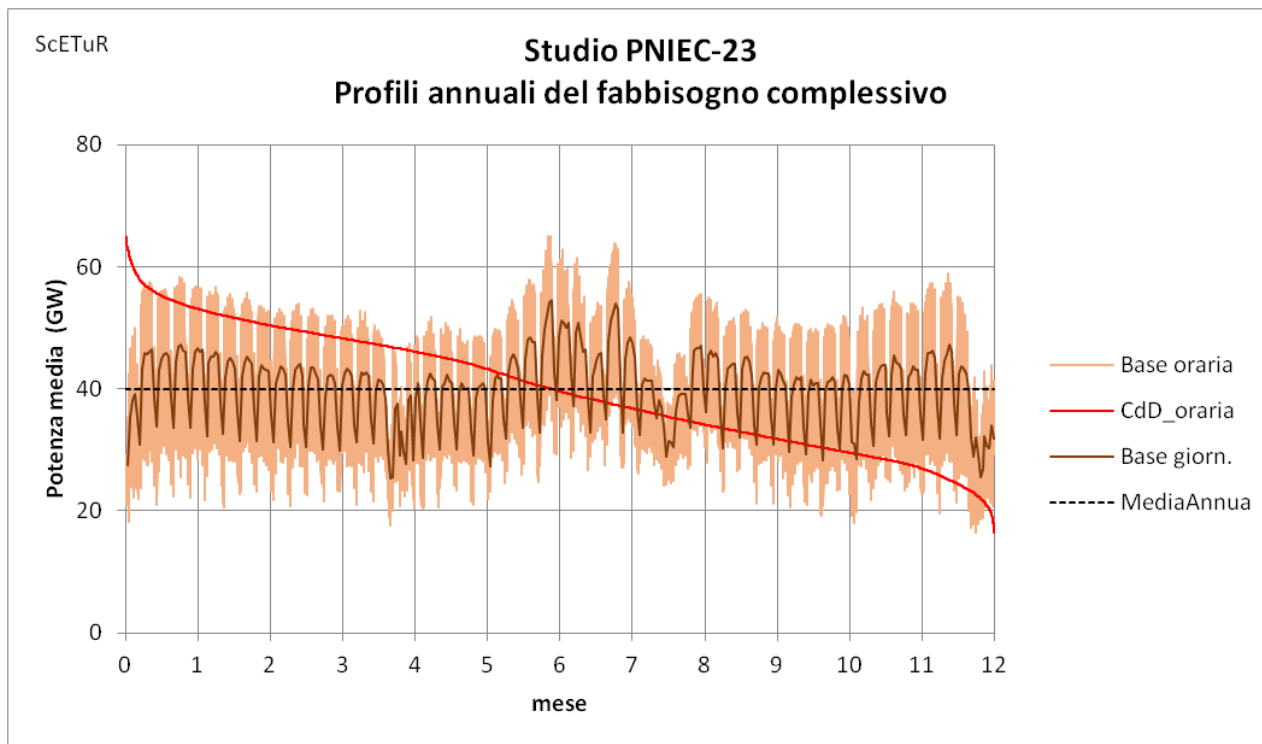


Figura 3 Valori orari, con relativa curva di durata, e medie giornaliere e annuale del fabbisogno complessivo di energia al 2030

La mappa calendararia di Figura 4 mette in evidenza come il fabbisogno di EE assunto nelle simulazioni vari a seconda dei momenti della giornata, dei giorni della settimana e dei periodi dell'anno.

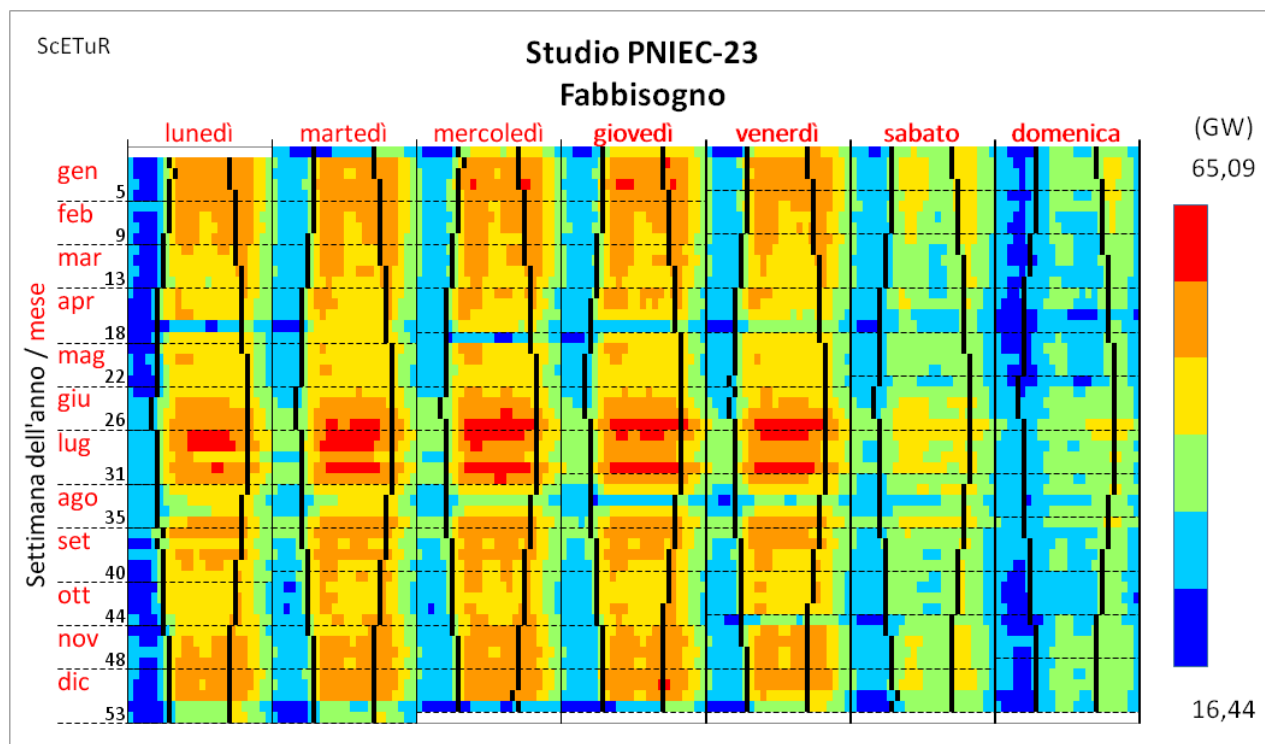


Figura 4 Mappa calendararia della stima di fabbisogno di EE al 2030

3.3.3 Produzione di elettricità

Gran parte dei dati di produzione da FER relativi al 2030 proviene dalla Tabella 1, nella quale sono riportati i valori dell'energia lorda (in TWh) prodotta da ciascuna fonte.

Tabella 1 Obiettivi di crescita al 2030 della quota rinnovabile nel settore elettrico (TWh) [Fonte: RSE, GSE]²

	2020	2021	2025	2030
Numeratore: produzione EE lorda da FER *	118,4	118,7	157,5	227,7
idrica (effettiva)	47,6	45,4		
idrica (normalizzata)	48,0	48,5	47,5	46,9
Eolica (effettiva)	18,8	20,9		
Eolica (normalizzata)	19,8	20,3	34,8	64,1
Geotermica	6,0	5,9	7,5	8,0
Bioenergie **	19,6	19,0	10,4	9,6
Solare ***	24,9	25,0	57,3	99,1
Denominatore: consumo interno lordo di EE	310,8	329,8	328,4	350,1
Quota FER-E (%)	38,1%	36,0%	48,0%	65,0%

* Si riporta la produzione elettrica al netto degli impieghi negli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno, in coerenza con quanto previsto dai criteri contabili della RED II così come modificata dalla RED III. Considerando anche i consumi degli elettrolizzatori, la produzione lorda da FER attesa al 2030 che include anche l'overgeneration sarebbe di oltre 238 TWh.

** Si riporta il contributo di biomasse solide, biogas e bioliquidi che rispettano i requisiti di sostenibilità.

*** La produzione solare al 2030 è decurtata di circa 10 TWh, quantità destinata al funzionamento degli elettrolizzatori per la produzione di idrogeno verde.

Questi valori consentono di quantificare nell'input di ScETuR la produzione annua attesa per le varie FER previste nel modello. In particolare, seguendo l'ordine indicato nello schema di Figura 1, sono state previste innanzitutto le seguenti cinque componenti FER:

Solare: per le simulazioni relative al primo modello, quello senza il FV dedicato al P2H, il valore di energia prodotta da FV è stato fissato ai 99,1 TWh indicati in Tabella 1. Invece per le simulazioni relative al modello in cui si è considerato anche il FV dedicato al P2H, questo valore è stato incrementato di 10 TWh, portandolo a 109,1 TWh³. Tutta questa produzione è considerata prodotta interamente da impianti FV e quindi viene modulata secondo il corrispondente profilo rilevato nel 2019 (vedere Appendice A1.1.1).

Eolica: con produzione annua fissata al valore annuo normalizzato indicato in tabella di 64,1 TWh e modulata secondo il profilo orario della produzione eolica rilevata nel 2019 (vedere Appendice A1.1.3).

² Tabella tratta dal quale dal documento PNIEC all'interno del quale compare come Tabella 11 a Pag. 78.

³ Secondo la nota (*) in calce alla Tabella 1, con l'incremento di energia per il P2H il totale dell'energia da FER è previsto che salga da 227,7 a 238 TWh, con un incremento quindi di 10,3 TWh. Tuttavia, ritenendo che il dato di 238 TWh derivi da un arrotondamento, si è preferito aumentare la quota di produzione FV solo dei 10,0 TWh destinati all'alimentazione degli elettrolizzatori, come anche specificato nella nota (***) in calce alla medesima tabella.

Idroelettrica: con produzione annua fissata al valore annuo normalizzato indicato in tabella di 46,9 TWh e modulata secondo il profilo orario della produzione idroelettrica rilevata nel 2019 (vedere Appendice A1.1.4).

Geotermica: con produzione annua fissata al valore annuo indicato in tabella di 8 TWh e modulata secondo il profilo orario della produzione geotermica rilevata nel 2019 (vedere Appendice A1.1.5).

Bioenergie: con produzione annua fissata al valore annuo indicato in tabella di 9,6 TWh. Per questa componente, invece del profilo orario della produzione da biomassa rilevata nel 2019, è stato assunto un profilo piatto, con potenza costante per tutto l'anno. Questa scelta è giustificata dal fatto che la Tab. 11 del PNIEC prevede che al 2030 l'energia da questa fonte risulti più che dimezzata rispetto ai valori del 2020. Non è possibile stimare ora in che misura questa forte riduzione modificherà il profilo orario di erogazione. Quindi, vista anche l'esiguità del contributo di questa fonte al consumo totale (meno del 3%) si ritiene più opportuno assumere per essa un profilo neutro piatto.

L'**importazione** di energia elettrica, o meglio il saldo tra import ed export, che nel caso dell'Italia è fortemente sbilanciato verso il primo termine, è assimilata alla produzione nazionale di elettricità, in quanto va a formare con essa la disponibilità per il consumo. A Pag. 393 del PNIEC si specifica che il previsto incremento delle FER consentirà nel 2030 di ridurre tale valore a 34 TWh (rispetto ai 43 TWh dello scenario di riferimento). Il profilo orario di immissione adottato nelle simulazioni resta quello rilevato nel 2019 (vedere Appendice A1.1.6).

Tra i termini relativi alla produzione resta da definire quello della residua componente **termoelettrica (TE)**, che nel 2030, sebbene fortemente in calo rispetto ai livelli attuali, sarà ancora importante andando a coprire la quota di fabbisogno scoperta dalle fonti fin qui menzionate. Questa quota dovrà essere almeno pari a 88,4 TWh, valore derivante dai 350,1 TWh di fabbisogno, diminuiti dei 227,7 TWh di produzione da FER e dei 34 TWh importati. Questo valore è vicino ma non coincidente con i 92 TWh che, secondo quanto si evince dalla Fig. 91 a Pag. 393 del PNIEC, verrebbe prodotto nel 2030 da fossili e rifiuti non FER. Siamo quindi intorno a 90 TWh prodotti da centrali termoelettriche alimentate quasi completamente a gas naturale (GN), con una frazione marginale affidata a rifiuti o derivati del petrolio. Il PNIEC prevede invece che nel 2030 il carbone sia uscito completamente dal paniere delle fonti energetiche primarie impiegate nella produzione di elettricità.

Nelle simulazioni ScETuR si prevede che la componente di EE da fonte termoelettrica sia erogata in due modalità: "di base" ed "di picco".

La produzione **TE di base** è quella che viene impostata a priori e serve a simulare la presenza di una quota di TE non disponibile al bilanciamento delle FER in quanto vincolata ad altri scopi specifici, come ad esempio l'alimentazione di aree del Paese non sufficientemente collegate con il resto della rete elettrica, la combustione di rifiuti con recupero di energia, esigenze di produzione di calore per cogenerazione e inoltre per assicurare la stabilità di frequenza, mantenere una riserva rotante di rapido intervento per far fronte a mancanze improvvise da altre fonti, ecc. L'erogazione termoelettrica di base contribuisce insieme alle altre fonti di energia elettrica prima elencate a determinare il profilo orario della cosiddetta produzione preventivata, cioè quella immessa in ingresso nel modello, come raffigurato nello schema di Figura 1. Il PNIEC non fornisce indicazioni sull'entità di questa componente, pertanto, in assenza di informazioni di dettaglio, si assume che nel caso di riferimento circa un terzo (30 TWh) del totale della produzione termoelettrica venga erogato a potenza costante per tutto l'anno.

La seconda modalità di erogazione, che definiamo **TE di picco**, serve invece per il bilanciamento delle FER, cioè a colmare il divario tra la disponibilità di potenza preventivata e la domanda e rappresenta la parte dispacciabile, ovvero modulabile a piacere, della produzione termoelettrica

simulata dal modello. Questa compensazione avverrà su base oraria a seconda delle condizioni specifiche di sbilanciamento che si verranno a creare tenendo conto dei profili di domanda e di produzione sopra descritti. Pertanto il suo profilo di erogazione non è noto a priori e di conseguenza questa componente della produzione verrà modellizzata nella sezione che riguarda gli accumuli, come spiegato più avanti.

3.3.3.1 Considerazioni sulla scelta del profilo orario dell'import

In merito alla scelta di adottare per il 2030 lo stesso profilo orario di importazione netta registrato nel 2019, vanno aggiunte alcune considerazioni. Si tratta di una scelta rilevante ai fini del risultato delle simulazioni in quanto da essa dipende la quantità di EE che dovrà essere prodotta dal settore termoelettrico per garantire la copertura del fabbisogno in tutte le ore dell'anno. È chiaro, per quanto detto nel precedente paragrafo, che quella termoelettrica è la principale fonte dispacciabile, cioè quella a cui è affidato il compito principale di colmare a richiesta, in qualsiasi momento e con qualsiasi livello di potenza, il divario tra fabbisogno e produzione FER. L'altra fonte dispacciabile, ma con minore capacità in potenza e soprattutto in durata, sono gli accumuli giornalieri, che però nei mesi meno assolati stentano a ricaricarsi.

Dall'analisi di alcuni documenti del gestore della rete si ricava l'impressione che l'import venga considerato quasi alla stregua del termoelettrico per quanto riguarda la capacità di far fronte allo sbilancio da carenza di FER⁴. Gli autori del presente studio nutrono dei dubbi sul fatto che in un contesto energetico europeo in cui tutti gli stati sono avviati ad aumentare rapidamente e consistentemente la penetrazione di FER nel loro mix energetico, si possa facilmente trovare spazio per incrementare l'import nei momenti di carenza di FER, in quanto questi periodi di criticità sono destinati a presentarsi simultaneamente in tutta l'area continentale, come messo già in luce in altri studi [8]. Pertanto in una trattazione neutra del contributo dell'import al bilanciamento delle carenze da FER, si ritiene opportuno adottare lo stesso profilo orario del 2019.

3.3.4 Descrizione dei sistemi di accumulo

La sezione di input relativa alla descrizione dei sistemi di accumulo prende in considerazione tre funzioni di cui solo la prima è un sistema di accumulo vero e proprio:

- 1 - il sistema di accumulo giornaliero (AG);
- 2 - la produzione di energia termoelettrica compensativa dello sbilancio orario fra consumo e produzione da altre fonti;
- 3 - la produzione di idrogeno verde.

3.3.4.1 Il sistema di accumulo giornaliero

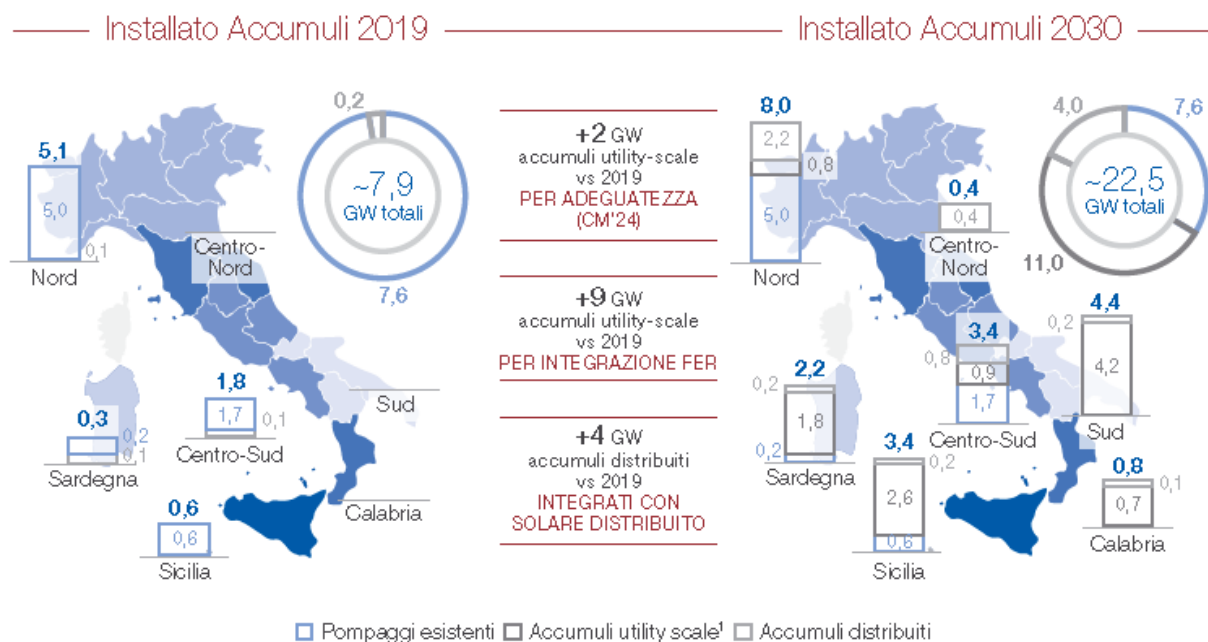
Nel documento Scetur1 si era mostrato come un qualsiasi scenario di un sistema elettrico italiano basato esclusivamente sulle FER richiedesse necessariamente di far ricorso a due distinti sistemi di accumulo aventi caratteristiche prestazionali completamente diverse tra di loro: un sistema di accumulo giornaliero e un sistema di accumulo stagionale. In quello giornaliero la capacità energetica del sistema è limitata a poche ore di erogazione a piena potenza ed è quindi adatta solo per immagazzinare ed erogare energia in un ciclo circadiano, con un valore di capacità che per il sistema italiano è dell'ordine delle centinaia di GWh. Il sistema di accumulo stagionale, viceversa, ha il compito di trasferire il grande surplus di produzione da fonte solare previsto nei mesi a lunga

⁴ Da Pag. 58 del *Documento di descrizione degli scenari 2022*, [7] "In un contesto di alta penetrazione di fonti rinnovabili, le risorse import e termoelettrico vengono utilizzate per coprire il fabbisogno elettrico nelle ore in cui c'è carenza di rinnovabili (prodotta o precedentemente accumulata) oppure per garantire riserva a salire/scendere nel mercato del dispacciamento, in sinergia con le altre risorse."

e intensa insolazione, verso i mesi a scarsa insolazione, quindi deve avere una capacità di accumulo molto maggiore che per il sistema italiano è di diverse decine di TWh.

Lo scenario PNIEC non contempla accumuli stagionali⁵, dato che i circa 90 TWh di energia da termoelettrico alimentato a gas naturale previsti nel Piano consentono di far fronte a qualsiasi sbilanciamento tra fabbisogno e produzione da FER nei mesi freddi. Gli accumuli previsti rientrano quindi nella categoria degli accumuli circadiani o giornalieri. Essi sono costituiti da due tipologie: gli impianti idroelettrici di pompaggio e le batterie elettrochimiche.

Dalla Figura 5, è stata ricavata la potenza degli accumuli al 2030, che è prevista essere 22,5 GW, ovvero 14,6 GW in più rispetto al 2019.



All'aumento sostanzioso delle rinnovabili viene associato **un aumento di necessità di accumulo** sia per **contenere l'overgeneration** che per un aumento del fabbisogno di flessibilità

Figura 5 Localizzazione Accumuli 2019 e 2030 [GW] (Fonte: Fig. 27 del PNIEC)

L'energia accumulabile nel 2030 non è invece specificata nel PNIEC. Tuttavia va osservato come la Figura 5 sia stata tratta dal Piano di Sviluppo di Terna del 2023 citato nel riferimento [4]. In quest'ultimo documento si specifica che i nuovi accumuli comporteranno un incremento dell'accumulo di 94 GWh, cioè 6,43 ore per ciascun GW aggiuntivo. Tenuto conto che gli impianti attuali sono costituiti per lo più da impianti di pompaggio che hanno durata di scarica di 10-12 ore, si ipotizza, facendo una media tra la durata dei nuovi accumuli e quella degli attuali impianti di pompaggio, che la durata media degli accumuli al 2030 sia di 8 ore. Pertanto a fronte dei 22,5 GW di potenza di accumulo al 2030, si assume che la capacità di accumulo sia di 180 GWh di energia.

Conformemente alla normale logica di funzionamento di un sistema di accumulo, sono previsti dei cicli di carica e di scarica che si alternano nel corso delle ore e dei giorni. Il sistema si carica, ovvero accumula energia, quando la produzione istantanea di potenza preventivata supera il fabbisogno. Al contrario, nelle ore in cui il fabbisogno è maggiore della produzione preventivata il sistema si scarica, cioè l'energia fluisce dagli accumuli verso la rete. Questi cicli di carica/scarica

⁵ Sono definiti accumuli energetici di lunga durata (long duration energy storage, LDES) quelli con durata da dieci ore fino a 160 ore. Oltre le 160 ore si parla di accumulo stagionale (seasonal shifting)[9].

comportano delle perdite che vanno a ridurre la resa di ciclo. In questo studio si ipotizza che la resa media complessiva, tra impianti di pompaggio e batterie, sia dell'85% e che pertanto le perdite costituiscano il 15% dell'energia accumulata.

Si assume inoltre che i 180 GWh di cui sopra, sia l'energia erogabile in fase di scarica, ovvero quella netta già depurata delle perdite del ciclo di carica/scarica. Ciò significa che per riempire completamente gli accumuli partendo da zero occorrono quasi 212 GWh.

3.3.4.2 La produzione di energia termoelettrica compensativa dello sbilancio orario

L'algoritmo per la simulazione dei sistemi di accumulo è stato impiegato anche per modellizzare la produzione di energia termoelettrica. In questo caso delle due fasi di carica e scarica, che caratterizzano un normale sistema di accumulo, si impiega solo la seconda, quella di scarica.

Questa scelta dipende dal fatto che nello scenario PNIEC questa fonte viene impiegata per compensare ora dopo ora la carenza rispetto al fabbisogno dell'energia prodotta al momento dalle FER più l'energia erogabile dal sistema di accumulo giornaliero. Quindi il profilo di produzione di questa componente non può essere impostato a priori, come invece avviene per tutte le altre componenti di produzione. Questa fonte è quella di ultima istanza per coprire il fabbisogno e viene prelevata ora per ora nella quantità necessaria e sufficiente per bilanciare la produzione con la domanda. Per tale motivo non si impone nessun limite alla potenza prelevabile. Il massimo valore di potenza calcolato nel corso del periodo annuale di simulazione, incrementato degli opportuni margini per tener conto dell'indisponibilità degli impianti e delle riserve necessarie a garantire la continuità del servizio, determina il fabbisogno in termini di capacità di potenza complessiva degli impianti termoelettrici necessari per coprire il fabbisogno.

Questo prelievo avviene da un ipotetico serbatoio considerato pieno all'inizio dell'anno ad un valore di riempimento più che sufficiente a soddisfare il massimo prelievo di energia prevedibile nel corso dell'intero anno. Lo svuotamento del serbatoio al termine del periodo annuale di simulazione indica la quantità di energia termoelettrica che è stato necessario produrre per coprire il fabbisogno.

3.3.4.3 La produzione di idrogeno verde (P2H)

Infine l'algoritmo dell'accumulo viene impiegato anche per simulare la produzione di idrogeno verde, ovvero per modellizzare la funzione P2H (Power to Hydrogen), nei casi in cui venga considerato l'apporto dei 10 TWh aggiuntivi che il PNIEC prevede di dedicare a questo scopo. In questo caso dell'algoritmo di accumulo viene considerata solo la fase di carica, mentre viene ignorata la fase di scarica. La potenza impiegata in fase di carica è limitata da quella complessiva degli elettrolizzatori che viene sempre fissata a 3 GW, in linea con quanto previsto a Pag. 88 del PNIEC.

Partendo dal serbatoio vuoto a inizio anno, la quantità cumulata nell'anno di energia assorbita dagli elettrolizzatori determinerà il valore di quanta energia è stata dedicata al P2H.

3.3.5 Riepilogo dei dati di ingresso e delle grandezze ricavate

La Tabella 2 presenta in un unico quadro d'insieme i valori dai dati immessi nel caso di riferimento e delle grandezze ricavate.

Tabella 2 Quadro riepilogativo dei dati immessi e delle grandezze ricavate

Elementi del modello	Dati immessi – Grandezze ricavate
Domanda	
Consumi già elettrici	329,1 TWh con profilo orario ricavato da EB TERNA 2019 (339,1 TWh per i casi con P2H)
Trasporto elettrico	21 TWh con profilo orario costante
Produzione	
FV	99,1 TWh con profilo orario FV(EB) TERNA 2019
Eolico	64,1 TWh con profilo orario Eolico(EB) TERNA 2019
Idroelettrica	46,9 TWh con profilo orario Idro(EB) TERNA 2019
Geotermica	8 TWh con profilo orario Geo(EB) TERNA 2019
Biomassa	9,6 TWh con profilo orario costante
Import	34 TWh con profilo orario Import(EB) TERNA 2019
TE di base	30 TWh (caso di riferimento) con profilo orario costante
Accumuli	
TE di picco	Solo scarica, nessun limite – Profilo orario di scarica
Accumulo Giornaliero	22,5 GW (netti) di potenza limite in carica, 22,% GW di potenza limite in scarica, 8 ore (utili) di capacità (equivalenti a 180 TWh), 85% di resa di ciclo – Profili orari di carica e scarica
Idrogeno (solo P2H)	Solo carica, 3 GW di potenza limite – Profilo orario di carica

4 Risultati

4.1 Casi eseguiti

4.1.1 Parametri variabili e ipotesi di simulazione

Per procedere alla simulazione di scenario, oltre ai valori presi direttamente dal PNIEC, occorre ipotizzarne degli altri che servono a completare i dati di ingresso necessari al codice. La messa a punto dell'input segue quindi delle scelte che riguardano molteplici aspetti dell'assetto del sistema elettrico italiano al 2030.

Qui di seguito si elencano alcune di queste possibili varianti che sono state oggetto di analisi:

- 1 - inclusione della produzione FV dedicata alla produzione di idrogeno verde (P2H)
 - a. senza produzione FV dedicata al P2H: la capacità produttiva del FV viene fissata al valore di 99,1 TWh indicato in Tab. 11 del PNIEC;
 - b. con produzione FV dedicata al P2H: la capacità produttiva del FV viene incrementata di 10 TWh per tener conto della parte destinata a produrre energia elettrica per alimentare 3 GW di elettrolizzatori.
- 2 - energia riservata alla produzione Termoelettrica di base
 - a. 0 TWh (caso B00);
 - b. 30 TWh (caso B30, caso base di riferimento);
 - c. 60 TWh (caso B60).
- 3 - variabilità dei profili rispetto all'anno di riferimento
 - a. anno di riferimento 2019 (caso base B30);
 - b. anno di riferimento 2021 o 2022 (casi B30-pr21 e B30-pr22).
- 4 - effetto dei limiti alla capacità di trasporto della rete ad Alta Tensione (AT)
 - a. limiti con stato linee AT al 2030 (caso A30-AT30);
 - b. limiti con stato linee AT al 2035 (caso A30-AT35);
 - c. come al punto a. ma con utilizzo dello scarto per P2H (caso A30-AT30-H0).
- 5 - gestione P2H
 - a. elettrolizzatori alimentati esclusivamente da impianti FV (10 TWh) dedicati esclusivamente al P2H, il cui esubero viene pertanto scartato;
 - b. elettrolizzatori alimentati esclusivamente da impianti FV (10 TWh) dedicati prioritariamente al P2H, il cui esubero viene impiegato per altri usi (caso B30-H1);
 - c. come sopra, ma con la possibilità di impiegare negli elettrolizzatori anche l'energia di scarto della rete (caso B30-H2).

4.2 Modello senza produzione FV dedicata al P2H

In questa sezione vengono presentati i risultati dei casi simulati con un modello che non tiene conto della quota aggiuntiva di 10 TWh di produzione FV prevista in Tabella 1, avente lo scopo di riservare gli stessi 10 TWh all'alimentazione di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno.

4.2.1 Il caso base (caso B30)

4.2.1.1 Descrizione del caso e valori di input

Il caso base corrisponde a quello dell'ultima colonna della Tabella 1, che riporta gli obiettivi di produzione di energia nel 2030 delle diverse FER, il cui totale ammonta a 227,7 TWh, ovvero il 65% del consumo elettrico lordo atteso, a sua volta stimato in 350,1 TWh.

La differenza di 122,4 TWh, ossia il 35% del consumo atteso, è coperta solo parzialmente dai 34 TWh del saldo import/export e quindi richiede la produzione di almeno 88,4 TWh da fonte termoelettrica. Valore quest'ultimo, che rappresenta però una soglia teorica minima, in quanto questa fonte dovrà sopperire anche ad ulteriori carenze dovute ad altre due voci non indicate in tabella: lo scarto di energia conseguenti ai picchi di produzione FER non assorbibili dalla rete e le perdite da accumulo dovute ai cicli di carica/scarica dell'accumulo elettrico. Si prevede quindi in ogni caso un bisogno di energia termoelettrica superiore ai 90 TWh.

Come ulteriore ipotesi, arbitraria ma che riteniamo realistica, si assume che circa un terzo della produzione termoelettrica, ovvero 30 TWh, costituiscano una produzione di base erogata alla potenza costante di 3,42 GW per tutte le 8760 ore dell'anno.

Si ipotizza inoltre, come già spiegato al precedente capitolo, che i profili orari del consumo lordo di elettricità e quelli delle singole FER siano quelli del 2019.

Gli accumuli di energia sono costituiti da accumuli giornalieri con una potenza complessiva di carica/scarica di 22,5 GW, come indicato in Figura 5. Per la quantificazione della capacità totale di accumulo si è ipotizzato che essa corrisponda ad un tempo di scarica a piena potenza di 8 ore, risultando così pari a 180 GWh. Va specificato che il calcolo assume che questa energia sia tutta a disposizione per i cicli di carica/scarica degli accumulatori, ovvero che sia al netto di quella soglia minima, intorno al 20% della capacità nominale, sotto la quale normalmente si evita di scendere per non compromettere la durata di vita degli accumulatori elettrolitici al litio. Si è infine supposto che il valore dell'efficienza complessiva del ciclo di carica/scarica sia dell'85%, ossia il valore medio tra il 75% degli impianti di pompaggio e quello delle batterie di accumulatori al litio che può arrivare oltre il 90%.

4.2.1.2 Profili di copertura del fabbisogno e bilancio globale

Vediamo ora come il fabbisogno di energia elettrica venga coperto dalle varie fonti considerate.

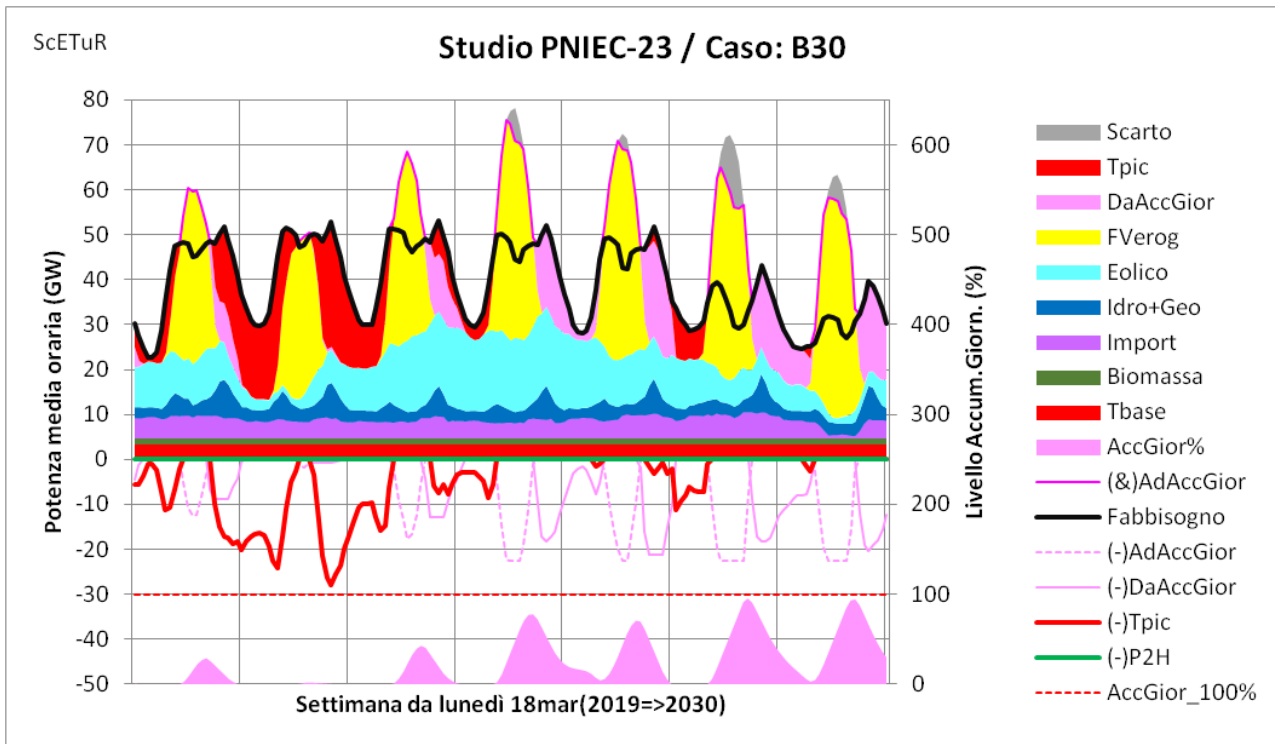


Figura 6 Copertura della domanda in una settimana di fine marzo (In Appendice A2.1 i grafici per tutte e 4 le settimane campione)

La Figura 6 mostra il risultato del calcolo per una delle 4 settimane campione selezionate per illustrare in dettaglio, ora per ora, i risultati di questo studio (vedere Appendice B1.3) e precisamente per la settimana che include l'equinozio di primavera. In particolare essa mostra in quale modo le varie fonti considerate nello scenario coprono il fabbisogno complessivo rappresentato dalla curva nera continua. I profili calcolati da ScETuR sono quelli relativi alla carica e scarica del sistema di accumulo giornaliero e della produzione del termoelettrico di picco richiesta per coprire il fabbisogno. Tutti gli altri sono profili imposti in input.

Il grafico mostra come già a marzo nei giorni feriali con elevata produzione eolica e nei giorni festivi si abbia un non trascurabile scarto di energia da FER nelle ore centrali della giornata, derivante, in questo caso, dal limite della potenza di carica dei sistemi di accumulo, posto a 22,5 GW. In altri giorni, come mostra il grafico della settimana di dicembre (vedere Appendice A2.1) lo scarto dipende dalla saturazione della capacità degli accumulatori, che raggiunge la linea tratteggiata rossa che indica il 100% di carica di tutti gli accumulatori del sistema.

La curva rossa al di sotto dell'ascissa riporta, con segno invertito, il valore della potenza TE di picco, rappresentato dall'area rossa superiore. La somma dell'area bianca racchiusa da questa linea rossa e l'area della fascia continua rossa inferiore che indica la potenza TE di base, consente di avere un'idea del valore della potenza TE totale.

Le curve sottili lilla, sempre al di sotto delle ascisse, indicano, con segno invertito, la potenza di carica (linea tratteggiata) e di scarica (linea continua) del sistema di accumulo giornaliero.

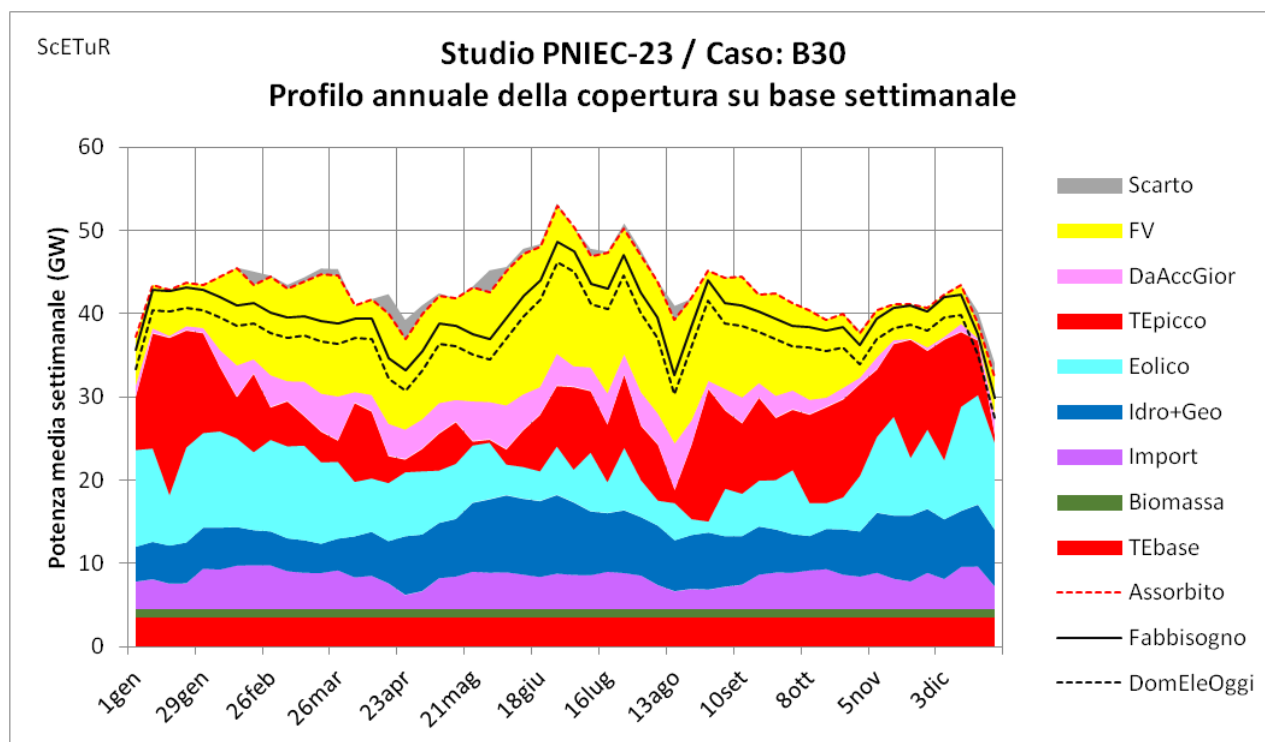


Figura 7 Profilo annuale della copertura del fabbisogno con valori mediati su base settimanale

La Figura 7 mostra invece come le varie fonti di energia elettrica coprono il fabbisogno nel corso dell'anno. Per evitare le oscillazioni circadiane e settimanali, che renderebbero il grafico inintelligibile, i valori riportati sono quelli delle medie settimanali.

il fabbisogno al 2030, mentre quella sottostante tratteggiata si riferisce al fabbisogno del 2019 (circa 314 TWh). La parte colorata che supera il fabbisogno 2030 corrisponde alla potenza immessa in rete, ma assorbita dal sistema di accumulo giornaliero e quindi non impiegata per gli usi finali. Infine una linea rossa tratteggiata separa la parte di energia immessa in rete da quella scartata (colorata in grigio) in quanto non assorbibile né dalle utenze finali, né dal sistema di accumulo.

I vari contributi sono stati impilati mettendo più in basso quelli che mantengono un profilo più costante nel corso dell'anno. Il contributo termoelettrico, benché proveniente dallo stesso insieme di centrali, risulta così spezzato nelle due componenti considerate: quella base (TEbase) e quella di picco (TEpic).

Tra le due componenti TE si collocano i contributi della biomassa (in verde oliva), dell'import (in viola), della produzione idroelettrica accorpata con quella geotermoelettrica (area blu), e dell'importante componente eolica (in azzurro).

Per ultima in alto, al di sopra della fascia che rappresenta l'energia prelevata dagli accumuli giornalieri e immessa in rete (in lilla), è riportata l'area gialla corrispondente alla componente FV e questo perché, a causa della sua elevata variabilità, è quella che fornisce la quasi totalità dell'energia accumulata e determina quella scartata. L'energia prodotta che viene accumulata è quella compresa tra la linea continua nera e quella tratteggiata rossa. L'altezza locale di questa fascia rappresenta la potenza media settimanale assorbita dai sistemi di accumulo e, a causa delle perdite di ciclo, risulta leggermente maggiore della corrispondente altezza locale della fascia lilla.

Infine, le aree grigie al di sopra della linea tratteggiata rossa indicano lo scarto, ovvero l'energia potenzialmente disponibile dalle FER, che non è stato possibile immettere in rete e che quindi è stata scartata.

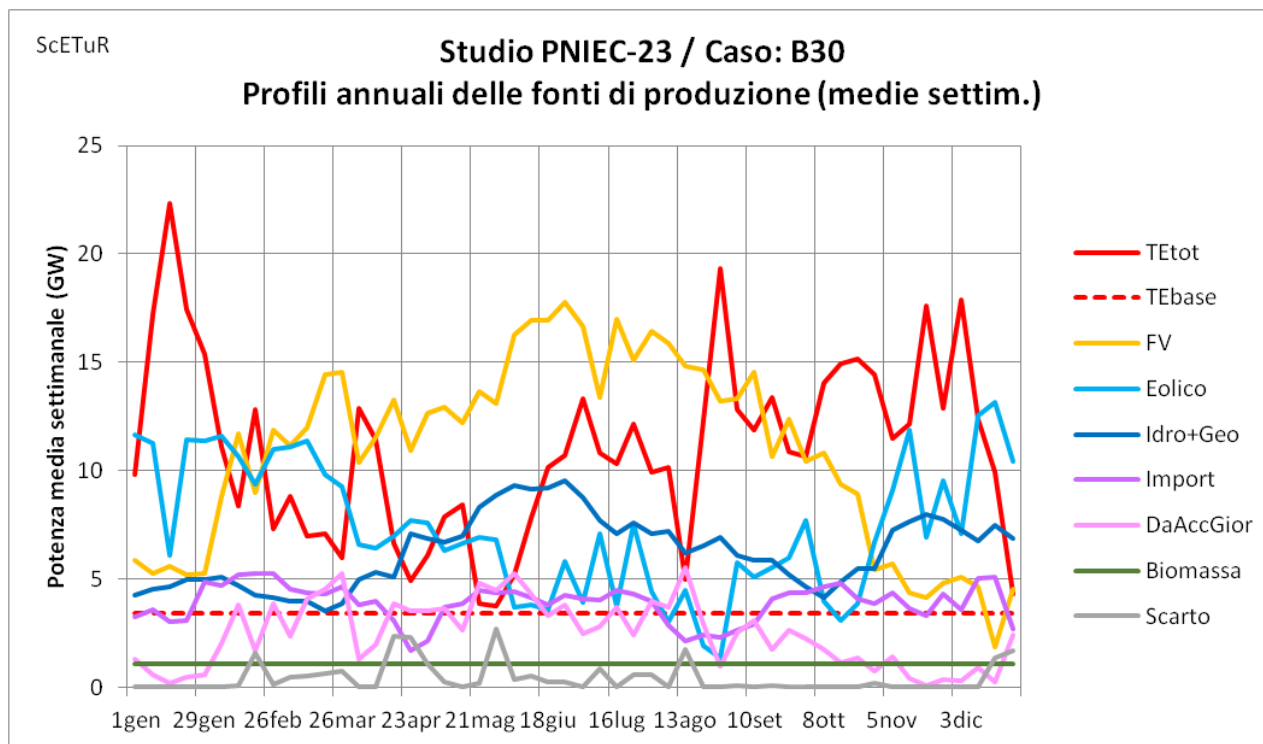


Figura 8 Profili annuali delle medie settimanali della potenza erogata dalle diverse fonti di produzione di elettricità

La Figura 8 consente di stimare meglio visivamente l'andamento nel corso dell'anno delle varie componenti della produzione.

Le curve di questo grafico presentano i tipici andamenti attesi per le principali FER. La linea gialla della produzione FV presenta ovviamente un picco a fine giugno e il minimo a fine anno e mette in evidenza la grande differenza di produttività tra questi due periodi dell'anno. Per contro la produzione eolica, in azzurro, risulta maggiore nei mesi invernali e raggiunge il minimo in estate. L'ultima componente principale delle FER, quella idroelettrica (linea blu), ha il suo minimo in inverno quando una parte delle precipitazioni è di tipo nevoso, seguito da un picco a primavera cui contribuisce anche lo scioglimento dei nevai. Un secondo picco a novembre marca il periodo di maggiore piovosità.

Questa variabilità di carattere principalmente stagionale viene compensata dalla produzione termoelettrica (in rosso) che presenta i valori massimi nei mesi autunnali e invernali, tranne il consistente calo nel periodo natalizio dovuto alla forte riduzione dell'attività manifatturiera.

Il saldo import/export (linea viola) si mantiene nettamente positivo per tutto l'anno e ha un andamento all'incirca costante, con l'eccezione dei cali accentuati nel periodo pasquale e in agosto.

Il contributo dell'accumulo giornaliero alla copertura del carico (linea lilla), essendo legato al surplus diurno di energia principalmente derivante dalla produzione FV, segue l'andamento di quest'ultima risultando massimo in estate e quasi nullo in inverno.

Infine i periodi con maggior scarto di energia (linea grigia) risultano quelli primaverili in quanto i valori di picco meridiani della produzione FV, in fase rapidamente crescente, si sommano a valori ancora sostenuti della produzione eolica.

Osservando più in dettaglio la Figura 8, si nota⁶ anche un picco di produzione TE a fine agosto che è secondo per ampiezza solo al picco registrato a metà gennaio. Sebbene la cosa sia legata allo specifico anno di riferimento preso per i profili, ovvero il 2019, è opportuno dare una spiegazione di questo fatto controintuitivo.

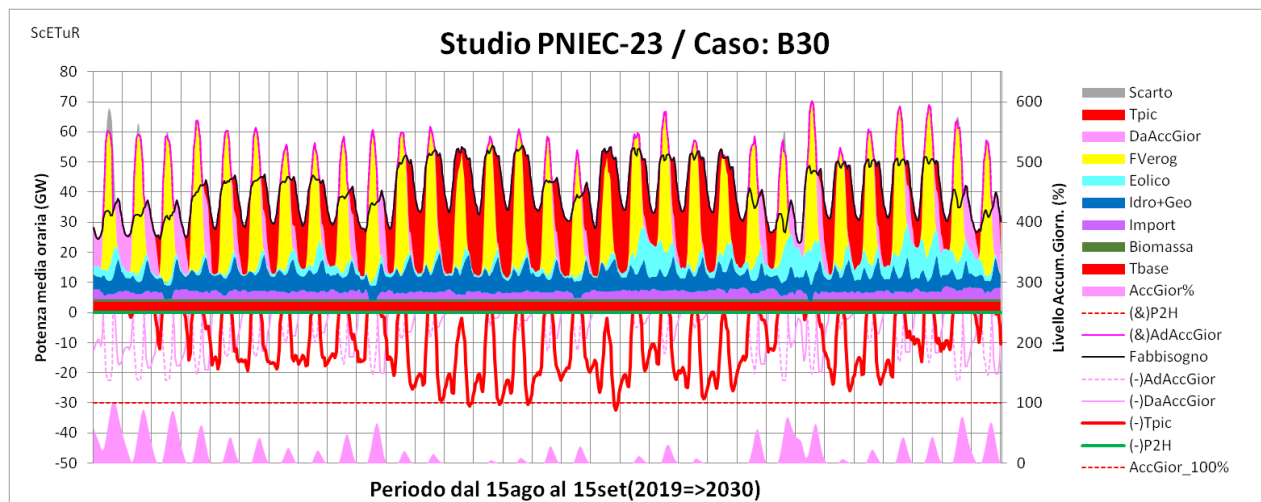


Figura 9 Grafico di copertura del fabbisogno per il periodo dal 15 agosto al 15 settembre

La settimana del picco di produzione TE che appare in Figura 8 è l'ultima di agosto, durante la quale la produzione eolica è minima e ciò è sufficiente per far sì che l'accumulo giornaliero non riesca a ricaricarsi, neppure sotto il solleone agostano. Questo in quanto il fabbisogno dei giorni feriali, che aveva raggiunto i valori minimi intorno a Ferragosto, è gradualmente risalito portandosi già ai valori di regime delle settimane di settembre. Tra l'altro nella stessa settimana, oltre all'assenza di vento, si registrano dei picchi di produzione fotovoltaica che sono al di sotto dei massimi raggiunti nelle settimane successive, nonostante ci si stia avvicinando rapidamente all'equinozio di autunno. Per comprendere la ragione di questo ulteriore comportamento anomalo, bisognerebbe indagare su quale fosse il meteo in quel periodo del 2019, ma va tenuto anche in conto l'effetto di riduzione della produzione FV dovuto all'aumento della temperatura a cui operano i pannelli.

Sta di fatto che quell'ultima settimana dell'agosto 2019 (non dimentichiamo che ci si limita ad estrapolare al 2030, quello che è accaduto in un anno già trascorso) è particolarmente carente di produzione FER e ciò spiega il risultato controintuitivo di registrare il secondo picco annuale, dopo quello di metà gennaio, per quanto riguarda la media settimanale della produzione integrativa da TE.

Picco che, come evidenziato dall'andamento della produzione TE di picco (curva rossa) al di sotto dell'asse del tempo, è rimarcato a monte dal minimo di ferragosto e a valle, nelle settimane successive, dal minor bisogno di produzione TE integrativa dovuto non solo alla già menzionata maggiore produzione FV, ma anche da periodi di intensa produzione eolica (aree azzurre).

⁶ Grazie alla segnalazione dell'amico e socio ASPO Mirco Rossi, che si ringrazia anche per gli altri utili contributi derivanti dall'attenta rilettura del documento.

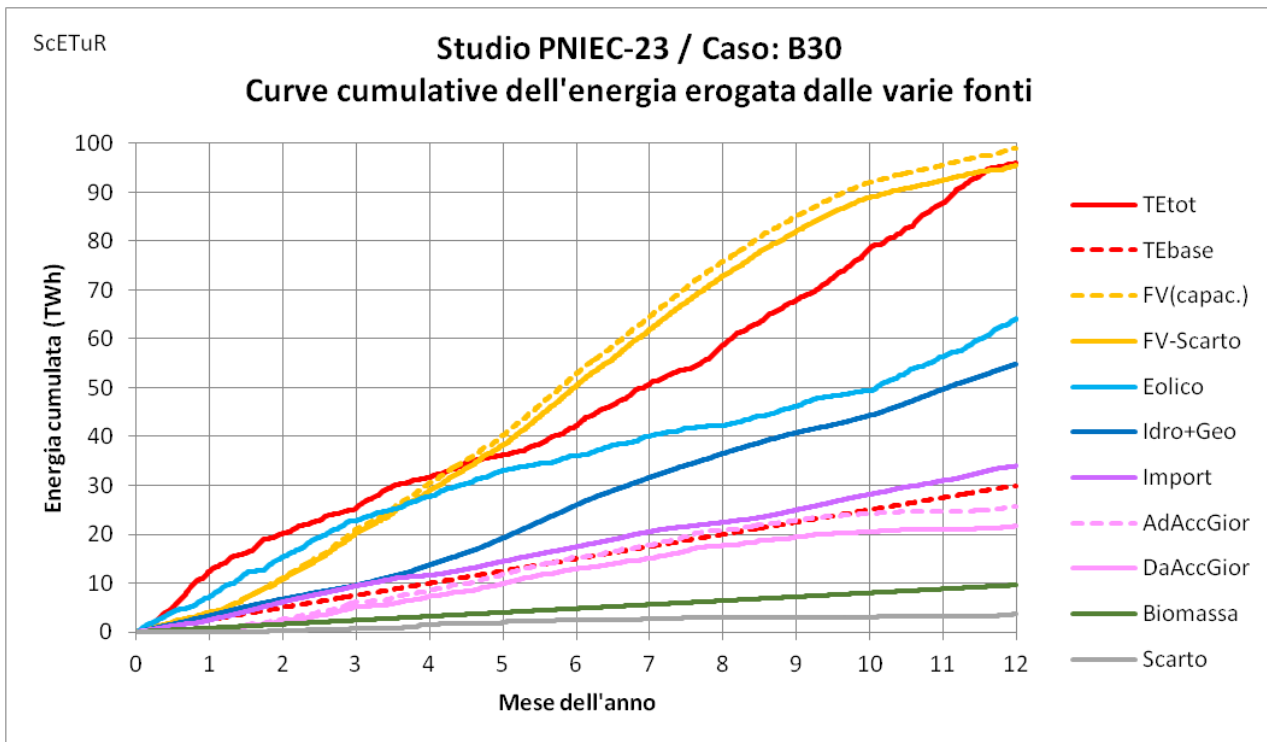


Figura 10 Curve cumulative della produzione di energia dalle varie fonti considerate

La Figura 10 mostra invece l'andamento dei valori cumulativi dell'energia erogata nel corso dell'anno dalle fonti di energia considerate (ossia l'integrale delle rispettive potenze), quindi il valore finale di ciascuna curva indica la quantità annua di energia fornita da ciascuna fonte.

I valori raggiunti dalle curve relative alle fonti eolica, idro+geo, biomassa e import sono quelli impostati in input e desunti dal PNIEC. Per la componente FV vengono riportate la curva della capacità produttiva, che è il valore immesso in input e derivante dal PNIEC, e la curva della stessa capacità al netto dello scarto (attribuito per semplicità alla sola componente FV) dovuto all'incapacità di assorbire i picchi di produzione FER. Va tuttavia precisato che talvolta, in particolare nelle notti molto ventose e con gli accumuli già colmi, questo scarto dovrebbe essere imputato alla produzione eolica.

Il valore annuo della produzione termoelettrica totale (TEtot) somma le componenti TBase, imposta in input e assunta pari a 30 TWh, e la componente TEpicco che serve per colmare le carenze di copertura. Quest'ultima componente è risultata pari a circa 65,9 TWh, portando il valore della produzione termoelettrica totale a 95,9 TWh.

Infine è riportata anche le curve dell'energia assorbita (AdAccGior) e restituita (DaAccGior) dagli accumuli giornalieri, i cui valori provengono anch'essi dal risultato della simulazione.

I principali valori del bilancio energetico per il caso B30 sono raccolti in Tabella 3:

Tabella 3 *Principali voci del bilancio energetico secondo il caso B30*

Voci di bilancio	TWh	Note
FV	99,1	PNIEC, Tab. 11
Eolico	64,1	PNIEC, Tab. 11
Idro	46,9	PNIEC, Tab. 11
Geo	8,0	PNIEC, Tab. 11
Biomassa	9,6	PNIEC, Tab. 11
→ Totale capacità produttiva FER	227,7	
Saldo positivo import/export	34,0	PNIEC, Pag. 393
→ Totale produzione prestabilita	261,7	
Consumo interno lordo	350,1	PNIEC, Tab. 11
→ Produzione termoelettrica minima richiesta	88,4	= 350,1 – 261,7
Produzione termoelettrica calcolata, di cui:	95,9	Caso B30
- Termoelettrico di base	30,0	ipotesi Caso B30
- Termoelettrico di picco calcolato	65,9	Caso B30
→ Eccesso di termoelettrico, causato da:	7,5	= 95,9 - 88,4
- Scarto produzione FER	3,6	Caso B30
- Perdite accumulo giornaliero	3,9	Caso B30

La produzione termoelettrica necessaria per coprire il fabbisogno con i profili 2019, ammonterebbe quindi a 95,9 TWh, eccedendo così di 7,5 TWh la quantità minima richiesta (88,4 TWh). Questi 7,5 TWh includono i 3,6 TWh di energia perduta a causa dei picchi di produzione FER non assorbibili dal sistema e dei 3,9 TWh perduti nei cicli di carica e scarica degli accumuli giornalieri.

I 95,9 TWh di energia termoelettrica totale superano anche di 3,9 TWh i 92 TWh messi in conto nella Fig. 91 a Pag. 393 del PNIEC. Quindi questa simulazione ScETuR indicherebbe che occorrono circa 4 TWh in più di elettricità prodotta da centrali termoelettriche per coprire il fabbisogno di elettricità nel 2030 con le FER previste in quell'anno. Questo valore dipende tuttavia dalla scelta del particolare anno, in questo caso il 2019, da cui sono stati tratti i profili applicati ai consumi e alla produttività delle varie fonti FER, come verrà mostrato in seguito dai risultati dei casi riferiti al 2021 e 2022.

4.2.1.3 Requisiti di potenza della produzione termoelettrica

Negli scenari PNIEC simulati con ScETuR la copertura della quota di domanda lasciata scoperta dalla produzione prestabilita è affidata al TE di picco, ovvero a quella parte di produzione da fonte termoelettrica eccedente l'energia che si assume essere prodotta dal TE di base, cioè quello che eroga a potenza costante per tutte le ore dell'anno.

Nel caso B30 questa quota di TE-picco è risultata pari a 65,9 TWh, che, aggiunti ai 30 TWh ipotizzati come TE-base, danno un valore annuo di produzione termoelettrica totale di 95,9 TWh.

Ma oltre a quanta energia deve essere prodotta nell'arco di un anno, ha molta importanza la tempistica in cui deve essere erogata, il che determina anche la modalità in cui deve avvenire questa erogazione e di conseguenza la quantità e la tipologia di impianti che devono fornire questa energia.

I 30 TWh di produzione TE di base corrispondono ad una potenza costante di 3,42 GW per 8760 ore. Supponendo che vengano erogati da impianti dedicati a questa fascia e considerando un loro utilizzo medio di circa 6000 ore all'anno, la potenza complessiva di tali impianti non potrebbe essere inferiore a 6 GW. Nella realtà questa potenza va incrementata per tener conto della riserva e delle situazioni geografiche particolari, ad esempio quelle delle isole maggiori.

Per quanto riguarda la potenza degli impianti necessari per il servizio di punta, questa va stabilita a partire dal profilo temporale di erogazione calcolato con ScETuR, che nel caso B30 è mostrato in Figura 11

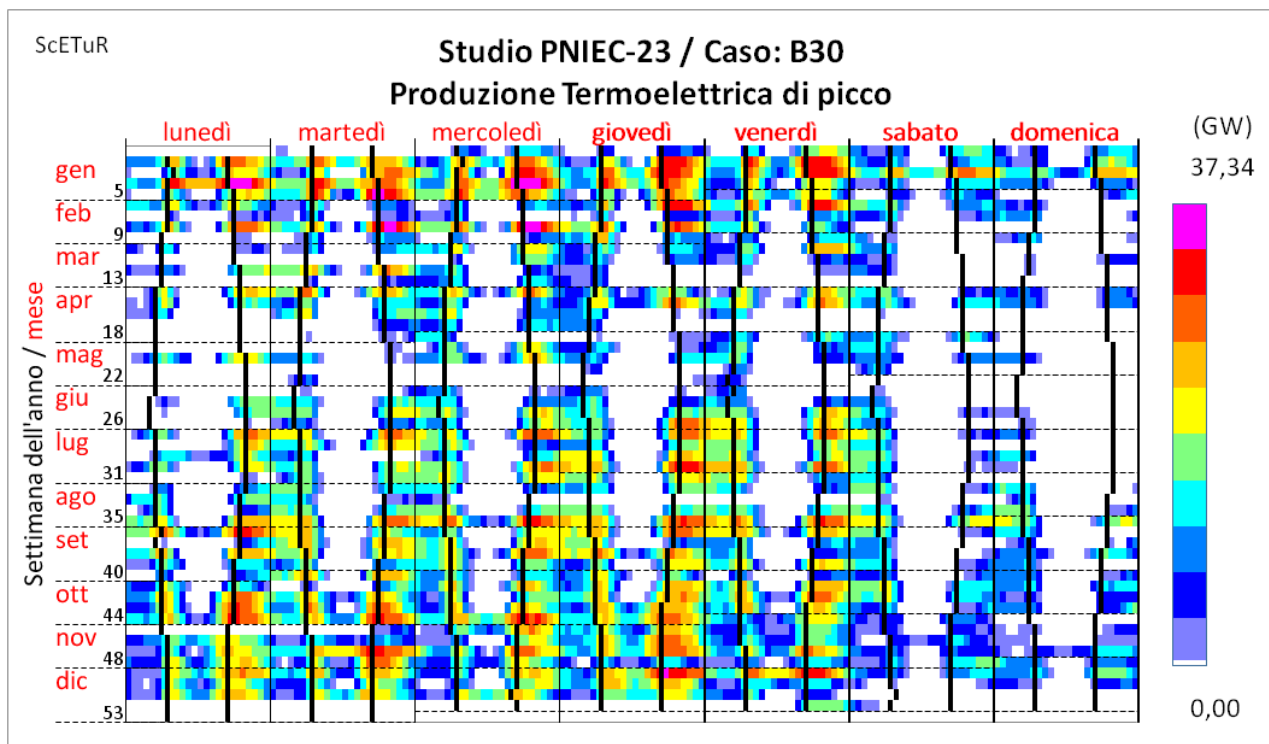


Figura 11 Mappa calendaria della potenza della produzione termoelettrica di picco

La mappa mette in evidenza come i periodi di massima richiesta di potenza termoelettrica si concentrino alla sera dei giorni feriali di quasi tutti i mesi dell'anno, tranne quelli primaverili. Nei mesi freddi, essi sono solitamente accompagnati da un breve picco anche al mattino. Il valore più elevato di potenza di picco è risultato essere di 37,34 GW, che, sommato ai 3,42 GW necessari per la produzione di base, portano il totale a 40,76 GW. Questo rappresenta, secondo il caso B30, il valore teorico minimo della potenza efficiente netta complessiva richiesta al parco TE nel 2030. In realtà questo valore dovrà essere adeguatamente incrementato per tener conto di vari aspetti, tra i quali:

- il fattore di utilizzo degli impianti, che tiene conto dei periodi di indisponibilità per manutenzione o guasto;
- le quote di riserva di potenza necessarie ad assicurare la copertura nelle varie zone del Paese, in particolare di quelle meno integrate nella rete nazionale come le due isole maggiori;

- il fatto che i suddetti valori di potenza sono medie orarie, quindi non tengono conto delle variazioni sulle scale temporali più brevi, che sicuramente comporteranno un incremento del valore istantaneo della potenza di picco richiesta alla rete.

Non siamo in grado di stabilire a che valore complessivo di potenza si debba arrivare per soddisfare tutti i requisiti di rete. Queste valutazioni vengono fatte su base statistica dal gestore della rete nazionale, TERNA.

Per un raffronto con il 2019, occorre tener presente che la potenza TE delle simulazioni ScETuR per lo scenario PNIEC conteggia separatamente l'apporto della biomassa, quindi bisogna far riferimento ai valori del 2019 di produzione TE totale no-Bio (vedere Appendice A1.1.8). Nel 2019 la potenza di picco per questo perimetro della produzione termoelettrica è risultata di 36,7 GW, quindi il valore di quasi 40,8 GW calcolato per il caso B30 supera il corrispondente valore del 2019 di ben 4,1 GW, ovvero del 10% circa. Questo incremento è dovuto a diversi fattori tra cui: l'aumento della domanda prevista al 2030, la riduzione dell'apporto da biomasse e la riduzione dell'import.

4.2.1.4 Frequenza e rapidità di avviamento degli impianti termoelettrici

Oltre al valore della potenza massima richiesta, va considerato con attenzione il tipo di esercizio richiesto all'insieme delle centrali TE, come la frequenza di avviamenti e la rapidità della presa di carico. A questo proposito la Figura 11 mostra come la parte preponderante della potenza termoelettrica impiegata nel caso B30, ovvero quella di picco, presenti un funzionamento molto discontinuo con avviamenti e spegnimenti quotidiani per gran parte dei mesi dell'anno. Durante la parte centrale dei giorni dei mesi più caldi, soprattutto nei giorni festivi si prevedono invece lunghi periodi di inattività, seguiti alla sera da una rapida salita della potenza richiesta dalla rete.

La rapidità di variazione della potenza è data dalla mappa calendararia di Figura 12.

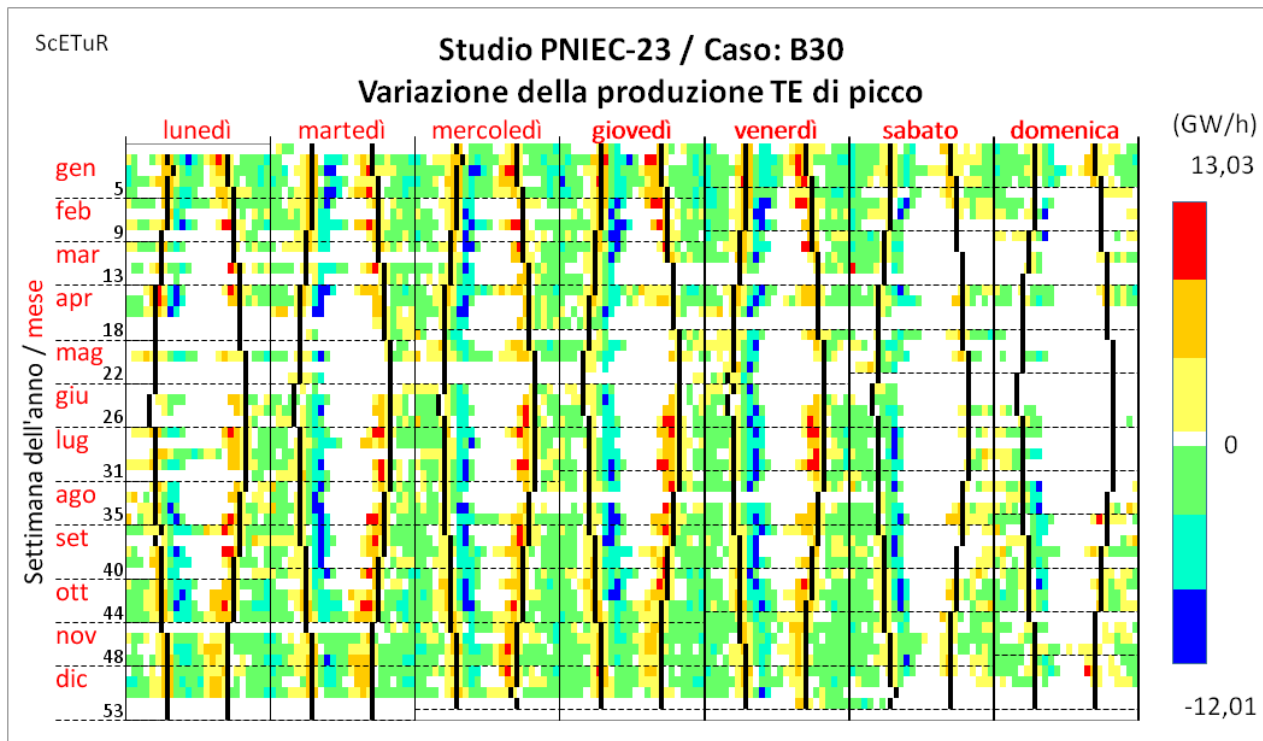


Figura 12 Mappa calendararia del rateo orario di variazione della produzione TE di picco

La mappa mostra come i valori massimi di presa di carico siano tutti concentrati nei giorni feriali e avvengano un paio d'ore prima del tramonto. Riguardo al periodo dell'anno, essi sono più frequenti

nei primi due mesi e da fine giugno a ottobre. Il valore massimo assoluto supera i 13 GW/h, contro un massimo di 7,8 GW/h registrato nell'anno 2019, come mostrato in Appendice A1.1.8.

Le ragioni di questo comportamento sono meglio comprese osservando i profili settimanali di erogazione mostrati in Figura 13, in cui si confrontano, per una settimana di gennaio, i profili di produzione TE (senza Bio) registrati nel 2019 con quelli previsti nel caso B30.

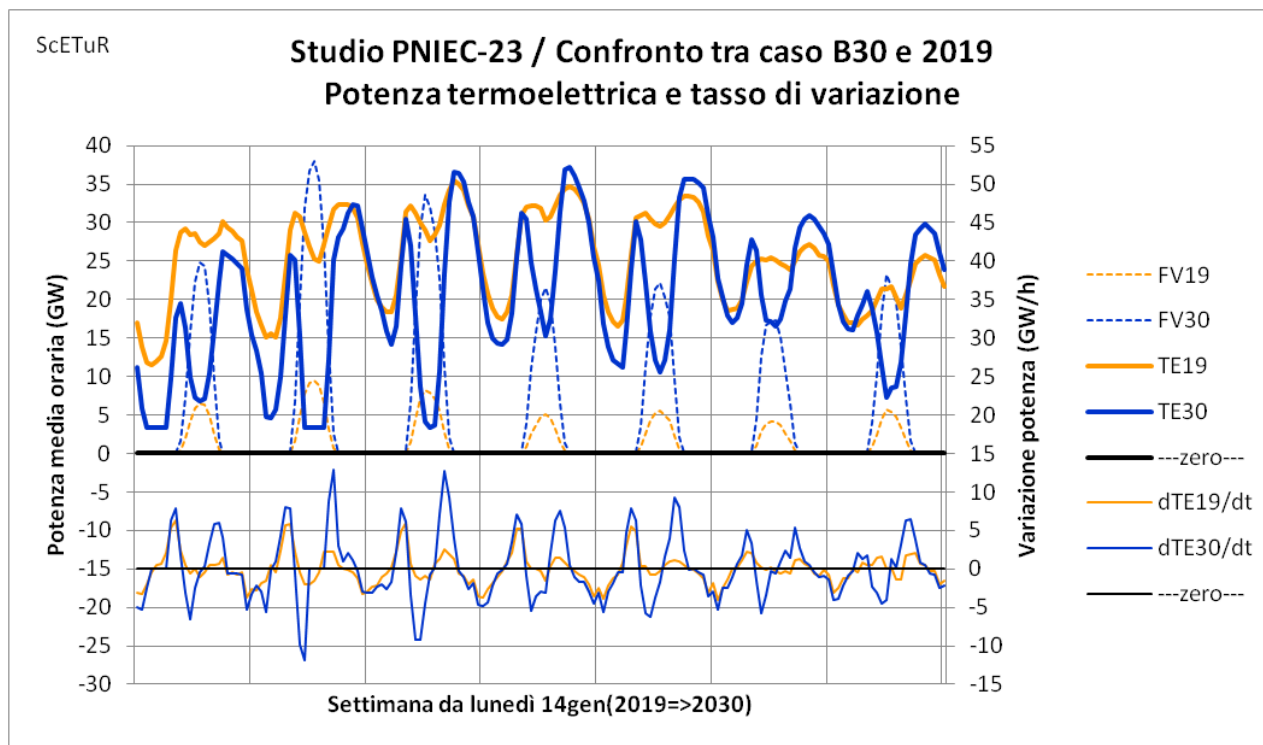


Figura 13 Confronto tra produzione termoelettrica totale (senza Bio) al 2019 (da dati TERNA) e al 2030 secondo i risultati del caso B30 (altre settimane mostrate in Appendice A2.2.1)

La curva della produzione TE al 2030 (linea spessa blu) mostra le grandi variazioni di potenza, che in alcuni momenti cala fino al livello della potenza di base, mostrando un comportamento molto diverso rispetto al corrispondente profilo registrato nel 2019 (linea spessa arancione). Il motivo evidente di questi profondi cali della potenza TE al 2030 è dato dalla necessità di fare spazio alla immissione in rete della produzione FV che, come evidenziano le curve tratteggiate, è previsto aumenti al 2030 di oltre 4 volte rispetto ai livelli del 2019. Ne consegue che tutti gli impianti TE destinati alla produzione di picco sono soggetti a repentine rampe di prese di carico, che in poche ore devono portare la potenza complessiva erogata dal livello base a valori molto prossimi al massimo assoluto di 40,8 GW. Vedasi ad esempio il picco nel pomeriggio di mercoledì. Spesso picchi di decine di GW di escursione durano poche ore, ad esempio nella mattinata di martedì.

Come mostrano le linee continue sottili nella parte bassa del grafico (che fanno riferimento alla scala di destra), l'insieme degli impianti termoelettrici per la produzione di punta subisce, in questo periodo dell'anno, due repentine prese di carico al giorno, una prima dell'alba e l'altra prima del tramonto con ratei di salita che arrivano a valori di circa 13 GW/h.

Va ricordato che attualmente gli unici impianti TE di grande potenza in grado di svolgere questo tipo di servizio sono quelli equipaggiati con turbine a gas. Le classiche centrali termoelettriche con caldaia, qualsiasi sia il combustibile utilizzato, equipaggiate con turbine a vapore, richiedono parecchie ore per essere avviate e portate a regime. Pertanto la penetrazione dell'energia FV nel mix energetico italiano richiederà la progressiva riconversione a turbogas delle residue centrali TE a vapore, a cominciare da quelle alimentate a carbone, come previsto dal PNIEC.

Per completare l'analisi della problematica relativa alla compensazione o bilanciamento della variabilità circadiana della produzione FV, si può aggiungere che quella termoelettrica non è l'unica fonte che sopperisce al calo repentino di potenza FV al tramonto. Come mostrato in Figura 14, nello scenario PNIEC modellato con ScETuR intervengono al tramonto altre due fonti: l'idroelettrica e, soprattutto, l'energia proveniente dal sistema di accumulo giornaliero.

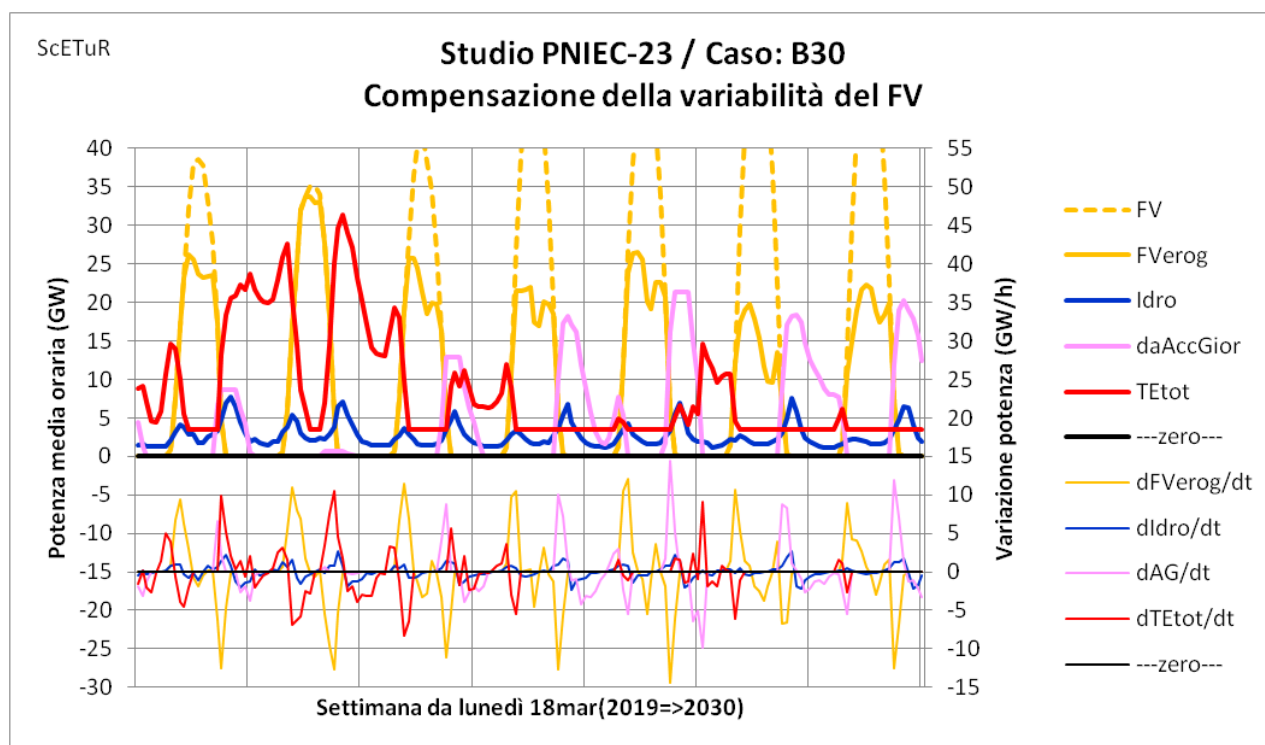


Figura 14 Profili orari della produzione FV e delle altre fonti in grado di compensarne le variazioni, per una settimana di marzo (altre settimane mostrate in Appendice A2.2.2)

I profili della Figura 14, relativa ad una settimana di marzo, mostrano come in alcuni giorni il calo serale della produzione FV è possibile che venga compensato dall'erogazione dell'energia degli accumuli giornalieri, invece che dalla chiamata in servizio delle centrali termoelettriche. Questo è però consentito dalla disponibilità in quel periodo di una elevata produzione eolica, che consente la ricarica completa degli accumuli durante il giorno, facendo sì che essi bastino fino al mattino successivo. Può però a volte capitare, come durante la notte tra venerdì e sabato, che l'esaurimento prima dell'alba degli accumuli giornalieri comporti comunque una richiesta di produzione TE.

Si nota anche come l'erogazione della componente idroelettrica (linea blu), che è stata profilata conformemente ai dati TERNA registrati nel 2019, svolga già il massimo di supporto possibile all'attenuazione dei transitori legati alla componente FV.

Altre considerazioni su questo aspetto sono date in Appendice A2.2.2.

4.2.1.5 Considerazioni riguardanti il parco termoelettrico

Altro importante aspetto riguardante il contributo residuo del termoelettrico alla copertura del fabbisogno al 2030 riguarda il fattore di utilizzo degli impianti che dovranno svolgere questo servizio.

La Figura 15 confronta le curve di durata dell'erogazione termoelettrica registrata nel 2019 con quelle calcolate al 2030 da ScETuR nel caso B30.

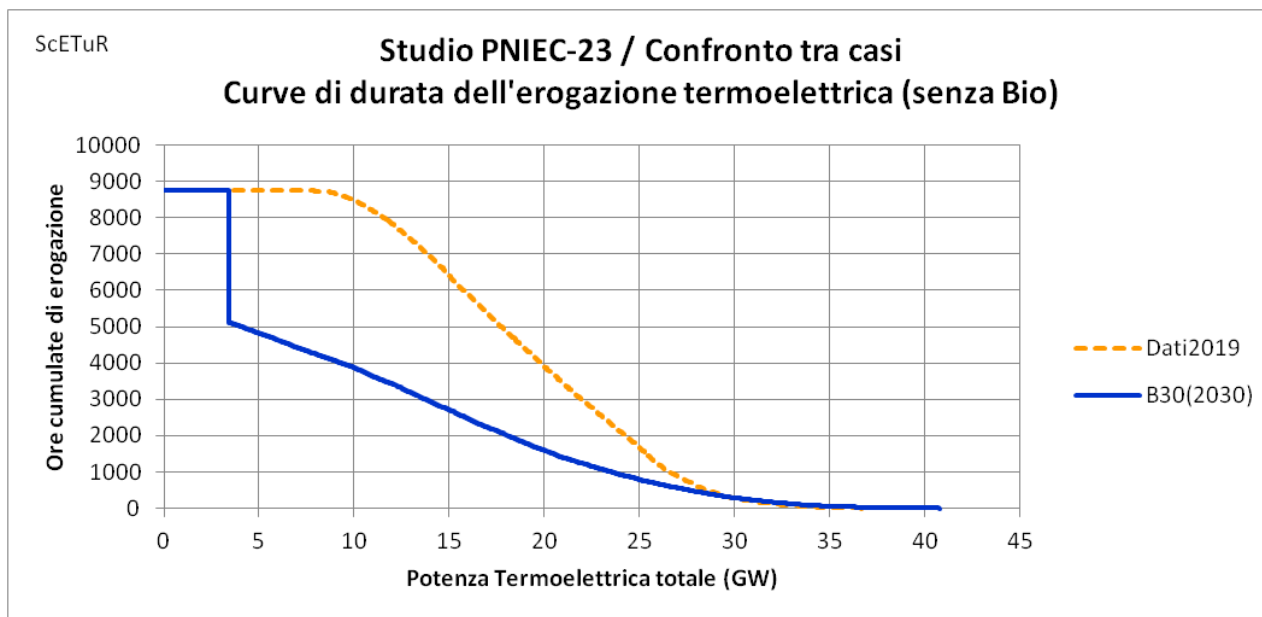


Figura 15 Curve di durata dell'erogazione termoelettrica registrata nel 2019 e simulata per il 2030

La curva gialla tratteggiata, si riferisce alla produzione TE totale, senza la componente biomassa, registrata nel 2019, ricavata nel modo illustrato in Appendice A1.1.8. Essa indica, ad esempio che il complesso del settore TE ha erogato una potenza di almeno 5 GW per tutto l'anno (8760 ore), oppure una potenza di almeno 20 GW per poco meno di 4000 ore. Il risultato del caso B30 (curva blu) mostra invece che l'erogazione per tutto l'anno riguarda solo i 3,42 GW necessari per produrre i 30 TWh del TE-base. Invece il TE-picco viene erogato secondo una curva continua che prevede al massimo 5000 ore di erogazione nel corso dell'anno. Le aree sotto le curve equivalgono all'energia totale erogata nell'anno.

Entrambe le curve arrivano gradualmente a zero, valore raggiunto a 36,7 GW per quella riferita al 2019 e a un valore di 40,7 GW per la simulazione al 2030.

Questi risultati sono in linea con quanto previsto da TERNA e riportato in Figura 16.

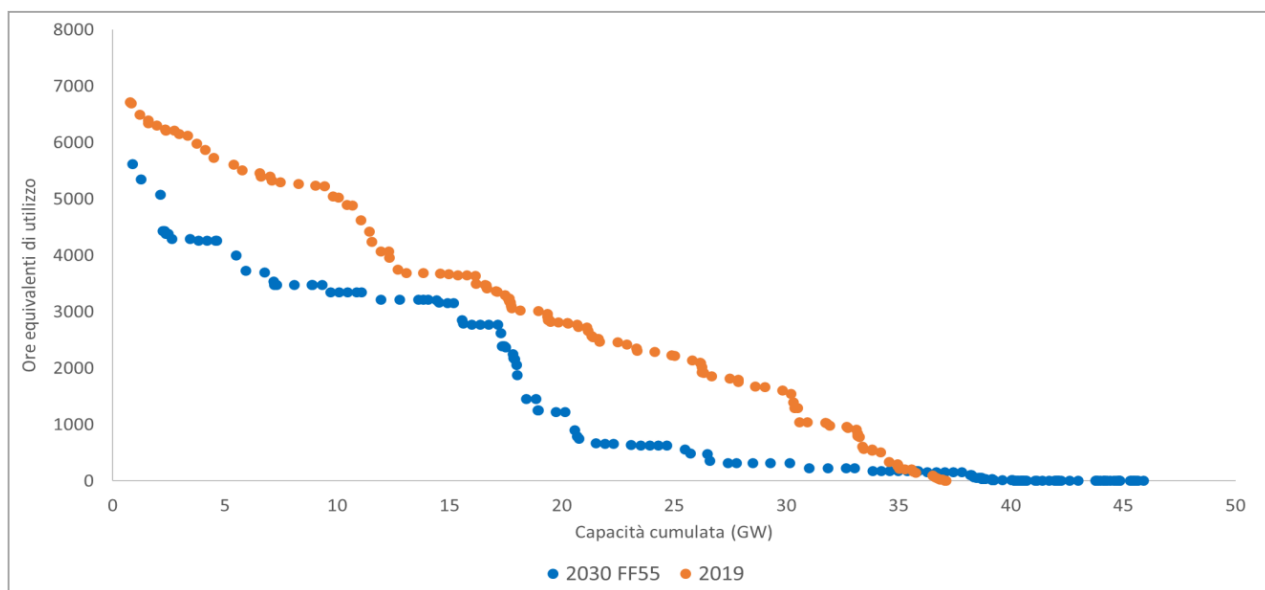


Figura 16 Ore equivalenti di utilizzo per la capacità cumulata termoelettrica – 2019 vs FF55 2030 (tratto dalla Fig. 29 a Pag. 59, del Documento di descrizione degli scenari 2022, di TERNA-SNAM)

Il grafico di TERNA mostra che la capacità di picco prevista al 2030 (47 GW) è maggiore di quella registrata nel 2019 (37 GW), nonostante l'energia prodotta da termoelettrico (area sotto le curve) sia nettamente minore. Sempre nel grafico relativo al 2030, si nota la presenza di una lunga coda, quella che a partire dai 20 GW si spinge fino a 47 GW, in cui il tempo di utilizzo è inferiore alle 1000 ore all'anno. Da 38 GW di capacità in poi le ore di utilizzo previste sono sostanzialmente nulle, fatto che TERNA giustifica con non meglio spiegate "specifiche esigenze di adeguatezza".

Va tenuto presente che le curve di durata presentate nel grafico ScETuR sono analoghe a quelle del grafico TERNA, ma rappresentano grandezze leggermente diverse. Infatti le curve del grafico TERNA rappresentano le ore di utilizzo dei singoli gruppi generatori del parco termoelettrico registrate al 2019 (oppure simulate al 2030), ordinate in ascissa per valori decrescenti del fattore di utilizzo di ciascun gruppo. Si può infatti notare che esse non arrivano mai alle 8760 ore di un anno in quanto nessun gruppo può funzionare per il 100% del tempo. Il grafico arancio relativo al 2019 mostra che in quell'anno i gruppi che hanno funzionato per più tempi non sono arrivati neppure a 7000 ore di funzionamento complessivo.

Viceversa nel grafico ScETuR sono rappresentate le ore di erogazione dell'intero parco termoelettrico in funzione della potenza di erogazione. Si tratta quindi di grandezze relative all'insieme dei gruppi termoelettrici e non ai singoli gruppi, come nel caso del grafico TERNA.

A parte questa differenza si nota come anche per la curva di erogazione del caso B30, così come per la curva di utilizzazione simulata da TERNA per il 2030, a una lunga coda, quella a potenza superiore ai 23 GW, per cui sono previste meno di 1000 ore di erogazione lungo l'intero anno. Questo fatto pone degli ulteriori vincoli alla tipologia di centrali idonee a svolgere questo servizio oltre a quelli visti nel precedente paragrafo.

Si è già detto, infatti, che il tipo di operatività richiesto alla parte modulabile del parco TE, in pratica più del 90% della potenza complessiva, richiede impianti idonei a frequenti e rapidi avviamenti. Al momento questo tipo di servizio può essere svolto solo da turbine a gas, le quali possono far parte di due diversi tipi di impianti TE: quelli a ciclo aperto (OCGT: Open Cycle Gas Turbine), in cui i fumi di scarico vengono rilasciati in atmosfera ancora caldi, oppure quelli a ciclo combinato (CCGT: Combined Cycle Gas Turbine), dove il calore residuo dei fumi viene utilizzato per produrre vapore da inviare ad una turbina a vapore, avente una potenza pari a circa la metà dei turbogas a monte. In tal modo il rendimento di impianto di questo ultimo tipo di centrali aumenta considerevolmente rispetto a quello dei cicli aperti passando dal 40% al 60% circa. Tuttavia il maggior costo, dovuto alla loro maggior complessità, richiede che questi impianti combinati siano utilizzati almeno per alcune migliaia di ore all'anno.

Dai grafici dei fattori di utilizzo previsti al 2030 sia da TERNA sia dalle simulazioni ScETuR, risulta che all'incirca la metà della potenza del parco TE dovrà provenire da centrali che non potranno funzionare per più di 1000 ore all'anno. Pertanto è ragionevole pensare che queste centrali saranno turbogas a ciclo aperto, ovvero OCGT⁷, come peraltro già ipotizzato a Pag. 260 del PNIEC per quanto riguarda le esigenze di bilanciamento della rete a seguito della programmata chiusura delle centrali a carbone.

⁷ Benchè rappresentino la metà della potenza TE installata, l'energia prodotta dalle centrali OCGT sarebbe una frazione limitata (dell'ordine di un decimo) di quella TE totale necessaria a bilanciare la domanda, pertanto il loro impatto sull'emissione di CO₂ sarebbe comunque contenuto.

4.2.1.6 Profili di esercizio del sistema di accumulo giornaliero

Oltre a quello riguardante la produzione termoelettrica, l'altro più importante ambito di cui la simulazione ScETuR calcola i presunti profili operativi riguarda il sistema di accumulo giornaliero. Si ricorda che nel modello adottato questo è un sistema unico che ingloba idealmente tutte le capacità di accumulo di EE, in qualsiasi forma energetica (idraulica, elettrochimica, ecc.) ciò avvenga, destinate ad assorbire l'energia in surplus prodotta dalla quota parte di FER non dispacciabili, per poi restituirla alla rete nei momenti in cui si ha un deficit di produzione rispetto alla domanda.

Il flusso energetico assorbito e restituito dal sistema AG è rappresentato in Figura 17.

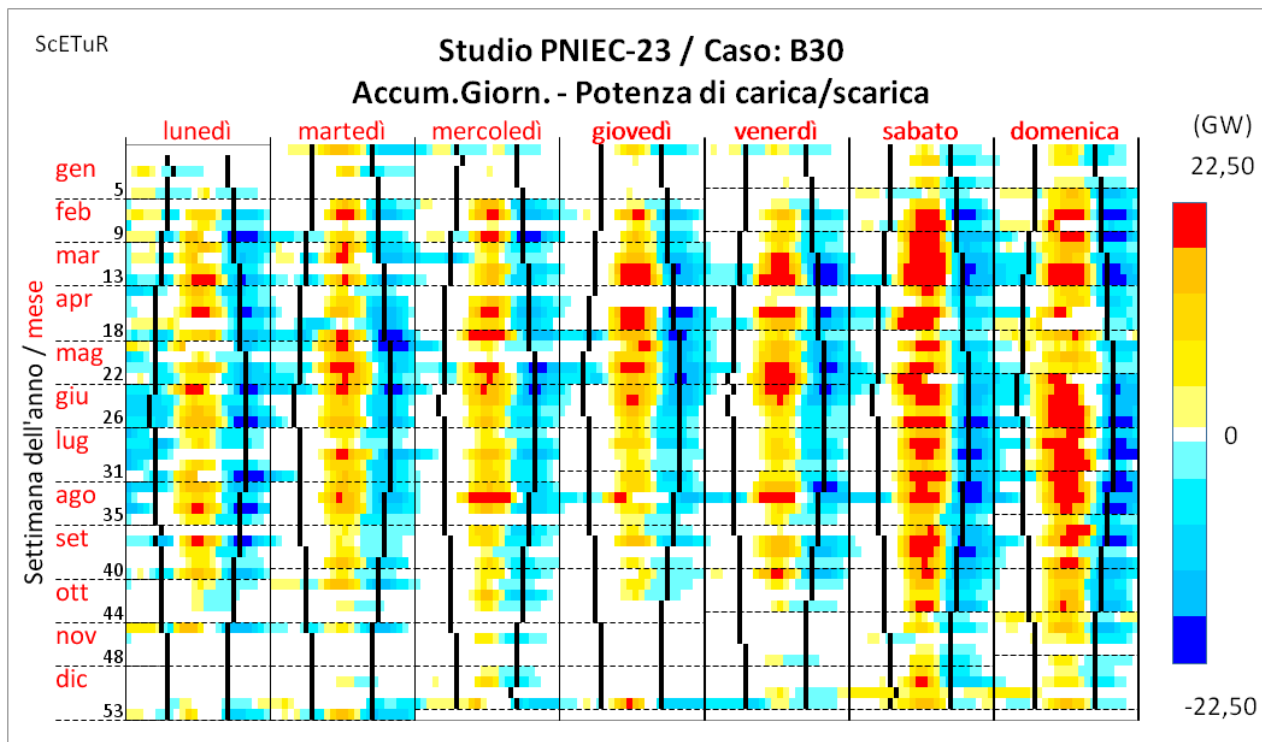


Figura 17 Mappa calendaria della potenza elettrica assorbita ed erogata dal sistema di accumulo giornaliero

Ovviamente il sistema AG assorbe energia nelle ore centrali del giorno e per lo più nei mesi centrali dell'anno, ma la mappa mostra anche che la massima capacità di assorbimento prevista nel modello (22,5 GW)⁸ è utilizzata soprattutto nei due giorni del fine settimana, quando la domanda della rete è più bassa. Per la rimanenza dei giorni feriali, solo raramente si raggiunge un surplus di produzione FER in grado di saturare la prevista capacità di assorbimento del sistema AG.

La mappa mostra anche come la scarica, ovvero l'erogazione dell'energia accumulata verso la rete, avvenga di regola alla sera a partire da un paio d'ore prima del tramonto e raggiunga i valori massimi al tramonto. Anche in questo caso i valori massimi di erogazione sono più frequenti nelle sere dei giorni festivi estivi, in cui i dispositivi di accumulo hanno potuto caricarsi completamente.

⁸ Va tenuto presente che questo valore si riferisce alla quota parte della potenza assorbita che viene poi restituita in rete, quindi è quello al netto delle perdite di accumulo. Nel modello si suppone che la potenza realmente assorbita includa anche le perdite del 15% ipotizzate per il ciclo di carica/scarica, pertanto il valore di 22,5 GW in fase di carica corrisponde ad un assorbimento effettivo di 26,5 GW

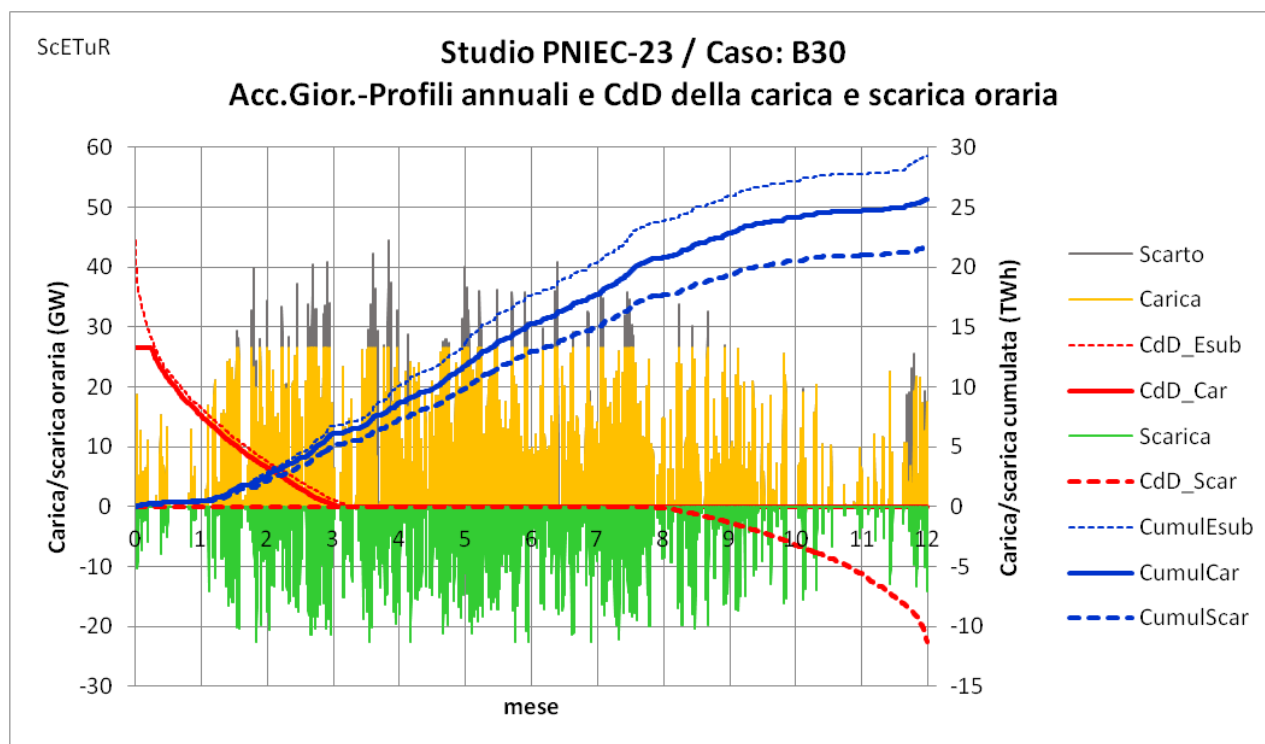


Figura 18 Profili orari, curve di durata e valore cumulato delle fasi di carica e scarica del sistema di accumulo giornaliero calcolati nel caso B30

Il diagramma cartesiano di Figura 18 fornisce un'altra rappresentazione dei periodi di carica e scarica del sistema AG, che consente anche di mettere in evidenza le curve di durata delle due fasi e dei rispettivi valori cumulati nell'anno.

Il grafico sopra l'ascissa rappresenta la fase di carica. La linea gialla è la potenza assorbita che arriva al massimo a 26,5 GW (= 22,5 GW / 0,85 per tener conto della resa di ciclo). I tratti grigi al di sopra di quelli gialli rappresentano la parte che non può essere assorbita, ovvero lo scarto della capacità di produzione FER. Nel complesso la parte gialla più quella grigia equivalgono al surplus di capacità produttiva preventivata rispetto alla domanda, ovvero all'esubero.

Le curve rosse nella parte positiva del grafico mostrano le rispettive curve di durata. Quella più spessa si riferisce alle fasi di carica e mostra come la potenza massima di carica viene utilizzata per una piccola frazione dell'anno, ovvero circa una settimana, quindi un cinquantesimo del tempo, nonostante la parte gialla dei picchi di esubero si estenda fino al massimo per una buona parte dell'anno. La linea rossa sottile tratteggiata, che rappresenta la CdD dell'esubero (carica + scarto), parte da un massimo di 44,4 GW e scende rapidamente fino al livello di 26,5 GW assorbibile dalla carica del sistema AG. L'area compresa tra le due curve di durata in questa prima parte rappresenta la capacità produttiva che non può essere assorbita dal sistema AG a causa della limitazione della potenza di carica. Si nota tuttavia che la curva di durata dell'esubero resta, sia pur di poco, al di sopra di quella della carica per tutta la sua porzione positiva. Questo differenza è causata da quelle condizioni in cui il mancato assorbimento dell'esubero dipende non da una limitazione della potenza di carica, ma dalla saturazione degli accumuli, quindi da una carenza di energia accumulabile, come messo in evidenza anche dai tratti della curva di esubero che restano grigi anche al di sotto della potenza limite di carica.

Nella parte negativa del grafico, la curva verde mostra il profilo orario della scarica. La relativa curva di durata raggiunge il valore limite di 22,5 GW solo per una decina di ore ed è diversa da zero per un periodo equivalente di poco più di 4 mesi, rispetto ai 3 mesi circa della curva di durata

della carica. Quindi, per il caso B30, le fasi di scarica sono mediamente più lunghe del 50% rispetto a quelle di carica.

Infine le 3 curve blu, tutte riportate sulla parte positiva del grafico e i cui valori sono indicati nella scala di destra, mostrano i valori cumulati delle curve dell'esubero, della carica e della scarica. La prima curva raggiunge i 29,3 TWh, di cui 25,7 TWh vengono assorbiti dal sistema AG, che restituisce alla rete 21,8 TWh. Riferito alla massima potenza di scarica di 22,5 GW, il fattore di utilizzo del sistema AG risulta pertanto di 970 ore all'anno.

Quindi, per il caso B30 in esame, la percentuale di produzione in esubero che può essere assorbita dall'accumulo risulta essere dell'88%, limitando così lo scarto al 12 % dell'esubero. Va però ricordato che questa elevata percentuale dipende fortemente dall'ipotesi semplificativa del modello a piastra di rame, ovvero di unico nodo di scambio tra tutti i sistemi che apportano energia alla rete o la prelevano. Tenendo conto della reale dispersione sul territorio dei sistemi di accumulo e delle sorgenti di energia e dei vincoli imposti allo scambio di energia dai limiti delle linee di trasporto, la quantità di energia in esubero che andrebbe scartata risulterebbe molto maggiore, come verrà mostrato nei paragrafi che tratteranno delle effetti delle linee di trasporto sui risultati del caso B30.

Per quanto riguarda il livello di carica del sistema AG, esso è mostrato in Figura 19.

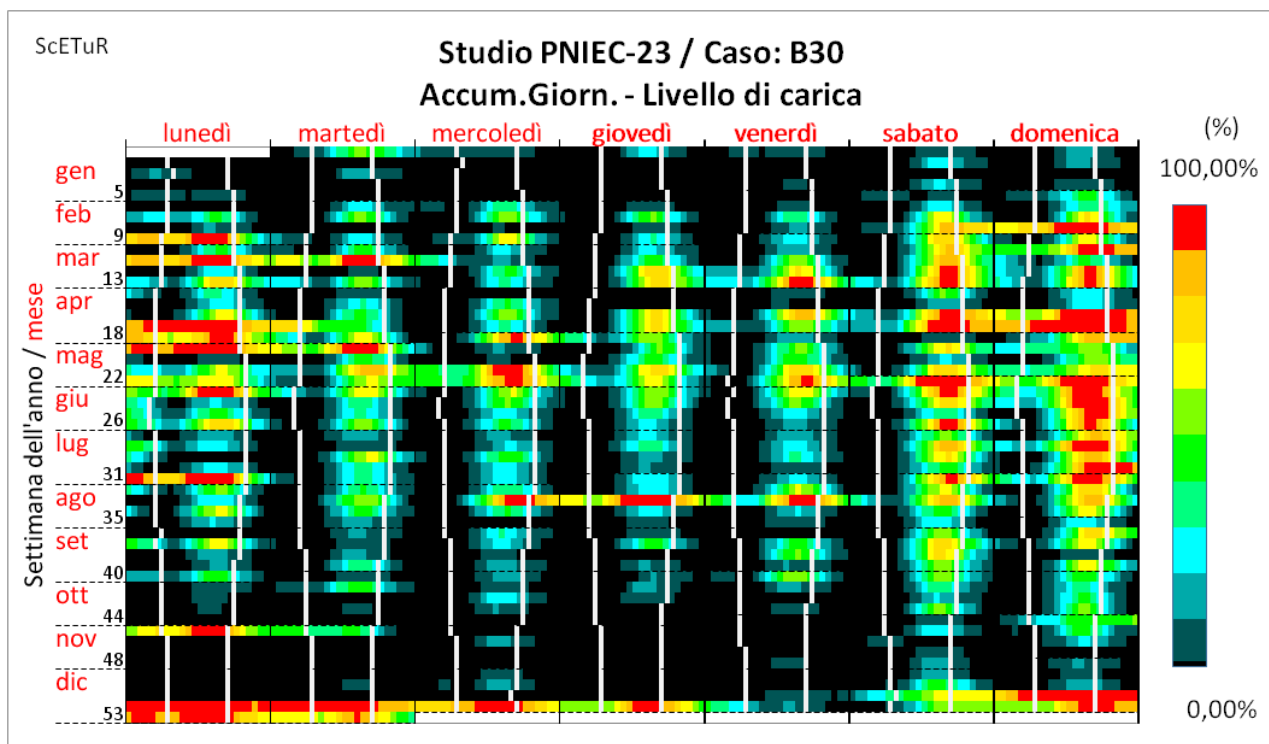


Figura 19 Mappa calendaria livello di carica del sistema di accumulo giornaliero

Come appare ovvio, la mappa mostra che il sistema AG raggiunge i livelli maggiori di carica nei tardi pomeriggi dei mesi centrali dell'anno. I livelli maggiori di carica, oltre il 90% della capacità, si raggiungono per lo più la domenica e in misura minore il sabato e il lunedì. Nei primi 5 giorni della settimana il completo riempimento degli accumuli si raggiunge solo nei periodi festivi: intorno a Pasqua, Ferragosto e nel periodo natalizio, in questo ultimo caso grazie alla elevata produzione eolica registrata nell'anno di riferimento 2019.

La mappa mette però anche in risalto il sussistere di lunghi periodi in cui per intere settimane lavorative gli accumuli restano costantemente scarichi. Durante queste settimane, concentrate tra ottobre e febbraio, l'assenza di qualsiasi supporto da parte del sistema AG, lascia al TE di picco l'intero onere del bilanciamento del sistema elettrico sia in energia, che in potenza. Questo fatto

costituisce il principale motivo per cui non si prevede alcun calo della potenza TE installata al 2030, nonostante il drastico calo dell'energia prodotta da questa fonte.

Il diagramma cartesiano di Figura 20 mostra l'andamento del livello di carica e dell'energia che viene accumulata ogni giorno.

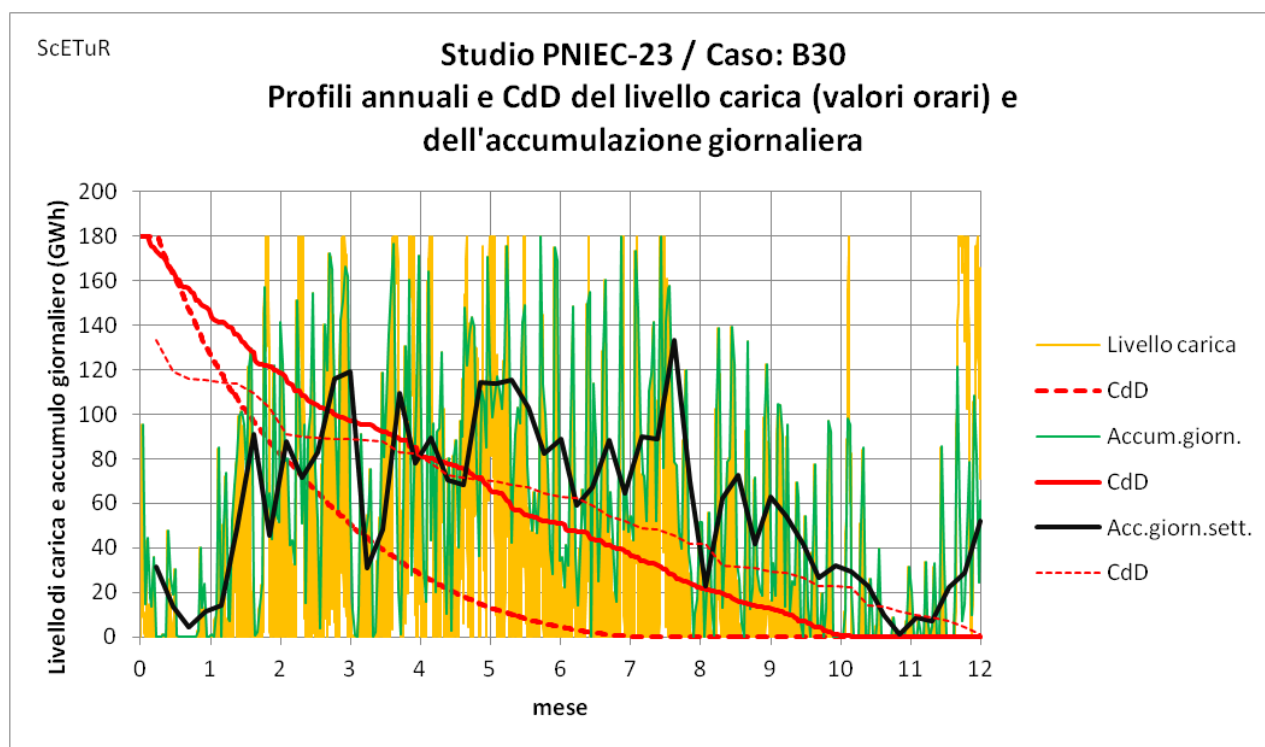


Figura 20 Profili annuali dei valori orari del livello di carica del sistema di accumulo giornaliero e dell'energia accumulata giornalmente e delle relative curve di durata

Le linee gialle mostrano il livello orario di carica del sistema AG. Esso varia tra zero e la massima capacità di 180 GWh assunta nel modello ScETuR del PNIEC. Questo significa che si è assunto che i 180 GWh siano di capacità effettiva di accumulo. Dato che circa la metà della capacità prevista nel 2030 è relativa a batterie di accumulatori, per i quali è opportuno che la carica non scenda al di sotto del 20% della capacità nominale, la capacità nominale del sistema di AG deve essere adeguatamente maggiore dei 180 GW ipotizzati nel calcolo.

La curva di durata del livello di carica (linea rossa spessa tratteggiata) mostra che gli accumuli risultano pieni per una settimana all'anno e vuoti per 5 mesi.

Le linee verdi indicano la quantità di energia accumulata complessivamente nelle 24 ore di ciascuna giornata. Dato che i valori maggiori si hanno in estate a causa del surplus di energia FV, e dunque il periodo di carica è limitato alle ore diurne, il massimo di accumulo giornaliero non supera mai la capacità totale del sistema. La relativa curva di durata (linea rossa continua) rivela che per due mesi all'anno, ovvero per circa 60 giorni, il sistema non è in grado di accumulare alcuna quantità di energia.

La periodicità dei picchi della linea verde deriva dal fatto, già messo in evidenza, che i giorni con maggior disponibilità di energia in eccesso sono quelli dei fine settimana. Per ricavare un andamento annuale che non presenti questo effetto è stata infine calcolata la media settimanale delle quantità accumulate giornalmente (linea nera) e la relativa curva di durata (linea sottile rossa tratteggiata).

4.2.2 Stima dell'effetto delle limitazioni imposte dalle linee di trasporto

4.2.2.1 Metodo di analisi

Una delle ipotesi che maggiormente influiscono sui risultati della simulazione ScETuR è quella di aver adottato un modello a "piastra di rame", ovvero di aver supposto che tutti i componenti connessi alla rete nazionale di trasporto possano scambiare energia a qualsiasi livello di potenza senza tener conto delle limitazioni legate alla capacità di trasporto delle linee elettriche ad alta tensione (AT), come se fossero tutti collegati ad un'unica piastra di rame (multipolare).

È chiaro che si tratta di un'ipotesi molto favorevole, in quanto consente di ottimizzare la ripartizione dell'energia immessa in rete con quella assorbita dalla rete a prescindere dalla loro distribuzione effettiva sul territorio.

Per le simulazioni con ScETuR si tratta di una scelta obbligata dal fatto che, nel suo attuale stato di sviluppo, il codice non è in grado di simulare un sistema multizonale composto da più zone interconnesse da linee di trasporto a cui applicare specifiche limitazioni di portata. Tuttavia si può ricavare un'idea dell'impatto che la segmentazione della rete potrebbe avere sui risultati della simulazione mettendo in atto l'espedito descritto in questo paragrafo.

Va innanzi tutto considerato che la rete elettrica italiana è attualmente suddivisa in sette zone di mercato corrispondenti ad altrettante aree geografiche. Questa ripartizione territoriale è mostrata in Figura 21.

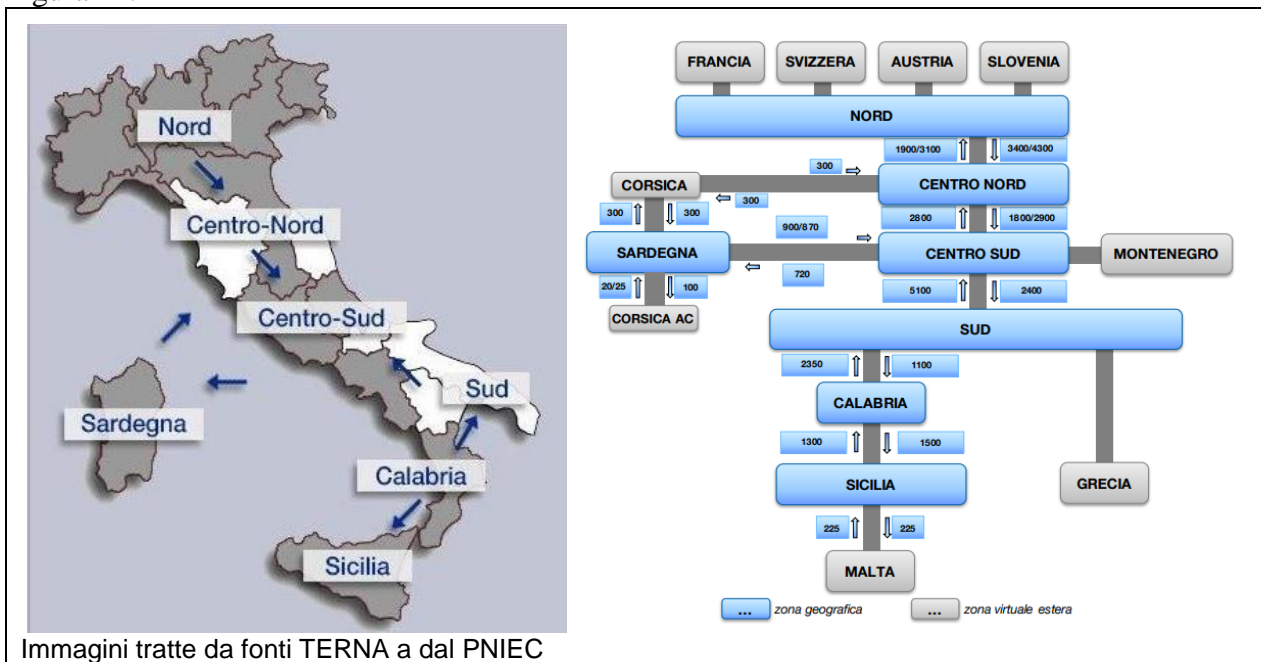


Figura 21 *Suddivisione della rete elettrica in zone di mercato e interconnessioni con l'estero*

La zona Nord, che comprende tutte le regioni dell'Italia settentrionale e una popolazione che è circa il 45% di quella totale, è di gran lunga la più consistente, contribuendo a più della metà della produzione e dei consumi nazionali.

Per stimare grossolanamente l'effetto del trasporto, si può considerare la rete nazionale suddivisa in due sole macrozone, una coincidente con la zona Nord e una nuova macrozona Peninsulare, che raccoglie le altre sei zone. Ciascuna di queste due macrozone viene considerata a sua volta una piastra di rame. Le due macrozone si considerano collegate tra loro da una ipotetica linea elettrica AT. Si ripartiscono poi opportunamente produzione e consumi di EE tra le due macrozone. Lo sbilanciamento tra produzione e consumo in ciascuna delle due macrozone, rappresenta il flusso che dovrà passare per la linea di interconnessione per mantenere il bilancio a livello nazionale.

4.2.2.2 Flusso di energia tra Centro-Nord e Nord nel 2019

Ma vediamo innanzitutto come si ripartivano al 2019 produzioni e consumi, o meglio apporti e prelievi, per le due macrozone, mettendo in evidenza, oltre ai valori globali per l'intero territorio nazionale, solo i valori in assoluto e in percentuale della macrozona Nord, dato che quelli della macrozona Peninsulare sono la parte complementare ai valori nazionali. I dati sono tratti dall'Annuario Statistico 2019 di TERNA⁹.

Tabella 4 Bilancio energetico dell'Italia e della zona Nord per il 2019

Valori lordi (GWh)	ITALIA	Nord	→%	Rif. Ann. statistico TERNA 2019
Idroelettrica (senza pomp.)	46.318,5	38.277,8	83%	Cap.5, Tab. 35, Pag. 115
Eolica	20.202,0	253,5	1%	"
Fotovoltaica	23.688,9	9.613,0	41%	"
Geotermica	6.074,9	0,0	0%	"
Bioenergie	19.562,6	12.672,4	65%	"
--> Produzione FER	115.846,9	60.816,7	52%	
Termoelettrica	198.835,4	100.506,5	51%	Cap.5, Tab. 30, Pag. 100
--> Produzione interna	314.682,3	161.323,2	51%	
Importazioni	43.974,9	43.859,9	100%	Cap.1, Tab. 6, Pag. 22
--> Totale apporti	358.657,2	205.183,1	57%	
Esportazioni	5.833,7	2.176,0	37%	Cap.1, Tab. 6, Pag. 22
--> Totale prelievi	352.823,5	203.007,1	58%	
Consumi	301.803,8	173.404,1	57%	Cap.6, Tab. 39, Pag. 134

Questa tabella si presta a diverse considerazioni. La più importante è che per ciascuna delle due macrozone gli apporti e i prelievi alla rete nel corso del 2019 si equivalgono. Per la macrozona Nord sia gli apporti che i prelievi dalla rete ammontano al 57-58% del valore nazionale, mentre per la macrozona Peninsulare sono pari al 42-43%. Questo bilanciamento intrazonale si è verificato nonostante una suddivisione marcatamente poco uniforme della distribuzione delle singole fonti energetiche tra le due macrozone, soprattutto per quanto riguarda le FER. Infatti oltre l'80% dell'energia idroelettrica è prodotta al nord, mentre quasi il 100% di quella eolica viene prodotta lungo la penisola e nelle isole maggiori. Le fonti FV e bio sono meno sbilanciate e vedono la prevalenza della zona Peninsulare per la prima e della zona Nord per la seconda.

Nel complesso la produzione FER al Nord è al 52%, quindi sotto la quota di consumo. L'apporto della componente termoelettrica, che attualmente è di gran lunga quella prevalente nel mix produttivo, essendo anch'essa equamente suddivisa tra Nord e resto d'Italia, non altera questa carenza strutturale della zona settentrionale. Il bilanciamento zonale tra produzione e consumi si raggiunge grazie alle importazioni che sono praticamente concentrate tutte al Nord, nonostante che nel 2019 fossero già attive delle interconnessioni via cavo sottomarino con Montenegro, Grecia e Malta. Da questi cavi, che approdano tutti nella macrozona peninsulare, non arriva quasi nulla in

⁹ I diversi capitoli dell'Annuario Statistico 2019 di TERNA sono scaricabili dal sito citato nel riferimento [6], cercando le pubblicazioni del 2019

Italia, viceversa si ha un consistente flusso in uscita, che nel 2019 è risultato pari al 63% delle esportazioni.

Il gioco delle fluttuazioni giornaliere, settimanali e stagionali della produzione dalle varie fonti diversamente distribuite sul territorio nazionale determina un flusso interzonale tra le due macrozone considerate. Questo flusso dovrebbe transitare sulle linee di trasporto ad alta tensione di TERNA che attraversano i confini settentrionali di Toscana e Marche, approdando in Liguria ed Emilia-Romagna. Attualmente la capacità e la disposizione di queste linee è mostrata nella Figura 22.

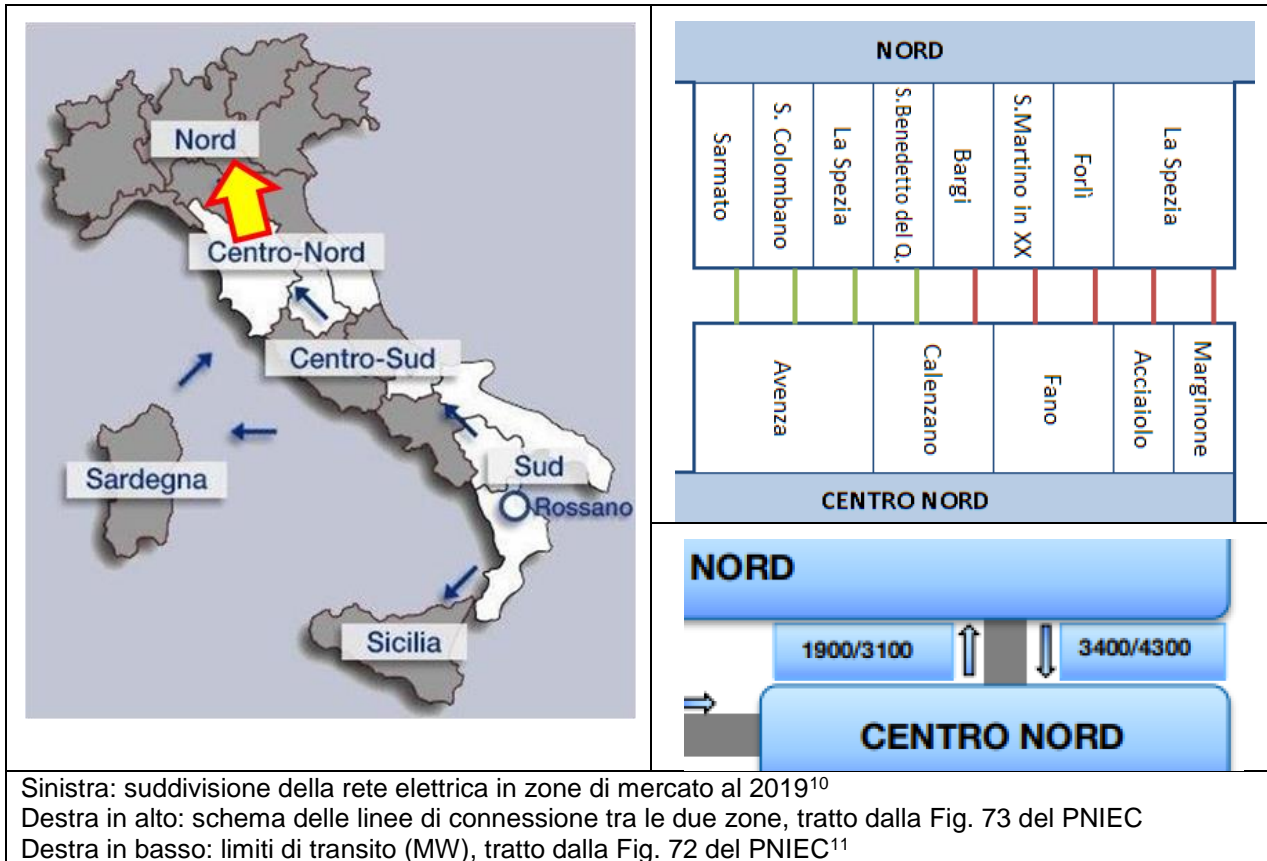


Figura 22 Interconnessioni tra zone di mercato Centro-Nord e Nord

Dalla Figura 22 si evince che le nove linee interzonali tra Centro-Nord e Nord hanno un limite di transito (prendendo il valore più alto tra i 2 indicati) di 3,1 GW in direzione nord e di 4,3 GW in direzione sud.

¹⁰ Occorre tener conto del fatto che al 2019 era in vigore una ripartizione in zone di mercato leggermente diversa da quella attuale, per cui le zone in totale erano 6 e l'Umbria faceva parte della zona Centro-Nord. Dall'anno successivo le zone sono diventate 7 con il distacco della Calabria dalla zona Sud, mentre l'Umbria è stata inserita nella zona Centro-Sud.

¹¹ Il documento TERNA, Limiti di transito al 2023. specifica che i valori sono in MW e che i due valori separati da una barra si riferiscono ai limiti con o senza dispositivo di telescatto e le relative risorse disponibili.

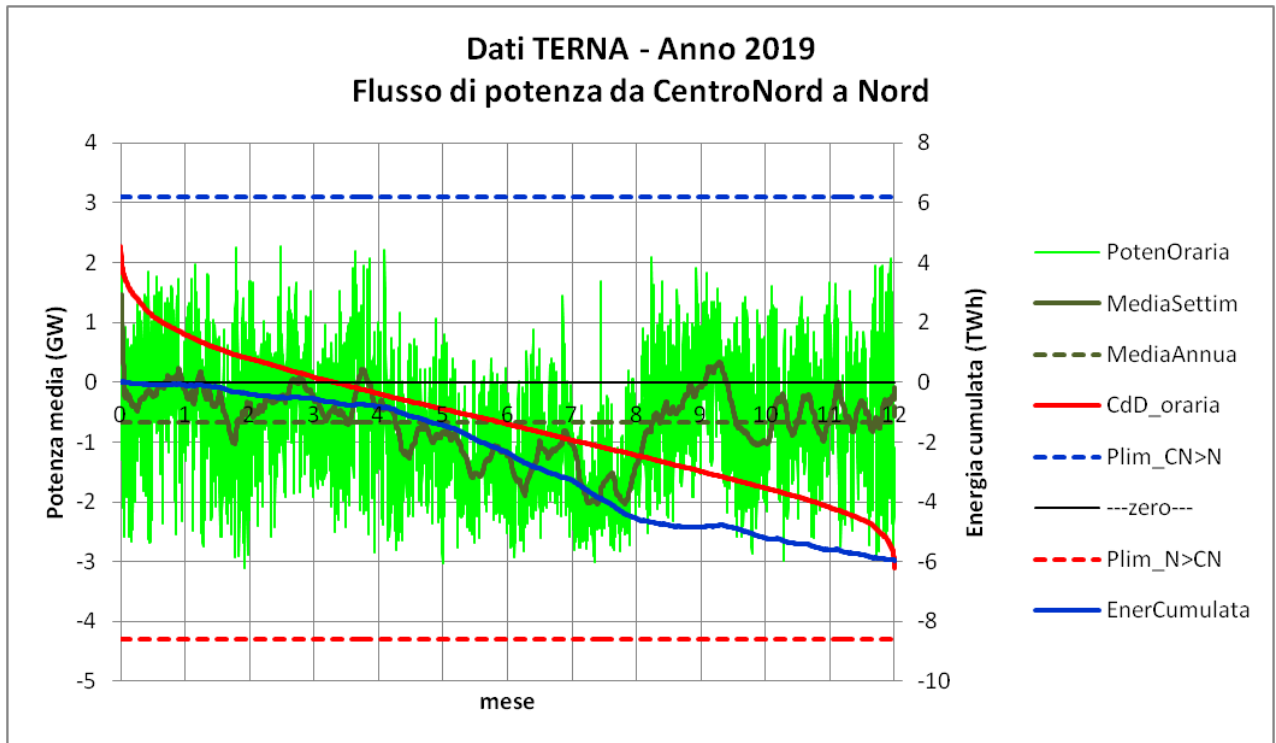


Figura 23 Flusso di energia tra zona Centro-Nord e Nord rilevato nel corso del 2019

I valori orari del traffico interzonale tra le zone Centro-Nord e Nord effettivamente registrati nel 2019 sono scaricabili dal portale Terna relativo alla trasparenza, come illustrato in Appendice A1.3. Questi valori sono rappresentati nel grafico di Figura 23, in cui sono riportati anche gli attuali limiti di capacità di trasporto tra le due zone, che mostrano come i valori delle medie orarie di transito (linea verde chiaro) restino ben all'interno della banda di capacità delle connessioni AT.

Sull'area verde chiaro determinata dalla densità delle oscillazioni orarie, sono sovrapposte le curve verde scuro della media settimanale e quella tratteggiata della media annuale, che ha un valore negativo di 0,68 GW, cioè con preponderanza di flusso da Nord verso Centro-Nord. Sono pure riportate la curva di durata (linea rossa continua) e del valore cumulato di energia trasmessa a partire dall'inizio anno (linea blu continua). Da quest'ultima si evince che nel corso dell'anno è avvenuto un trasferimento netto dalla Nord verso la zona Centro-Nord di quasi 6 TWh.

Per avere un'idea di come varia il flusso di energia nel corso delle ore del giorno e dei giorni della settimana è utile rappresentare gli 8760 valori orari dell'intero anno in una mappa calendararia come quella di Figura 23..

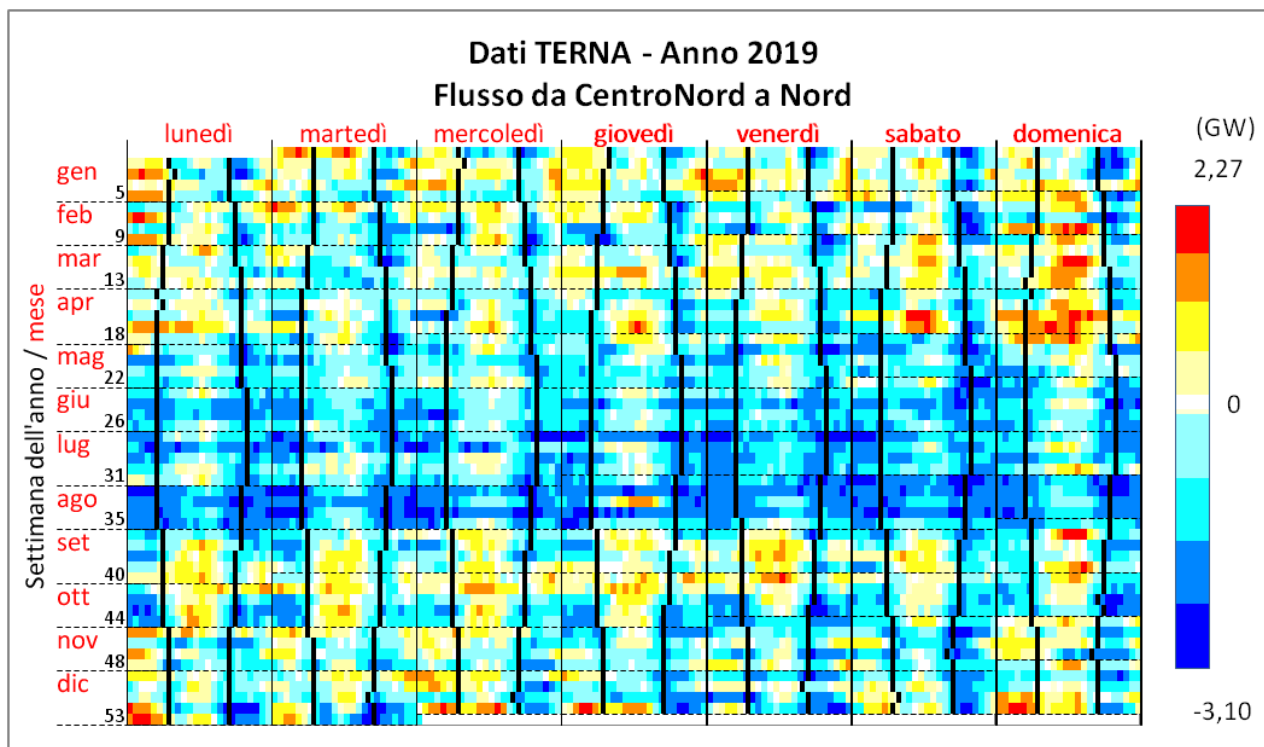


Figura 24 Mappa calendaria del flusso di energia tra zona Centro-Nord e Nord rilevato nel corso del 2019

I valori estremi delle medie orarie del transito di elettricità sono stati di 2,27 GW da Centro-Nord a Nord e di 3,10 GW da Nord a Centro-Nord, rispettivamente pari al 73% e al 72% delle potenze limite di connessione. Si noti inoltre che il flusso verso il Nord avviene soprattutto nelle ore centrali della giornata, e maggiormente nei giorni festivi. Il flusso da Nord a Centro-Nord avviene in prevalenza di notte e con particolare intensità nel mese di agosto.

4.2.2.3 Interscambio tra Centro-Nord e Nord necessario al 2030 per il caso B30

La valutazione della capacità di trasporto necessaria nel 2030 tra le zone Centro-Nord e Nord, parte dai dati di ingresso e dai risultati del caso di riferimento B30. A partire dai profili orari risultanti da questo caso e riferiti al livello nazionale, si costruiscono i profili orari di produzione e di consumo delle due macrozone, utilizzando le sole funzioni di post-elaborazione del sistema di rappresentazione grafica dei risultati inserito in ScETuR. La ripartizione avviene secondo le percentuali indicate in Tabella 5.

Questa metodologia comporta le seguenti ipotesi:

- che i profili orari di produzione di ciascuna specifica fonte siano gli stessi nelle due macrozone;
- che la percentuale dei consumi al Nord nel 2030 resti immutata rispetto a quella del 2019. Per quanto riguarda invece i profili orari dei consumi zonal, i dati TERNA consentono di ricostruire, come spiegato in seguito, lo specifico profilo del consumo di ciascuna zona di mercato, quindi anche della zona Nord, da cui, per differenza, si ricava il profilo specifico dei consumi per la macrozona Penisola;
- che i profili orari di produzione e consumo del 2019 si mantengano invariati fino al 2030;
- che la ripartizione geografica delle voci che contribuiscono al bilancio energetico rimanga la stessa nel corso dell'attuazione del PNIEC, tranne per ciò che riguarda il peso della produzione eolica e FV che viene desunto da quello previsto nel 2030 nella Fig. 12 del PdS-23 di TERNA.

Applicando quindi le percentuali di peso della zona Nord ai valori di produzione annuali delle varie FER previsti dal PNIEC al 2030, si ottiene la Tabella 5.

Tabella 5 Fonti EE dell'Italia e della zona Nord per il 2030

	ITALIA	% Nord	Nord	Note
Produzione annua e import	TWh	%	→TWh	
Idroelettrica (senza pompaggi)	46,9	83%	38,9	(1)
Eolica	64,1	3%	1,9	(2)
Fotovoltaica	99,1	30%	29,7	(2)
Geotermica	8,0	0%	0,0	(1)
Bioenergie	9,6	65%	6,2	(1)
--> Produzione FER	227,7	34%	76,8	
Termoelettrica, di cui:	95,9	51%	48,9	(1)(5)
- di base	30,0	51%	15,3	(1)(6)
- di picco	65,9	51%	33,6	(1)(5)
--> Produzione interna	321,7	39%	124,8	
Importazioni	34,0	100%	34,0	(1)
--> Totale apporti	355,7	45%	158,8	
Consumi	TWh	%	→TWh	
Consumi	350,1	57%	192,8	(3)
Accumuli	GW	→%←	GW	
Accumulo giornaliero	22,5	36%	8	(4)
(1) Percentuale Nord ricavata da Annuario statistico TERNA 2019				
(2) Percentuale Nord ricavata dalla Fig. 12 del PdS-23 di TERNA				
(3) In assenza di altre indicazioni si assume la stessa percentuale del 2019				
(4) Potenza accumuli Italia e Nord tratti da Fig. 27 del PNIEC				
(5) Produzione Italia ricavata da caso B30				
(6) Produzione Italia ipotizzata per il caso B30				

A causa del forte incremento di fonti rinnovabili presenti soprattutto al sud, la Tabella 5 mostra un forte calo, rispetto al 2019, della percentuale FER prodotta al Nord che passa dal 52% al 34%. L'apporto della produzione termoelettrica, che si suppone resti leggermente prevalente al Nord, innalza questa percentuale al 39%. È soprattutto la concentrazione al Nord di tutto l'afflusso dell'import che aumenta la percentuale degli apporti di energia alla zona Nord al 45%, un valore che resta comunque inferiore di oltre 10 punti percentuali rispetto al 57% registrato nel 2019. Quest'ultima percentuale a sua volta coincideva con la percentuale dei consumi elettrici al Nord. Quindi, supponendo che la percentuale dei consumi al Nord rispetto al valore nazionale resti immutata, si avrebbe una mancanza del 12% su base annuale se riferito al consumo nazionale, oppure del 21% se riferito al solo consumo al Nord. In valore assoluto il disavanzo annuale del Nord diventerebbe di 34 TWh, pari ad una potenza costante di 3,9 GW.

Il profilo di copertura del fabbisogno nazionale simulato nel caso base B30, può quindi essere realizzato solo se la rete nazionale sarà in grado di trasferire questa energia tra le zone di mercato Centro-Nord e Nord.

A completamento del quadro delle ipotesi e dei dati utilizzati per determinare il profilo dei consumi presunti nelle due macrozone nel 2030, vanno aggiunte alcune considerazioni su come questo consumo si è ripartito tra le varie zone di mercato nel 2019, anno utilizzato come riferimento nel caso B30.

A questo riguardo, come illustrato in Appendice 0, il sito TERNA relativo alla trasparenza consente di scaricare i valori del carico totale di ciascuna delle zone di mercato, con una frequenza di 1 valore ogni quarto d'ora, quindi 4 volte maggiore della frequenza oraria con cui sono resi disponibili i dati di generazione elettrica. Questi dati dei consumi possono essere facilmente convertiti in valori orari medi coerenti con quelli di produzione.

Si è già visto che a partire dai dati integrali annuali ricavabili dall'Annuario Statistico 2019 di TERNA[6], in quell'anno risulta che nella zona Nord era stata consumata il 57% dell'EE erogata in Italia. Questa percentuale, tuttavia, è molto variabile nel corso dei mesi, dei giorni della settimana e delle ore del giorno, come mostra la mappa calendararia riportata in Figura 25.

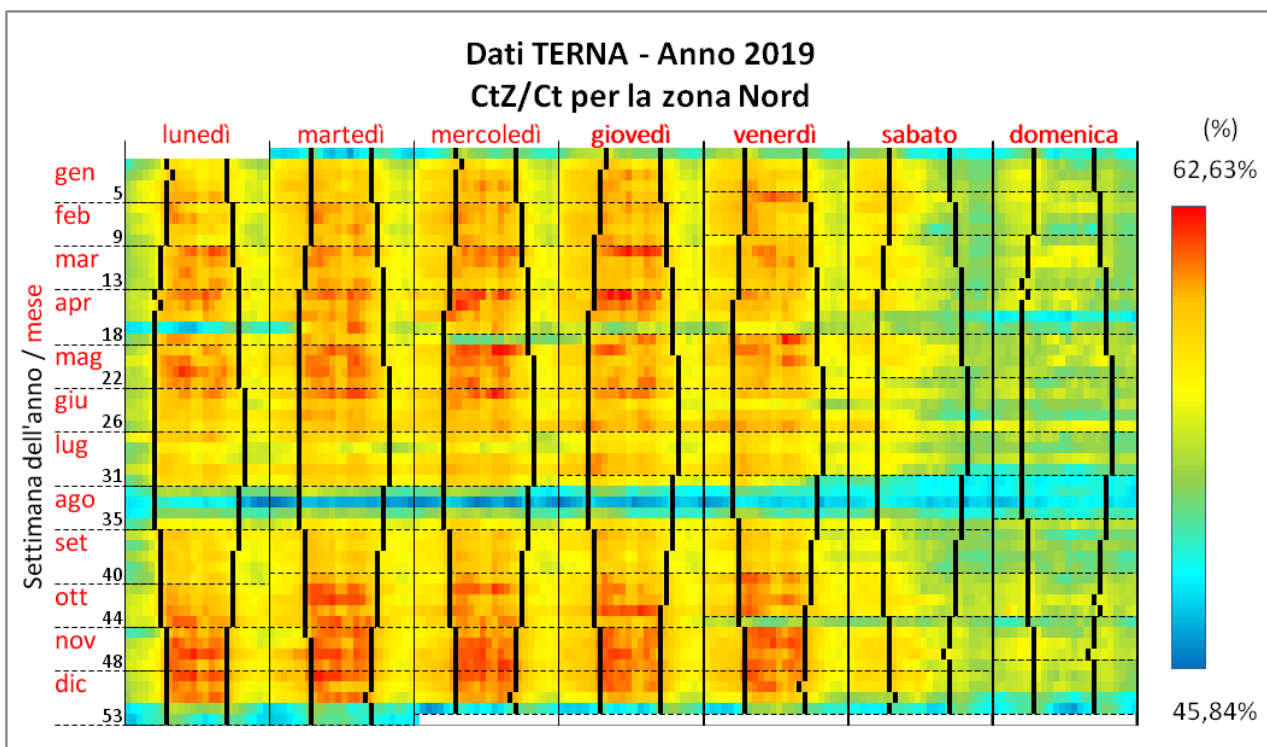


Figura 25 Mappa calendararia della percentuale di Consumo elettrico totale di Zona (CtZ) per la zona Nord rispetto al consumo totale nazionale (Ct) rilevato nel 2019

La mappa mostra che nelle ore diurne dei giorni feriali la percentuale di assorbimento della zona Nord sale a quasi il 63% dell'energia consumata in tutta Italia. Questa crescita è legata ovviamente all'attività produttiva come indicato dai forti cali che marcano tutti i periodi festivi: la prima settimana dell'anno fino all'Epifania, il periodo delle festività pasquali in cui, in questo contesto, sono inclusi il 25 aprile e 1° maggio, tutto il mese di agosto in cui la percentuale cala fino al 46%, i primi giorni di novembre e infine i giorni da Natale all'ultimo dell'anno.

Ebbene questi valori sono stati utilizzati per ricavare, partendo dal consumo nazionale del 2019, i valori dei consumi orari della zona Nord nel 2030, ossia, questi ultimi sono dati dal prodotto, effettuato per ciascuna ora, del consumo nazionale previsto per il 2030 con la percentuale mostrata

in Figura 25. I valori complementari rispetto al consumo nazionale sono stati attribuiti ai consumi della macrozona Penisola.

La ripartizione di consumi e produzione tra le due macrozone determina una profonda modifica del mix delle fonti energetiche rispetto ai grafici settimanali di copertura del fabbisogno a livello nazionale (quelli raccolti in Appendice A2.1). A titolo di esempio la Figura 26 mostra, per la settimana campione di marzo, come varia il profilo di copertura del fabbisogno dopo la ripartizione di consumi e produzione tra le due macrozone.

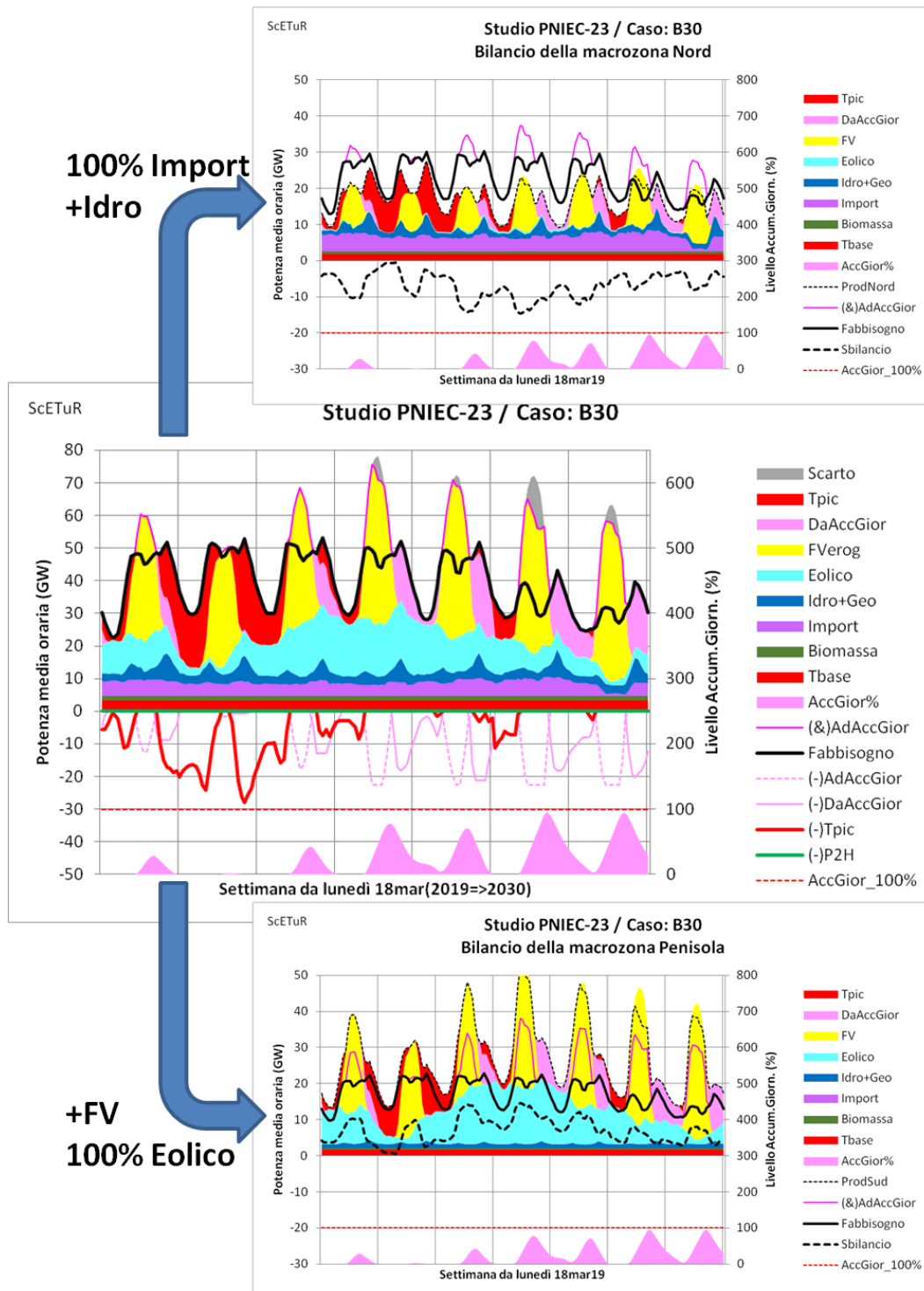


Figura 26 Modifica dei profili di copertura delle macrozone Nord e Penisola rispetto al profilo di copertura complessivo su scala nazionale (grafici delle altre settimane campione in Appendice A3.1)

Come si vede, la colorazione delle fasce che contribuiscono a coprire il fabbisogno nelle due macrozone è profondamente diversa tra le due macrozone e differisce anche da quella centrale relativa alla situazione nazionale. Il Nord beneficia del 100% dell'import e di gran parte della produzione idroelettrica, mentre la Penisola si avvale di quasi tutta la produzione eolica e della grande maggioranza di quella solare. L'Appendice A3.1 riporta una descrizione più dettagliata di queste differenze e i grafici per tutte e 4 le settimane campione.

Il gioco delle fluttuazioni giornaliere, settimanali e stagionali della produzione dalle varie fonti diversamente distribuite sul territorio nazionale determina un flusso interzonale tra le due macrozone considerate, rappresentato dalla curva nera tratteggiata tracciata sui grafici superiore e inferiore della Figura 26.

Estendendo all'intero anno il grafico prima mostrato dello sbilancio della Penisola, ovvero il flusso di energia al confine tra le zone Centro-Nord e Nord, si ottiene il diagramma cartesiano mostrato nella Figura 27.

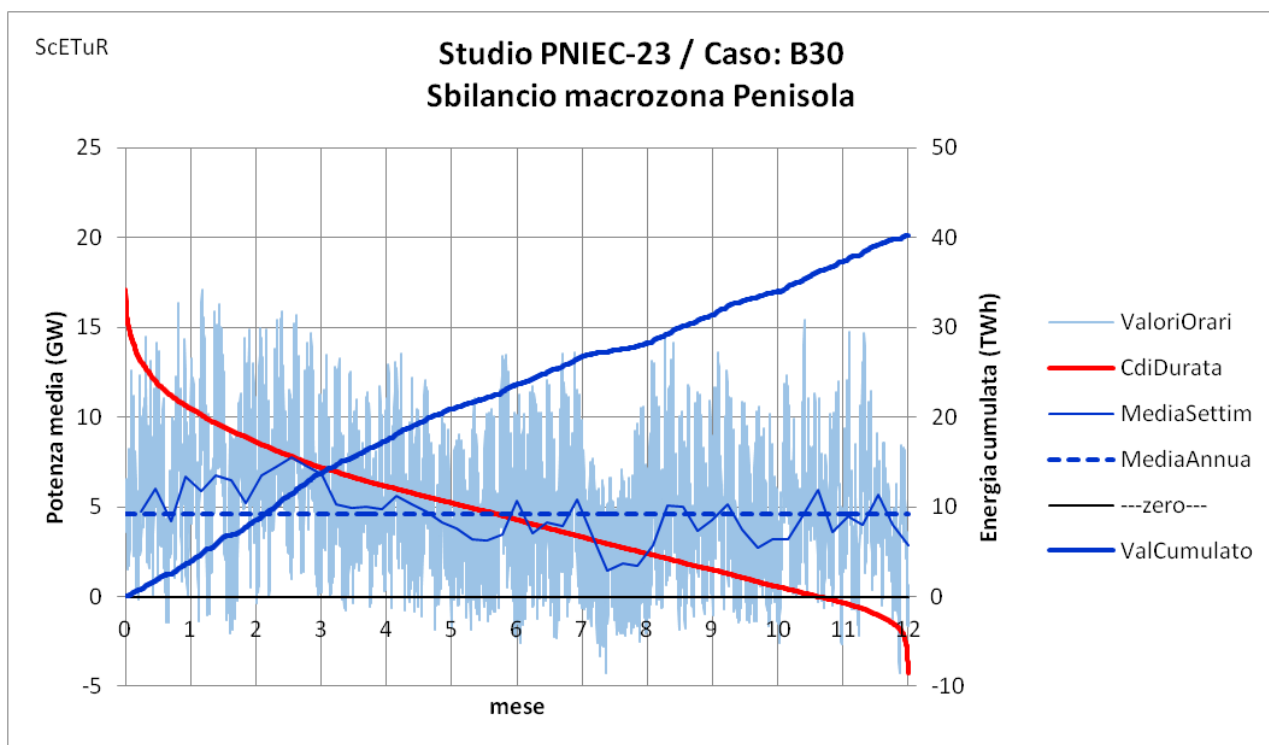


Figura 27 Sbilancio della macrozona Penisola previsto al 2030 secondo la simulazione ScETuR

Dal confronto tra il grafico di Figura 27 e quello ad esso omologo relativo al flusso registrato al 2019, mostrato in Figura 23, risulta evidente la grande differenza di regime che si verrebbe a creare. Mentre nel 2019 il flusso era prevalentemente verso sud determinando un valore cumulato di trasferimento netto di energia da Nord a Centro-Nord di quasi 6 TWh, nello scenario 2030 la situazione si inverte e sarebbe necessario trasferire nel corso dell'anno ben 40 TWh verso Nord con una potenza media annua di quasi 5 GW. Si tratta di valori che sono un ordine di grandezza maggiori di quelli del 2019 e per di più invertiti di segno.

La curva di durata (curva rossa) mostra che i valori estremi della potenza media variano da 17 GW, per il flusso diretto verso nord, a 4 GW per quello opposto.

Anche per questa grandezza la mappa calendararia, mostrata in Figura 28, consente di apprezzare meglio la variabilità del flusso alle varie scale temporali di interesse.

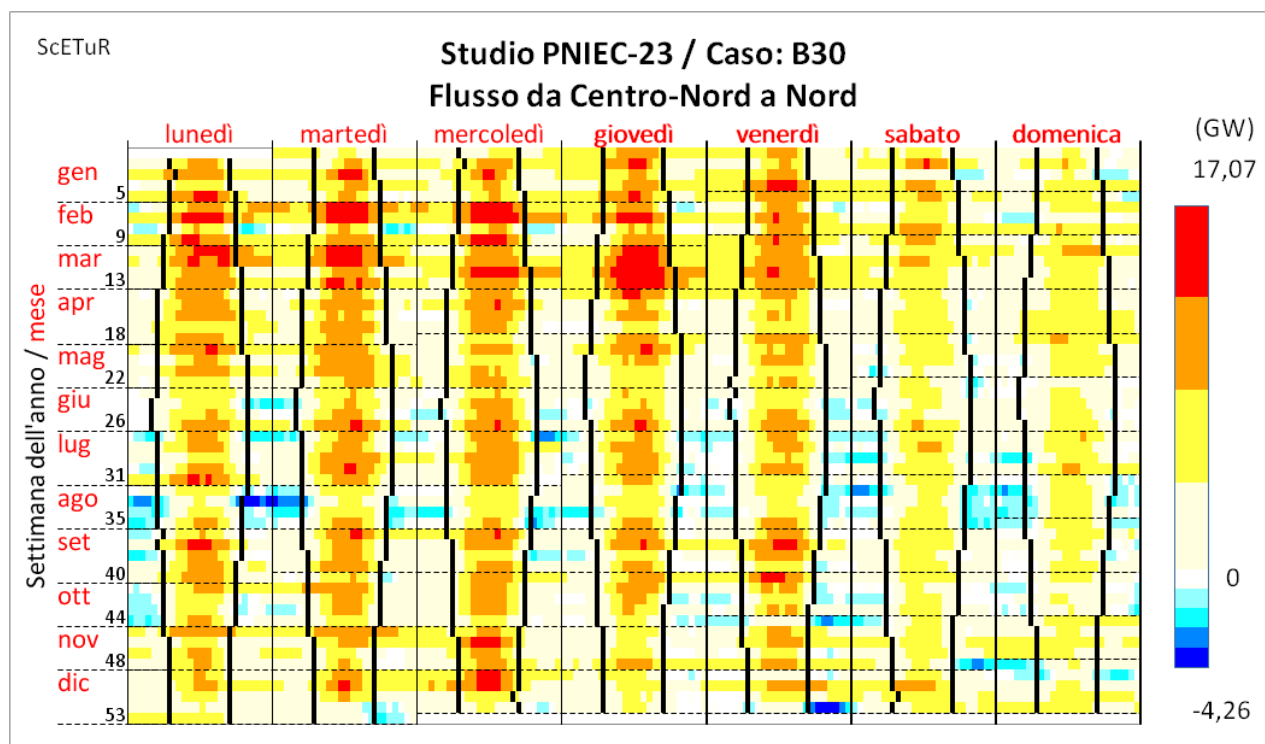


Figura 28 *Mappe calendarie del flusso dalla zona Centro-Nord a alla zona Nord previsto al 2030 secondo la simulazione ScETuR*

La mappa calendarie mette in risalto che gli unici sporadici momenti in cui si la 2030 si avrebbe un modesto flusso verso nord si trovano nelle fasce notturne, soprattutto in agosto e in generale nella seconda metà dell'anno.

4.2.2.4 Interscambio con capacità linee AT prevista nel 2030 (caso B30-AT30)

Gli alti valori di flusso necessari a compensare gli eccessi e le carenze tra le due macrozone illustrati nel paragrafo precedente, sollevano la forte esigenza di adeguare la capacità di trasporto della rete AT per consentire all'energia rinnovabile che verrà prodotta sempre in maggior misura al sud di giungere ai principali centri di consumo ubicati prevalentemente al nord.

Il PNIEC prevede un potenziamento delle linee di connessione interzonale tra le zone di mercato interne. In Tabella 6 si riportano i valori della capacità di trasporto prevista al 2025 e al 2035 per le connessioni verso Nord, le quali comprenderanno non solo quelle provenienti dalle regioni limitrofe della zona Centro-Nord, ma anche collegamenti da zone più meridionali che salteranno le zone intermedie, in questo caso un collegamento diretto dalla zona Sud, che salta le zone intermedie Centro-Sud e Centro-Nord.

Tabella 6 *Potenziamento della capacità di trasporto delle linee da Centro-Nord e da Sud verso Nord secondo il PNIEC (in GW)*

Anno	CN → N	N → CN	S ↔ N	Riferimento
Attuale	3,1	4,3	-	PNIEC, Fig. 72
2025	3,5	4,7	-	PNIEC, Tab. 71
2035	4,5	5,3	2,0	PNIEC, Tab. 71
2030	4,0	5,0	NA	Ipotesi (media 2025-2035)

Si vuole analizzare in che misura questa capacità di trasporto sia in grado di soddisfare le necessità di scambio di energia emerse dal caso B30.

Dato che in Tabella 6 la previsione al 2030 non è riportata e che, come vedremo più avanti, la disponibilità del collegamento diretto tra zona Sud e zona Nord è prevista per dopo il 2032, supponiamo che al 2030 sia disponibile una capacità di trasporto verso Nord pari alla media dei valori previsti per il 2025 e 2035, relativi al solo collegamento tra Centro-Nord e Nord. Pertanto supponiamo di avere in esercizio linee AT che consentano di trasferire 4,0 GW dalla Penisola verso Nord e 5,0 GW nel verso opposto. Questi valori limite di potenza sono indicati dalle due linee tratteggiate del grafico della Figura 29, sovrapposte all'andamento del flusso necessario di interscambio interzonale visto in precedenza in Figura 27.

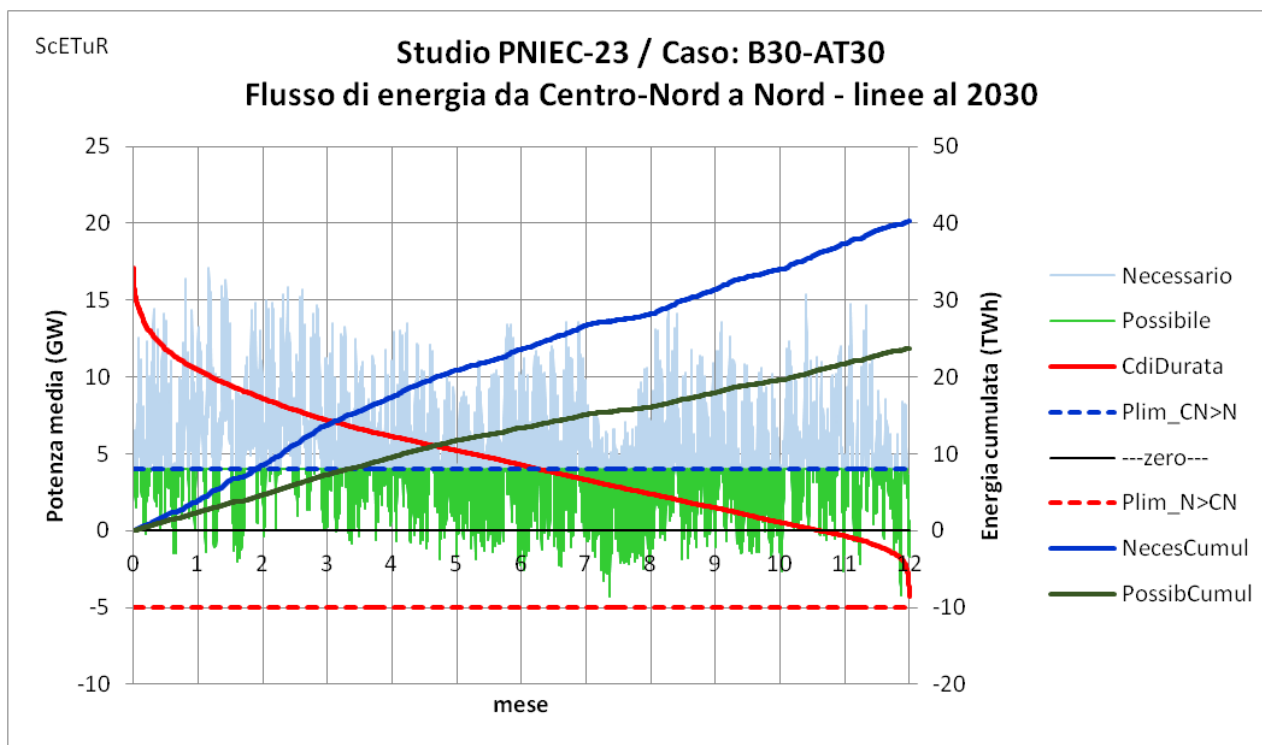


Figura 29 *Porzione del flusso necessario tra Centro-Nord e Nord che può essere trasportata dalle connessioni previste al 2030.*

Si vede come la fascia di operatività delle linee nel 2030 risulti completamente decentrata rispetto alle esigenze di trasporto previste dalla simulazione ScETuR. La curva verde rappresenta la parte di energia che può essere trasferita tra le due zone, mentre la parte rimasta in azzurro indica quella che non può transitare. Le due curve più spesse verdi e blu rappresentano i valori di energia cumulata nell'anno corrispondenti alle due curve precedenti. Esse mostrano che l'energia

trasferibile in un anno ammonta a circa 24 TWh, ovvero 16 TWh circa in meno rispetto ai 40 TWh che sarebbe necessario trasferire verso nord.

Quindi al fine di realizzare l'ipotesi di copertura del fabbisogno della zona Nord risultante dalla simulazione ScETuR del caso B30, bisognerà compensare la quota di potenza legata al mancato trasferimento di energia da sud. L'unica fonte di energia dispacciabile presente nel modello che può essere utilizzata per rimpiazzare il mancato afflusso di energia da sud è quella termoelettrica e più precisamente la sua quota variabile con funzione di copertura di picco. Quindi è necessario che le centrali termoelettriche ubicate al Nord, prevalentemente turbogas, producano 16 TWh di energia in più rispetto ai 48,9 TWh indicati nella Tabella 5.

Viceversa, dal lato macrozona Penisola si verrebbe a creare un surplus aggiuntivo identico al mancato trasferimento a nord, andrà quindi ridotta la produzione nella stessa misura. Normalmente questa riduzione avviene mettendo fuori servizio, ovvero distaccando dalla rete alcune FER, per lo più impianti FV, e scartando quindi la relativa capacità di produzione. Tuttavia, in determinati momenti e condizioni, parte di questi distacchi potrebbe riguardare gli impianti termoelettrici di quell'area. In tal caso l'incremento della produzione termoelettrica a nord, potrebbe essere compensato, cioè recuperato ai fini del massimo contenimento possibile della produzione da fossili, da un equivalente riduzione della stessa fonte a sud, riducendo così l'aggravio sulla quota totale di energia da fonte termoelettrica. Per stimare questo recupero si calcolano i valori orari del minimo tra il mancato trasferimento a nord e la produzione termoelettrica a sud. L'Appendice A3.2 illustra meglio, mostrando i profili orari delle 4 settimane campione, quali sono gli effetti delle limitazioni della capacità di trasporto sui bilanci delle due macrozone e come funziona il concetto di recupero dell'energia termoelettrica addizionale da produrre al nord.

Estendendo l'analisi all'intero anno, i valori di energia termoelettrica recuperabili sono rappresentati in giallo nel grafico di Figura 30, dove sono confrontati, sovrapponendoli, con i valori orari del mancato trasferimento, rappresentati in azzurro, tratti dalla Figura 29.

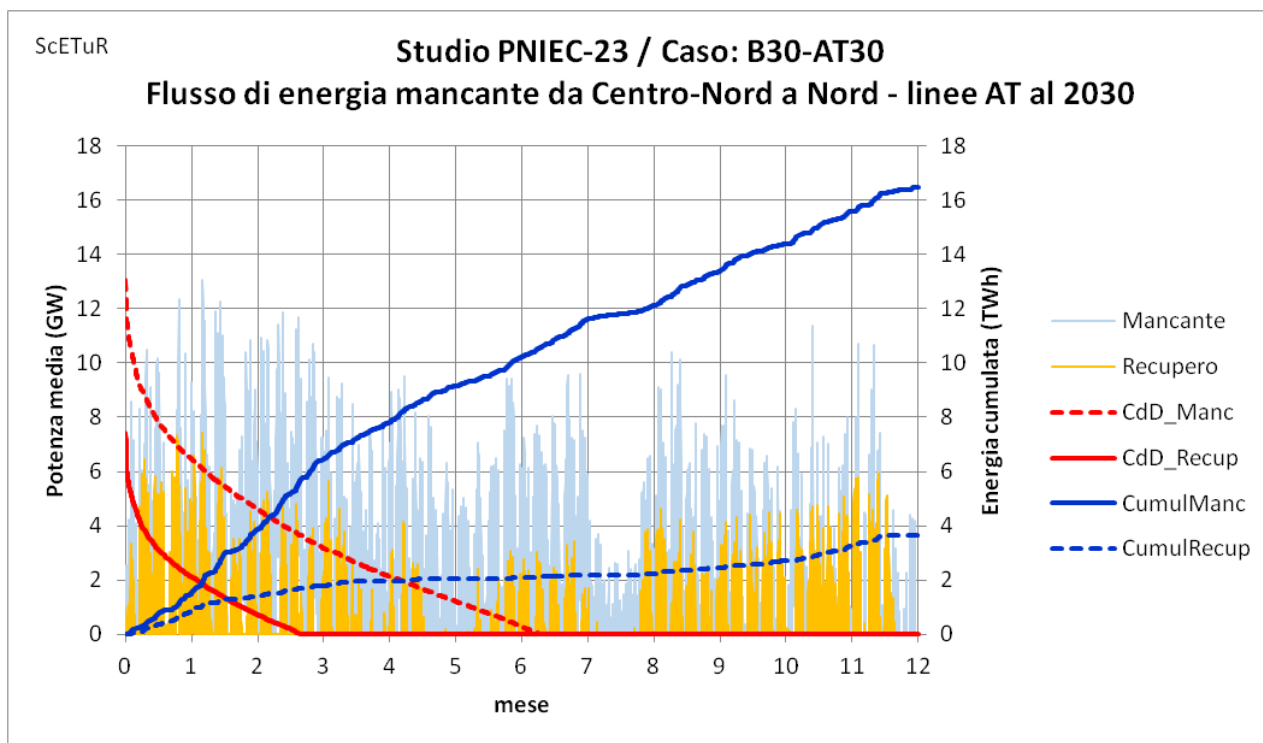


Figura 30 Flusso di energia mancante da Centro-Nord a Nord con linee AT previste al 2030

La figura mostra che il valore annuo cumulato dell'energia non trasferibile al Nord (linea blu continua) ammonta a 16,5 TWh, mentre quello cumulato della produzione termoelettrica

recuperabile (linea blu tratteggiata) risulta pari a 3,7 TWh. Pertanto sarebbe possibile ridurre lo scarto di energia FER a 12,8 TWh, che andrebbero però ad aggiungersi comunque ai 3,6 TWh di scarto calcolati per il caso B30 simulato a livello nazionale. Pertanto, sempre a livello nazionale, lo scarto totale risulterebbe di 16,4 TWh.

Si tratterebbe di un valore cospicuo che andrebbe a peggiorare la stima della quantità di energia elettrica che deve essere prodotta da centrali termoelettriche che, con i 95,9 TWh risultanti dal caso base B30, è già superiore al limite di 92 TWh previsto nel PNIEC.

Dal punto di vista della potenza la situazione è descritta in Figura 31.

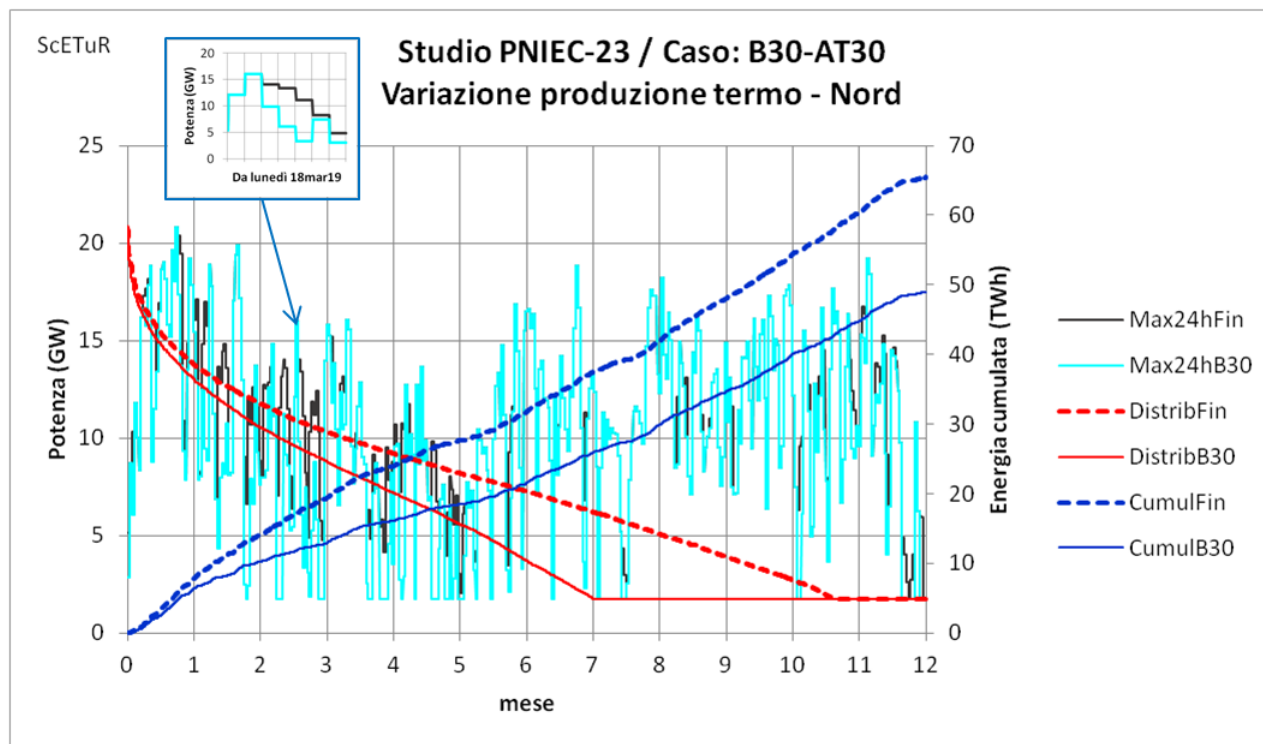


Figura 31 Potenze massime giornaliere richieste senza e con limiti linee AT per la produzione TE al Nord

La curva celeste rappresenta i massimi giornalieri della produzione termoelettrica al Nord secondo la ripartizione 51/49 tra Nord e Penisola del valore calcolato a livello nazionale nel caso B30. La curva nera sottostante rappresenta i massimi giornalieri finali, nel senso che tengono conto delle limitazioni di trasporto previste nel caso B30-AT30. Il colore nero di questa curva appare solo a tratti nei giorni in cui si presenta questo incremento rispetto al caso base, come esemplificato nel riquadro sovrapposto al grafico, che riporta le due curve nel corso della settimana campione di marzo. Ciò consente di localizzare i periodi dell'anno in cui il massimo giornaliero del caso B30-AT è maggiore del valore omologo del caso B30.

Si nota che i tratti neri del caso B30-AT non sovrastano mai la curva azzurra del caso B30, pertanto l'incremento della produzione termoelettrica al Nord conseguente ai limiti delle linee AT non comporta alcun un aumento della potenza massima erogata da questa fonte e non è perciò richiesto un potenziamento del relativo parco centrali.

Le curve di durata (linee rosse), che si riferiscono a tutti gli 8760 valori orari (non solo a quelli massimi giornalieri), confermano che nonostante l'incremento di produzione, la potenza massima del caso finale con limitazione non supera quella del caso base B30. Si avrebbe solo un consistente aumento dell'EE prodotta al Nord da centrali termoelettriche che, come indicano le curve cumulative (linee blu), passerebbe da 48,9 a 66,4 TWh.

Considerando invece la semplice differenza tra valori orari della produzione TE, e non più quella tra massimi giornalieri, si ottiene la distribuzione annuale rappresentata dalla mappa calendararia di Figura 32.

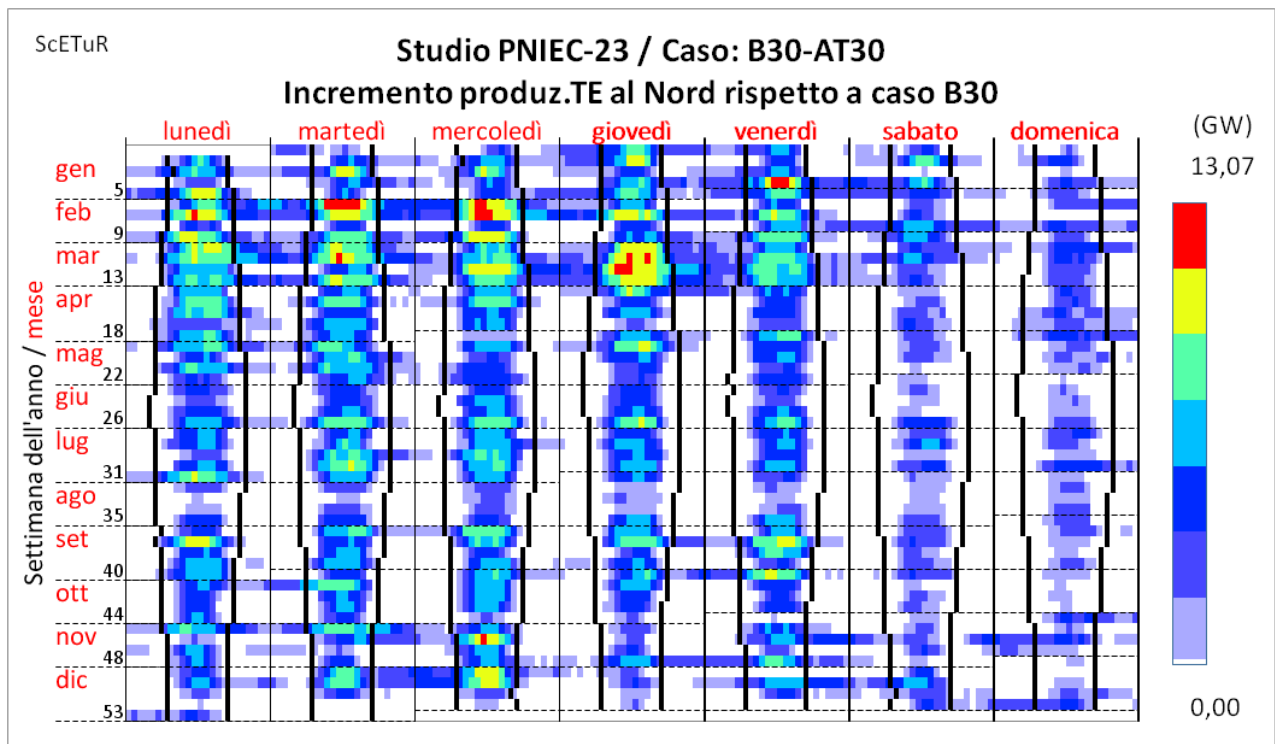


Figura 32 Mappa calendararia della maggior produzione Termoelettrica richiesta al Nord nel caso B30-AT30 rispetto al valore stimato in B30

4.2.2.5 Impiego dello scarto per la produzione di idrogeno (caso B30-AT30-H0)

Per quanto detto al paragrafo precedente, il grosso dei 16,4 TWh di scarto del caso B30-AT30, sarebbe concentrato nella macrozona Penisola, e più precisamente esso ammonterebbe a 15,3 TWh, dati dalla somma dei 2,5 TWh di quota peninsulare dello scarto nazionale del caso B30, più i 12,8 TWh di aggravio dovuto all'insufficiente capacità delle connessioni. Si può pensare di utilizzare parte di questa quantità di energia per produrre idrogeno verde.

Il diagramma cartesiano di Figura 33 analizza la nuova distribuzione dello scarto nella macrozona Penisola che si verrebbe a determinare con le limitazioni della rete AT previste al 2030, al netto dei recuperi di produzione termoelettrica come spiegato al paragrafo precedente.

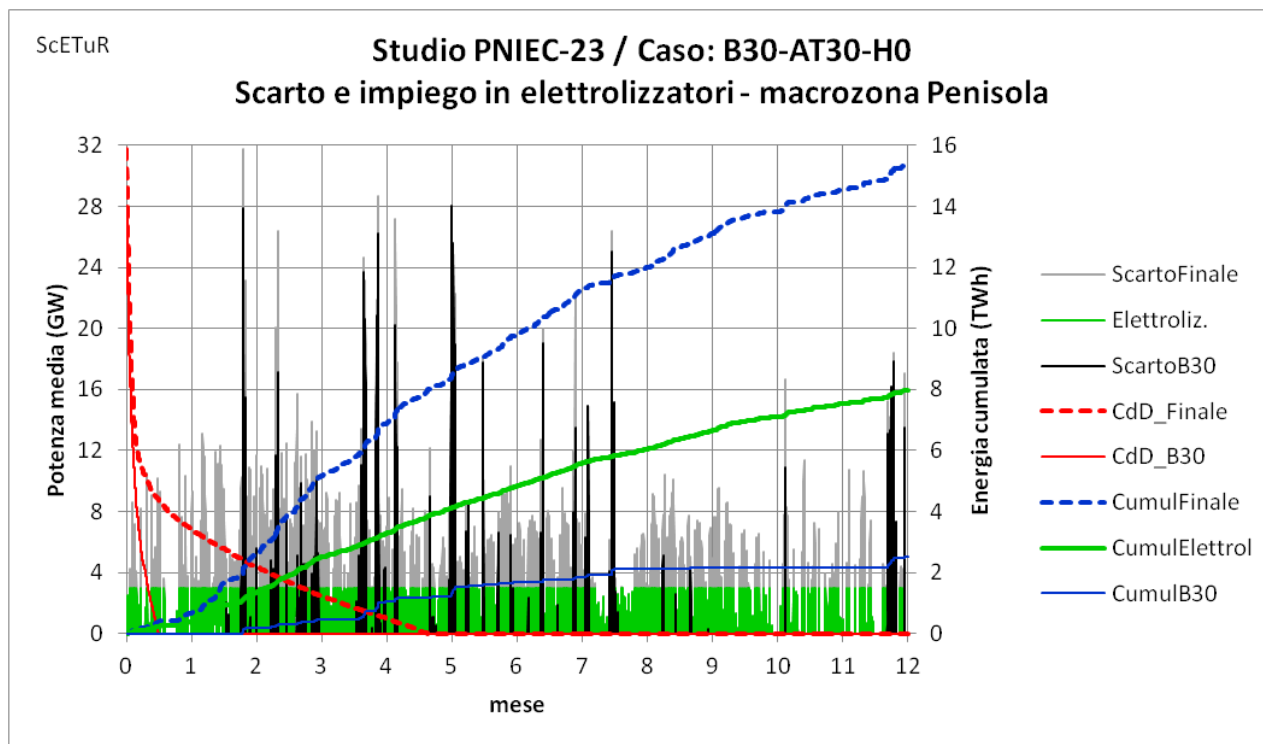


Figura 33 Analisi degli scarti di produzione FER nella macrozona Penisola al 2030, senza e con le limitazioni delle linee di trasporto previste per quell'anno e stima della quantità impiegabile negli elettrolizzatori

Le linee verticali nere in primo piano indicano tempi e intensità degli scarti derivanti dal caso B30 e attribuiti al 70% alla macrozona Penisola. La relativa curva di durata è quella rossa sottile, vicina all'asse y. L'area compresa tra questa e i due assi cartesiani rappresenta la relativa energia FER totale scartata, cioè persa, la quale, come indica la curva blu sottile, arriva a valere circa 2,5 TWh a fine anno, ovvero il 70% dello scarto totale a livello nazionale, che era risultato pari a 3,6 TWh. Risulta evidente dalla curva di durata che questa energia di scarto non è idonea ad essere impiegata per produrre H₂, in quanto gli elettrolizzatori dovrebbero lavorare con fattori di carico irrisori, cioè potrebbero operare per un massimo di due settimane nel corso dell'anno.

Tuttavia, considerando le limitazioni delle linee di trasporto verso la zona Nord stimate al 2030, gli scarti nella zona Penisola aumentano in frequenza e consistenza, come rappresentato dalle linee verticali grigie di sottofondo. La relativa curva di durata (linea tratteggiata rossa) si sposta decisamente verso destra delimitando un'area molto maggiore, che, come mostrato dalla linea blu tratteggiata, arriva a 15,4 TWh, con un incremento di più di 6 volte rispetto alla stima precedente.

Si può ora pensare di sfruttare in parte questo surplus di energia FER, altrimenti da scartare, per produrre idrogeno negli elettrolizzatori. Supponendo di avere 3 GW di elettrolizzatori, la stessa potenza ipotizzata a Pag. 88 del PNIEC, la quota di energia utilizzabile è rappresentata dai tratti inferiori, colorati in verde, delle linee verticali grigie. La linea spessa verde ne mostra il valore cumulato nel corso dell'anno che ammonta a 8,0 TWh, poco più della metà dell'energia destinata ad essere scartata. Questi 8 TWh coprirebbero anche l'80% dell'energia che, come indicato nelle note della Tab. 11 del PNIEC, si intende destinare alla produzione di idrogeno verde tramite impianti fotovoltaici dedicati. Il fattore di carico dei 3 GW di elettrolizzatori risulterebbe così del 30%, non molto inferiore al 40% ipotizzato a Pag. 88 del PNIEC.

Questo impiego dell'energia, altrimenti in esubero, per produrre idrogeno consentirebbe pertanto di ridurre lo scarto dovuto ai limiti delle linee di trasporto previste al 2030, da 16,4 a 8,4 TWh.

4.2.2.6 Situazione con capacità linee AT prevista al 2035 (caso B30-AT35)

Il collo di bottiglia rappresentato dalle connessioni Nord-Sud, e il conseguente effetto sulla penetrazione delle FER nel mix di produzione italiano, sono ben noti al gestore della rete nazionale, che ha pianificato un consistente piano di sviluppo della rete elettrica di trasporto i cui principali interventi sono illustrati in Figura 34.

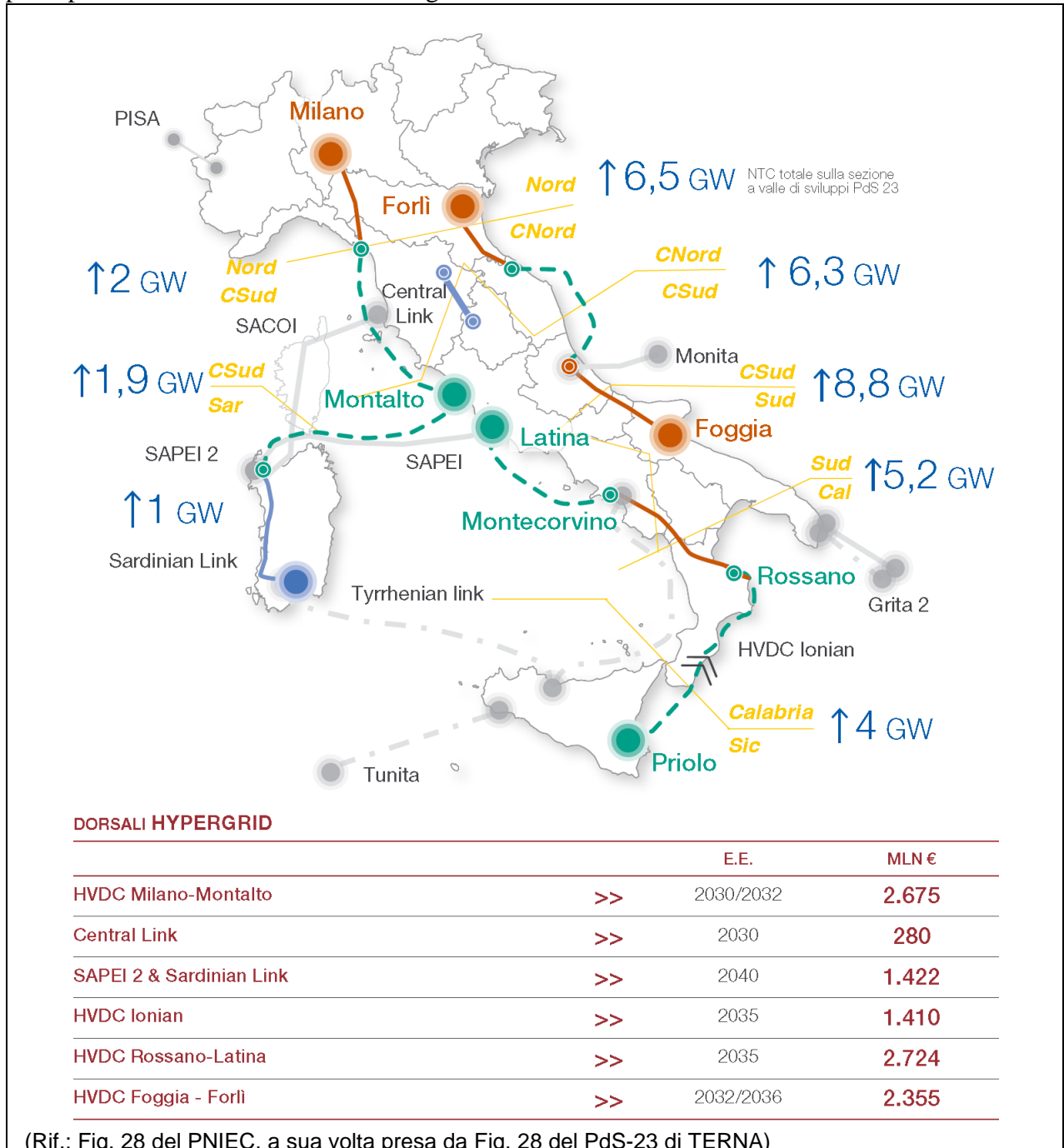


Figura 34 Piano di Sviluppo 2023 di Terna: Panoramica dei nuovi interventi e incrementi capacità di trasporto (GW)

Come si può vedere nella cartina, sono previste due nuove linee AT che collegano direttamente la zona Nord con le zone più meridionali della penisola, scavalcando la zona Centro-Nord confinante geograficamente con la zona Nord. In particolare la linea Civitavecchia-Milano si attesta direttamente alla zona Centro-Sud, mentre la linea Foggia-Forlì si attesta alla zona Sud.

Benchè sia previsto che l'entrata in esercizio di questi collegamenti non avvenga prima del 2030, si ripete qui la valutazione precedente assumendo ottimisticamente, questa volta, che nel 2030 sia disponibile tutta la capacità di trasporto verso la zona Nord prevista al 2035 dal piano di TERNA, ovvero i 6,5 GW di capacità verso Nord, indicati anche sulla precedente cartina e i 7,3 GW verso Sud derivanti dalla Tabella 6, anche se questi ultimi, come vedremo, risultano sovrabbondanti rispetto alle necessità di trasporto da Nord verso Sud.

Con questi nuovi limiti di capacità di trasporto si ottiene il diagramma cartesiano di Figura 35.

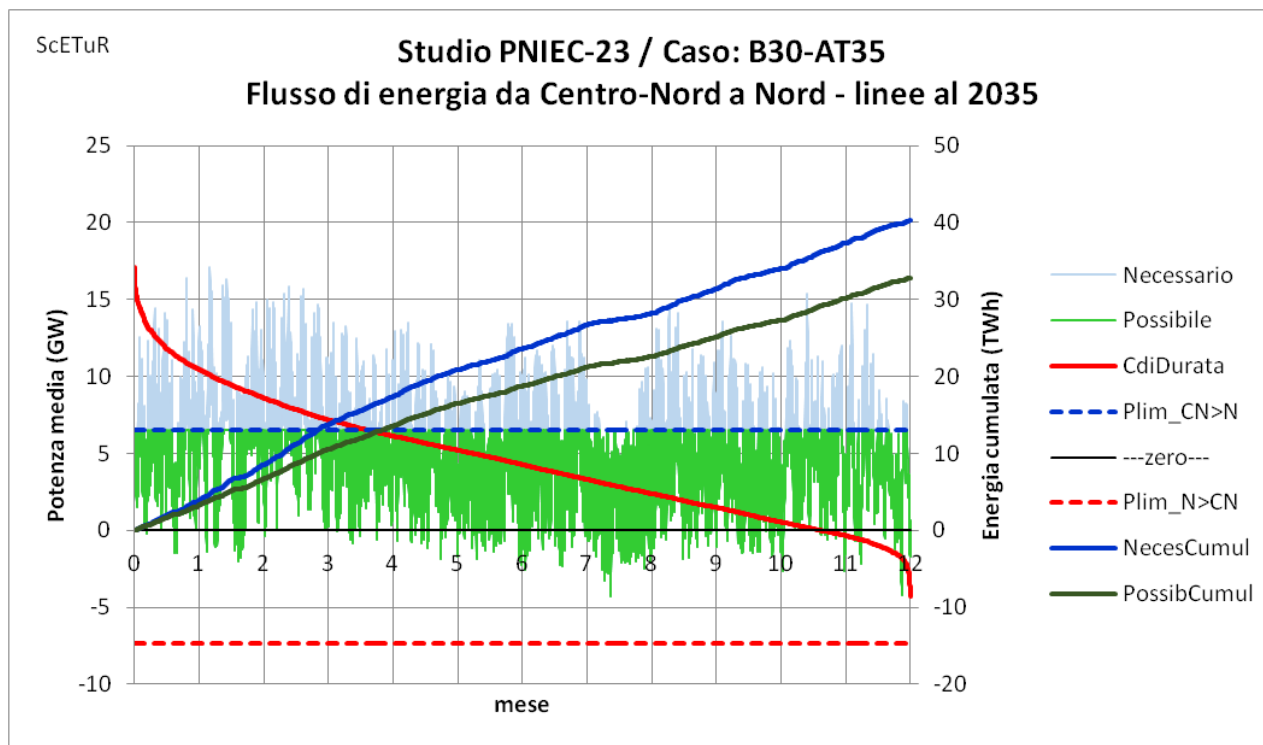


Figura 35 Porzione del flusso necessario tra Centro-Nord e Nord che può essere trasportata dalle connessioni previste al 2035.

Il grafico mostra che aumentando la potenza delle connessioni verso Nord da 4 a 6,5 GW, l'energia trasferibile nel corso dell'anno salirebbe di 9 TWh, da 24 a 33 TWh, con un incremento specifico medio di 3,5 TWh per ogni GW di capacità di trasporto in più. Ovviamente questo valore specifico tende a diminuire man mano che si sale con la capacità di trasporto delle linee in ragione della curva di durata (linea rossa) riportata nel grafico, ovvero in proporzione alla distanza dall'asse delle ordinate dell'intersezione della curva di durata con quella della potenza limite delle linee. Si nota anche la nuova potenza delle linee sarebbe in grado di soddisfare le necessità di trasporto solo l'intero mese di agosto.

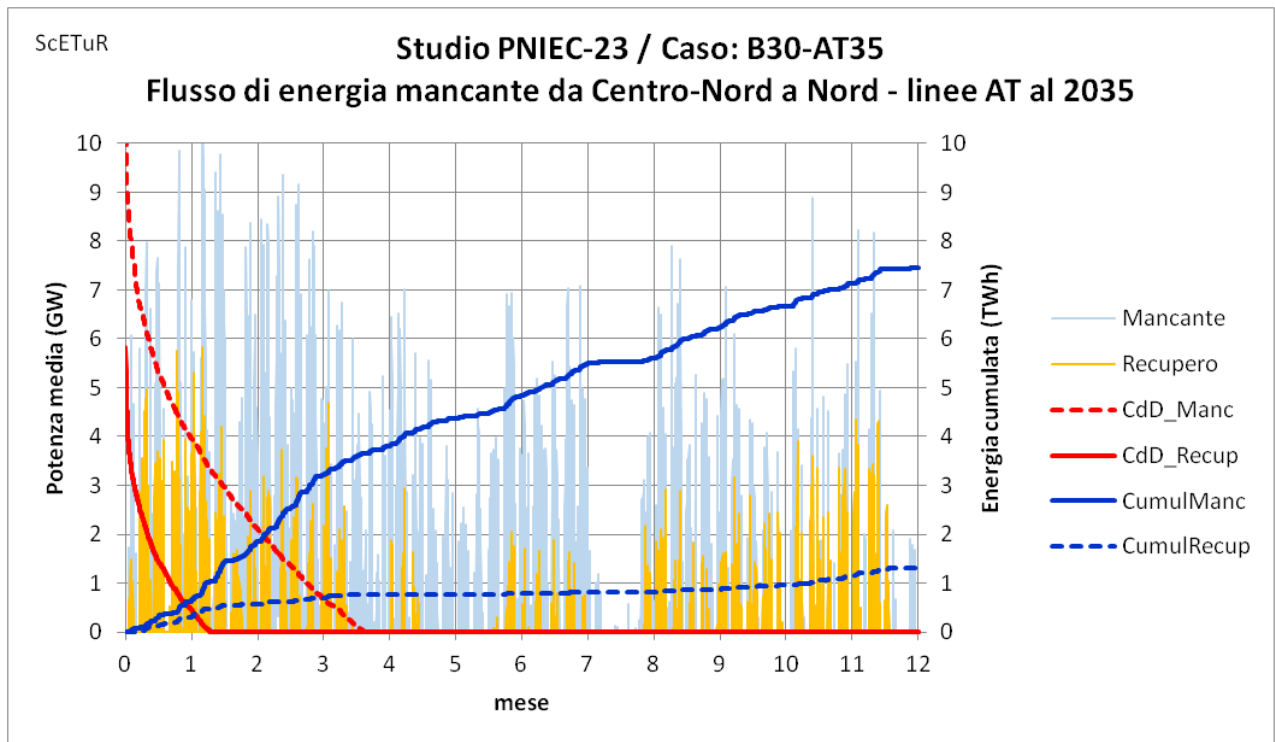


Figura 36 Flusso di energia mancante da Centro-Nord a Nord con linee AT previste al 2035

Con l'assetto della rete previsto al 2035, la quantità di EE non trasferibile al Nord scenderebbe quindi da 16 a 7,4 TWh, come si vede meglio nel grafico di Figura 36.

Le curve mostrano che i mesi più critici per quanto riguarda la carenza di capacità di trasferimento di EE verso il Nord sarebbero febbraio e marzo, periodo in cui la curva blu del valore cumulato di mancato trasferimento sale più rapidamente. Ad agosto, in conformità a quanto già visto, questa curva non registrerebbe aumenti apprezzabili.

Scenderebbe anche da 3,5 a 1,2 TWh la quota parte di maggior produzione termoelettrica al Nord recuperabile dallo spegnimento della produzione termoelettrica al Sud, per cui rimarrebbe alla fine un aggravio di 6,2 TWh in più da produrre con fonti fossili. Questo stesso valore andrebbe ad incrementare lo scarto nella zona Penisola, portando lo scarto a livello nazionale a 9,8 TWh.

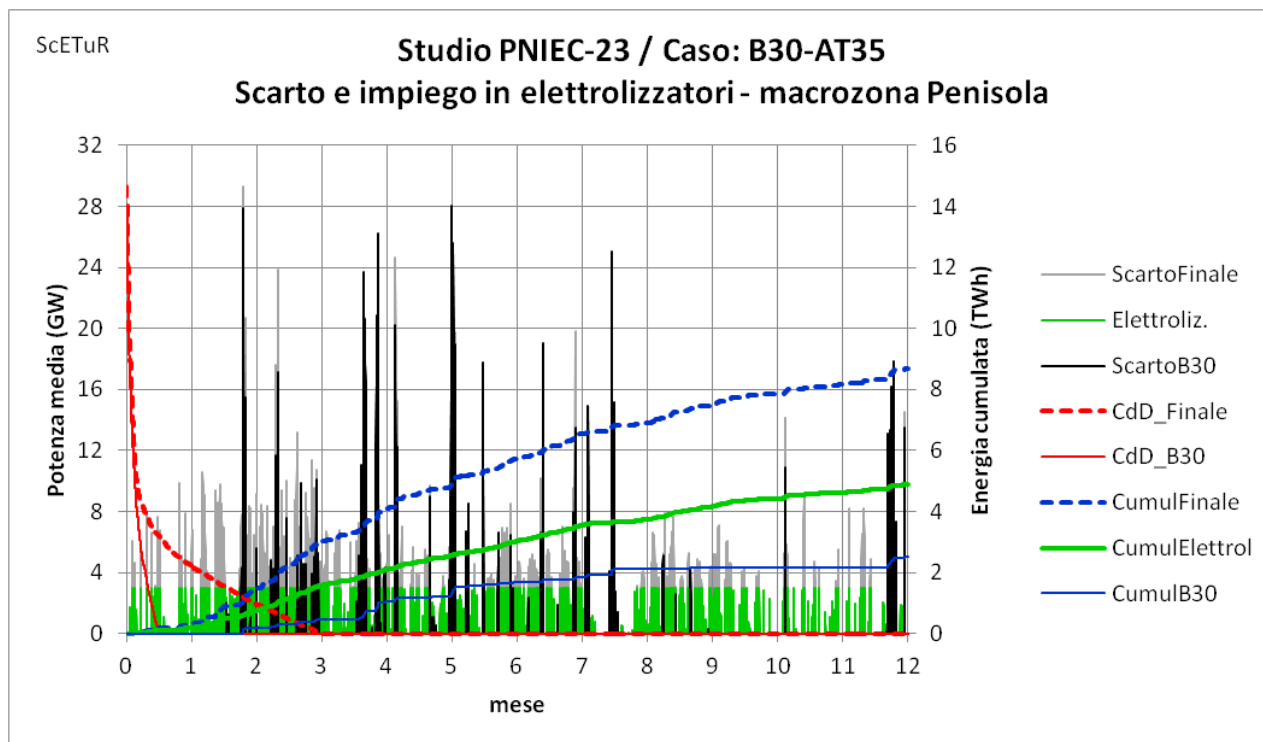


Figura 37 Analisi degli scarti di produzione FER nella macrozona Penisola al 2030, senza e con le limitazioni delle linee di trasporto previste per il 2035 e stima della quantità impiegabile negli elettrolizzatori

Come già fatto per la situazione delle linee AT stimata al 2030, anche per quella prevista al 2035 viene valutata la possibilità di impiegare parte dello scarto nella macrozona Penisola per produrre H₂. Il risultato è mostrato in Figura 37.

Come mostra la curva rossa tratteggiata, l'incremento della massima producibilità annua degli elettrolizzatori arriva ad appena 3 mesi, ovvero ad un fattore di carico del 25%, ma il valore medio per i 3 GW previsti dal PNIEC si abbasserebbe a meno del 20%, un valore troppo basso per compensare l'alto costo di investimento degli elettrolizzatori.

4.3 Analisi di sensibilità del caso B30

Il caso di riferimento B30 si basa su alcune ipotesi arbitrarie, benché ritenute ragionevoli dagli autori. Nei seguenti paragrafi si vuole valutare in quale misura i risultati del caso B30 risultano influenzati da queste ipotesi. Tra le varie grandezze interessate a queste ipotesi se ne considerano due:

- la quota di energia di fonte termoelettrica destinata al servizio di base, che nel caso base B30 è stata assunta pari a 30 TWh, ovvero circa un terzo del totale presunto;
- l'anno di riferimento dei profili orari usati per modulare nel tempo la potenza prodotta dalle varie fonti e assorbita dai carichi, che per il caso base B30 è il 2019.

4.3.1 Sensibilità alla quota Termoelettrica di base (casi B00 e B60)

Nel caso di riferimento (caso B30) si è assunto che circa un terzo dell'EE prodotta da fonte termoelettrica, 30 TWh su un totale di circa 90 TWh, sia generata a potenza di base costante per tutto l'anno. In questo paragrafo si indaga la risposta del modello nel caso di assenza di TE di base (caso B00) e in caso di raddoppio della potenza TE di base a 60 TWh (caso B60).

I principali risultati dei 3 casi sono raccolti nella Tabella 7.

Tabella 7 Principali risultati dell'analisi di sensibilità alla quota termoelettrica di base

Caso →	Valori in TWh		
	B00	B30	B60
Termoelettrico di base	0,0	30,0	60,0
Termoelettrico di picco	92,6	65,9	42,6
→ Termoelettrico totale	92,6	95,9	102,6
Scarto produzione FER non programmabili	1,1	3,6	9,7
Perdite accumulo giornaliero	3,1	3,9	4,3
Energia caricata negli accumuli giornalieri	17,8	21,8	24,5

Come si vede dalla tabella, all'aumentare della quota di base diminuisce ovviamente la quota prodotta a potenza variabile, ovvero quella definita di picco, tuttavia, come era da aspettarsi, la somma delle due componenti della produzione termoelettrica cresce. Nel caso B00, senza produzione di base, il totale supera di appena 0,6 TWh la stima di 92 TWh di produzione termoelettrica prevista nel PNIEC. Nel caso B60 il totale della produzione TE arriva a 102,6 TWh, superando così di 10,6 TWh il suddetto limite.

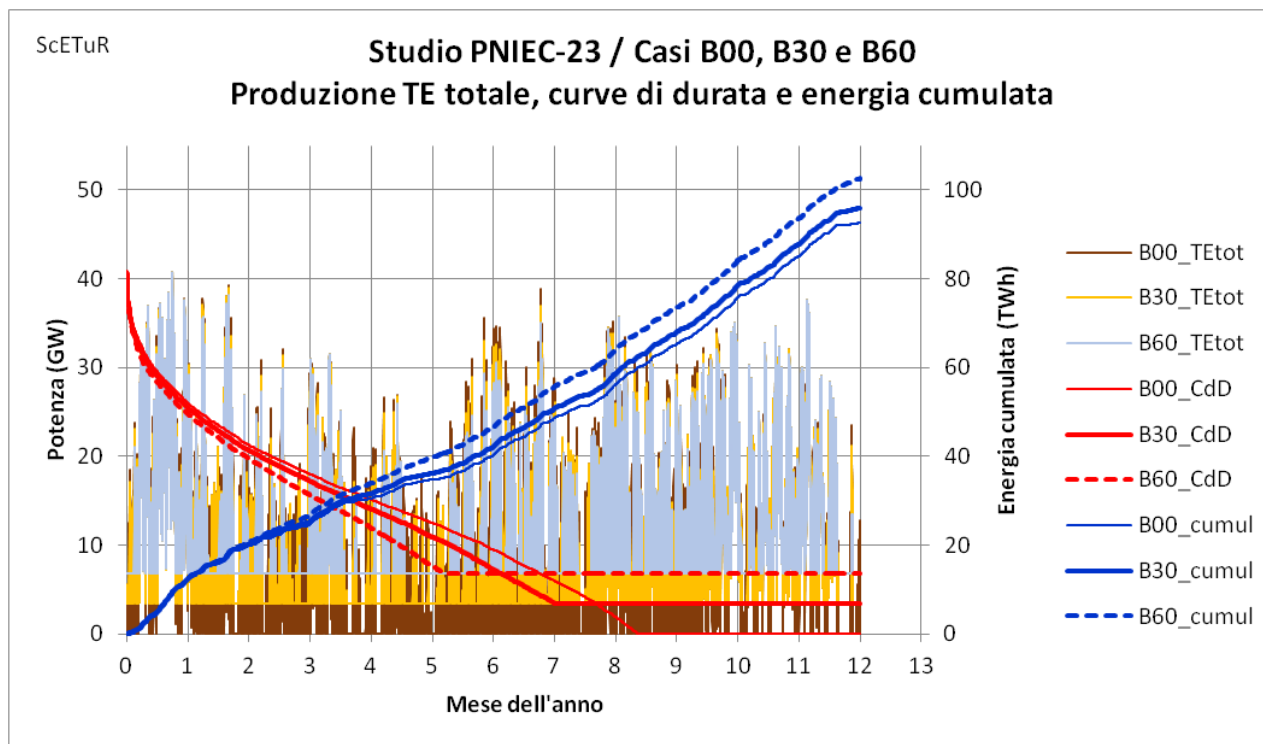


Figura 38 Potenza termoelettrica totale erogata nei casi B00, B30 e B60

La Figura 38 fornisce invece le informazioni relative alla potenza massima totale (somma di quelle di base e di picco) richiesta al parco centrali termoelettriche.

Le linee sottili marroni rappresentano la potenza oraria del caso B00. Dato che non è prevista una quota di produzione di base le linee arrivano in basso fino all'asse del tempo. Nel caso di riferimento B30, le linee ocra si fermano alla potenza minima continua di 3,4 GW. Valore minimo che raddoppia a 6,8 GW per il caso B60, rappresentato dalle linee azzurrine. Queste ultime si sovrappongono alle precedenti per i valori intermedi di potenza, ma lasciano scoperti alla sommità i colori ocra e marrone che indicano quelle ore in cui si ha un maggior bisogno di potenza di picco per i casi B30 e B00 a compensazione della minor potenza di base erogata nelle ore precedenti.

Tuttavia l'identico punto di partenza (come verificato nei valori numerici) delle 3 curve di durata (linee rosse) indica che la potenza totale massima assorbita resta la stessa e precisamente 40,8 GW per tutti e tre i casi.

4.3.1.1 Esigenze della produzione termoelettrica in cogenerazione

Come detto nella descrizione delle ipotesi base del caso B30, per questo caso di riferimento è stato scelto arbitrariamente un valore di 30 TWh per quella quota della produzione TE, che abbiamo definito di base. Questa energia non è quindi disponibile per la compensazione dello sbilancio orario tra la domanda e le altre fonti di EE, in particolare le FER.

Tra le ragioni che rendono una parte della produzione TE indisponibile a funzioni di bilanciamento, particolare rilievo assume l'impiego di impianti TE per la produzione di calore in cogenerazione (CHP, Combined Heat Power).

Secondo dati del GSE [10], nel 2018 gli impianti TE impiegati nella cogenerazione avevano una potenza complessiva di 26 GW su una potenza totale TE di 65 GW. Questi impianti hanno prodotto 105 TWh di EE su 199 TWh di produzione TE totale in quell'anno, erogando al contempo 60 TWh_t di calore utile. Va tuttavia considerato che la produzione di EE in modalità CHP è stata solo una parte di quella prodotta da questi impianti e precisamente 40 TWh su 105 TWh.

La questione suggerisce di affinare la modalità con cui, nelle simulazioni di scenario elettrico, si vincola una quota parte della produzione TE ad esigenze diverse da quelle del bilanciamento. In mancanza di dati più specifici sul profilo di produzione di elettricità associato al calore, in questo studio si è assunto un profilo costante per la produzione di base, si potrebbero tuttavia fare delle altre ipotesi. Ad esempio, si potrebbe assumere che la produzione TE di base - nel senso di vincolata, cioè non disponibile al bilanciamento - mantenga il profilo orario della produzione TE (di mercato) registrato nel 2019. Si otterrebbero in tal caso i valori di energia TE riportati in Tabella 8, dove si nota che nei casi in cui la produzione di base viene modulata, la cui sigla è identificata da una "m" finale, la produzione di TE di picco si riduce leggermente rispetto agli omologhi casi a potenza di base costante.

Tabella 8 *Principali risultati dell'analisi di sensibilità alla quota termoelettrica di base modulata conformemente al profilo TE del 2019*

Caso →	Valori in TWh			
	B30	B30m	B60	B60m
Termoelettrico di base (o vincolato)	30,0	30,0	60,0	60,0
Termoelettrico di picco (o per bilanciamento)	65,9	64,7	42,6	38,9
→ Termoelettrico totale	95,9	94,7	102,6	98,9
Scarto produzione FER non programmabili	3,6	2,4	9,7	5,9
Perdite accumulo giornaliero	3,9	3,9	4,3	4,5
Energia caricata negli accumuli giornalieri	21,8	22,0	24,5	25,8

I 60 TWh di energia TE vincolata del caso B60m, potrebbero quindi includere i 40 TWh di energia TE associata alla cogenerazione, mantenendo dello spazio per le altre necessità che impongono una produzione TE vincolata ad esigenze diverse dal bilanciamento delle FER.

4.3.2 Sensibilità del risultato all'anno di riferimento dei profili (casi B30-pr21 e B30-pr22)

Per valutare in che modo l'anno di riferimento dei profili influisce sui risultati principali della simulazione, cioè la quantità di energia da fonte termoelettrica necessaria per coprire il fabbisogno di EE e la potenza massima di erogazione, la simulazione è stata ripetuta prendendo a riferimento gli ultimi due anni per cui sono disponibili i dati orari di questi profili: il 2021 e il 2022¹².

Ebbene, come riassunto nella Tabella 9, la quantità necessaria di energia da fonte termoelettrica derivante dai profili orari relativi a questi due ultimi anni risulta essere ancora maggiore di quella calcolata nel caso B30 relativo al 2019, mentre per la potenza i due nuovi valori si collocano a cavallo di quello del 2019, ma per ragioni che verranno meglio analizzate in seguito.

¹² Quando questo studio è stato impostato non erano ancora disponibili i dati completi del 2023.

Tabella 9 Principali risultati dell'analisi di sensibilità all'anno di riferimento dei profili

Caso →	B30	B30-pr21	B30-pr22
Anno di riferimento dei profili orari →	2019	2021	2022
Valori relativi al bilancio energetico		Valori in TWh	
Energia prodotta dal termoelettrico di base	30,0	30,0	30,0
Energia prodotta dal termoelettrico di picco	65,9	67,0	67,9
→ Termoelettrico totale	95,9	97,0	97,9
Scarto produzione FER non programmabili	3,6	4,9	6,1
Perdite accumulo giornaliero	3,9	3,7	3,4
Energia scaricata dagli accumuli giornalieri	21,8	21,0	19,3
+ scarto = energia FV non erogata direttamente	25,4	25,9	25,4
Valori relativi alla potenza		Valori in GW	
Potenza termoelettrica di base	3,42	3,42	3,42
Massima potenza termoelettrica di picco	37,34	37,56	35,14
→ Massima potenza termoelettrica totale	40,76	40,98	38,56

Come mostra la Tabella 9, il maggior bisogno di energia termoelettrica negli ultimi due anni dipende dal forte aumento dello scarto di produzione FER non programmabile, mentre invece le perdite per accumulo giornaliero diminuiscono leggermente. Queste ultime corrispondono al 15% dell'energia che va a caricare gli accumuli. Sommando a quest'ultima energia i valori degli scarti si ottiene un valore all'incirca costante per i 3 anni presi a riferimento. Questo valore assomma a poco più di 1/4 dei 99,1 TWh di capacità produttiva ipotizzata per il FV. Di conseguenza si può ritenere che, nel mix previsto dal PNIEC, circa $\frac{3}{4}$ della capacità fotovoltaica possa essere direttamente utilizzata per gli usi finali, mentre la frazione restante si suddivide tra la quota accumulabile e lo scarto. Questo spiegherebbe l'andamento opposto tra i valori degli scarti e quello delle perdite per accumulo.

In conclusione possiamo dire che tra i profili degli ultimi anni, escluso il 2020 a causa degli effetti distorsivi sul consumo provocati dalla pandemia, quello del 2019 è quello meno problematico ai fini del contenimento del ricorso all'integrazione termoelettrica.

4.3.2.1 Effetto della variabilità interannuale della produzione idroelettrica

Per quanto riguarda la potenza massima calcolata, la Tabella 9 mostra che con i profili 2022 la massima potenza TE richiesta risulta di oltre 2 GW inferiore a quella calcolata con i profili degli altri 2 anni, nonostante che l'energia prodotta sempre da fonte TE sia risultata la maggiore dei 3 casi. Questo apparente paradosso è il frutto di un artefatto del metodo di calcolo derivante dalla variabilità interannuale della produzione idroelettrica.

Tra le assunzioni applicate alla determinazione dei profili di produzione delle varie fonti (vedere Paragrafo 3.3.3) la produzione idroelettrica annuale è stata sempre considerata pari al valore di 46,9 TWh previsto nel PNIEC per il 2030. La produzione effettiva per i 3 anni presi in considerazione è stata di 47,18 TWh per il 2019, 45,89 TWh per il 2021 e 29,35 TWh per il 2022. I primi 2 valori sono molto vicini al valore PNIEC, differenziandosi da quest'ultimo per pochi percento, mentre la produzione idroelettrica nel 2022, in conseguenza alla scarsa piovosità

registrata in quell'anno, è risultata del 37,4% inferiore. La normalizzazione la valore unico fissato nel PNIEC ha comportato gli effetti sugli andamenti dei profili idroelettrici considerati, come illustrato in Figura 39.

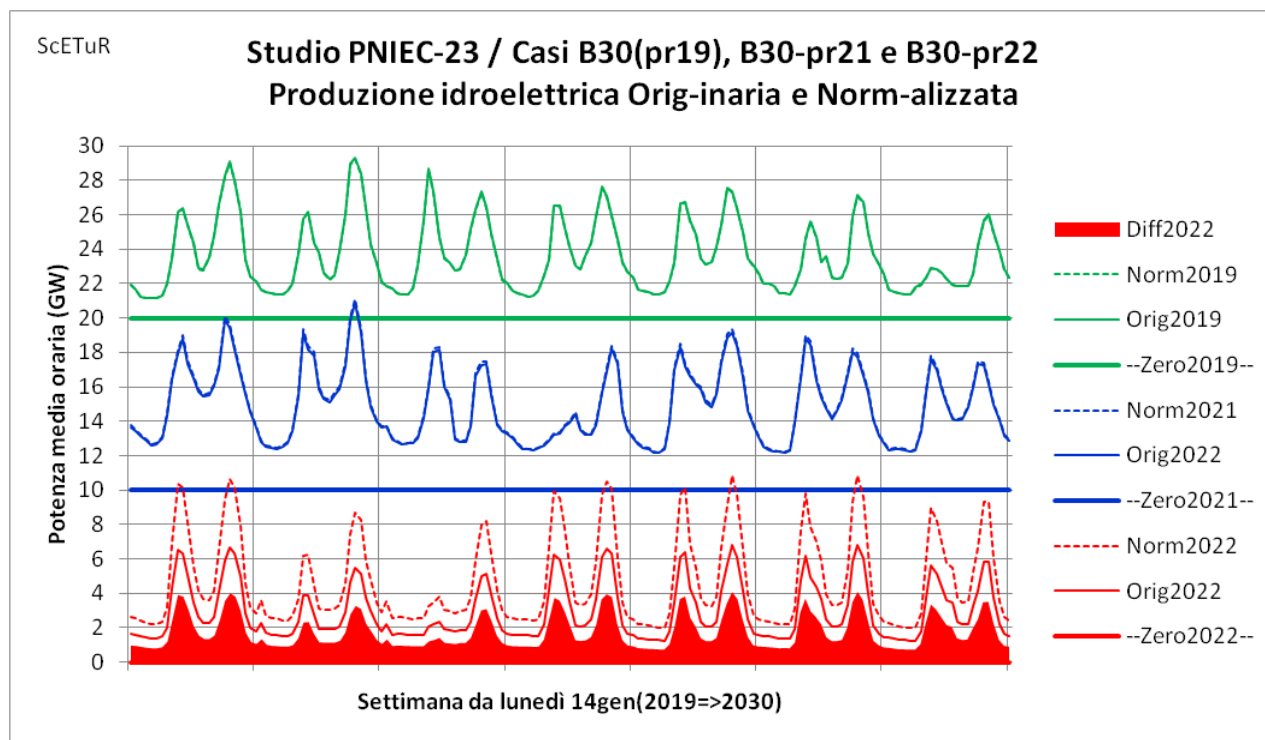


Figura 39 Profili orari, durante la settimana campione di gennaio, della produzione idroelettrica originaria e di quella normalizzata per i 3 anni di riferimento analizzati

Le curve rappresentate nel grafico, che si riferiscono ad una settimana di gennaio, ovvero del mese in cui è richiesta più potenza TE (come evidenziato nei grafici raccolti in Appendice A2.2.1), confrontano profili di produzione idroelettrici originari, cioè quelli reali presi dal sito TERNA, con quelli corrispondenti normalizzati al valore previsto nel PNIEC. Per gli anni 2019 (curve verdi) e 2021 (curve blu) i due profili sono indistinguibili. Per l'anno 2022 (curve rosse) il profilo normalizzato (linea tratteggiata) è nettamente maggiore di quello originario (linea continua). Il procedimento di normalizzazione effettuato moltiplicando i valori orari originari per un fattore di 1,60, ha determinato un'eccessiva amplificazione dei 2 picchi quotidiani di produzione, la cui entità è rappresentata dall'area rossa. Questi picchi, come meglio spiegato in Appendice A2.2.2, evidenziano l'impiego della produzione idro per compensare le variazioni mattutine e serali della produzione FV. Questa accentuazione fittizia dei 2 picchi giornalieri di produzione idroelettrica del caso B30-pr22 riduce della stessa misura il bisogno di potenza TE richiesto in quei momenti di maggior carenza di potenza, determinando alla fin fine la riduzione del valore massimo di potenza a livello annuale.

Per verificare quanto sopra detto è stato eseguito un caso supplementare, identificato come caso B30-pr22or, mantenendo il profilo idroelettrico originario del 2022 anche in valore assoluto e quindi limitando la produzione annuale ai 29,35 TWh registrati in quell'anno, al posto dei 46,9 TWh previsti dal PNIEC. I risultati principali sono elencati in Tabella 10.

Tabella 10 *Principali risultati del caso B30-pr22or a confronto con il B30-pr22*

Caso →	B30-pr22	B30-pr22or	Differenza
Anno di riferimento dei profili orari →	2022	2022	-
Energia idroelettrica	46,9	29,4	-17,5
Valori relativi al bilancio energetico	Valori in TWh		
Energia prodotta dal termoelettrico di base	30,0	30,0	-
Energia prodotta dal termoelettrico di picco	67,9	83,2	+15,3
→ Termoelettrico totale	97,9	113,2	+15,3
Scarto produzione FER non programmabili	6,1	4,1	-2,0
Perdite accumulo giornaliero	3,4	3,1	-0,3
Energia scaricata dagli accumuli giornalieri	19,3	17,8	-1,5
Valori relativi alla potenza	Valori in GW		
Potenza termoelettrica di base	3,42	3,42	-
Massima potenza termoelettrica di picco	35,14	38,62	+3,48
→ Massima potenza termoelettrica totale	38,56	42,04	+3,48

La minor produzione idroelettrica di 17,5 TWh del caso B30-pr22or comporta ovviamente un cospicuo incremento dell'integrazione TE, ma di entità leggermente inferiore alla riduzione di produzione idro, in quanto la minore disponibilità di questa fonte incrementerebbe l'impiego delle altre FER riducendo sia lo scarto, sia l'accumulo giornaliero e quindi le perdite ad esso associate.

Per quanto riguarda il valore massimo annuale della potenza TE si avrebbe un aumento di ben 3,48 GW, per un ammontare finale di 42,04 GW, quindi maggiore di quelli calcolati nei casi relativi agli anni 2019 e 2021.

4.3.3 Altri possibili studi di sensibilità

Nonostante la sua estrema semplificazione, il modello PNIEC utilizzato per le simulazioni ScETuR consente di eseguire molti altri studi di sensibilità, oltre a quelli descritti nei precedenti paragrafi.

Un utile impiego di questa potenzialità è quello di valutare l'impatto sui risultati, in particolare sull'energia che deve essere prodotta con impianti termoelettrici, derivante dalla variazione dei principali parametri di ingresso. Si possono variare ad esempio i valori di:

- energia prodotta da FV;
- energia prodotta da Eolico;
- limite di capacità di energia del sistema AG;
- potenza limite di carica del sistema AG;
- potenza limite di scarica del sistema AG.

Questa analisi di sensibilità può dare indicazioni su quali obiettivi del Piano sono più efficaci per contenere il ricorso all'energia prodotta da impianti termoelettrici.

Oltre a variazioni riguardanti la produzione, si può indagare su quelle inerenti i profili orari della domanda. Si possono immaginare ridistribuzioni del carico che tendano a concentrare i consumi giornalieri nelle ore centrali della giornata, oppure spostare i consumi annuali nei mesi a maggiore

produzione FER. In particolare, al posto dell'ipotesi di consumo costante assunta in questo studio per la ricarica dei veicoli elettrici, potrebbero essere applicati dei profili orari più realistici.

È anche possibile indagare le tappe intermedie di evoluzione del sistema elettrico verso l'obiettivo finale del 2030, applicando i parametri indicati in Tabella 1 come obiettivi intermedi al 2025.

4.4 Modello con produzione FV dedicata al P2H

In questa sezione vengono presentati i risultati dei casi simulati con un modello che tiene conto della quota aggiuntiva di 10 TWh di produzione FV prevista nella Tab. 11 del PNIEC, avente lo scopo di riservare gli stessi 10 TWh all'alimentazione di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno.

Per questi casi viene incrementata la produzione prevista da fonte FV portandola da 99,1 a 109,1 TWh. Viene poi attivato il terzo accumulo, quello che simula il P2H, per contabilizzare l'energia impiegata per alimentare gli elettrolizzatori, i quali, come indicato dal PNIEC, avranno una potenza massima di 3 GW.

4.4.1 Analisi con produzione FV dedicata completamente isolata dalla rete

Si è già visto che la Tab. 11 del PNIEC prevede l'installazione di 10 TWh di impianti solari dedicati a questo scopo. Stimando un fattore di produzione del 40%, a Pag. 88 del PNIEC si aggiunge che sarà necessario installare 3 GW di elettrolizzatori. Questa separazione della fonte di alimentazione degli elettrolizzatori dal resto degli impianti di produzione deriva da regole europee aventi lo scopo di evitare nel modo più assoluto che la produzione di idrogeno da elettrolisi avvenga utilizzando elettricità prodotta da fonti non rinnovabili. La questione tuttavia solleva delle problematiche.

Secondo i profili di produzione dell'anno 2019, la curva di durata della produzione dei 10 TWh aggiuntivi è quella riportata in Figura 40.

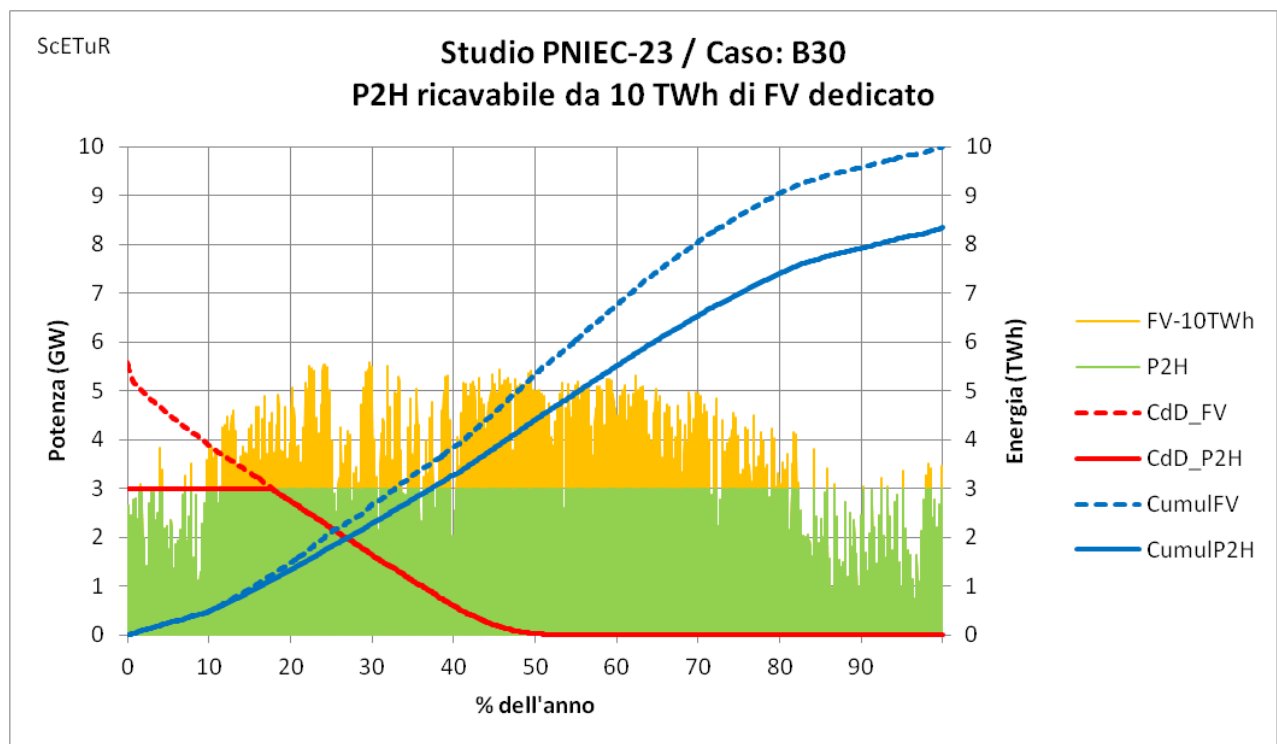


Figura 40 Curve di durata e produzione integrata di un impianto FV da 10 TWh/y e di un insieme di elettrolizzatori da 3 GW alimentati dallo stesso

La linea rossa tratteggiata mostra la curva di durata della potenza erogata da un complesso di impianti FV con una capacità di produzione annua di 10 TWh. L'area delimitata dalla linea rossa continua rappresenta pertanto l'energia assorbibile da un insieme di elettrolizzatori della potenza di 3 GW. Questi elettrolizzatori possono assorbire solo una parte della capacità produttiva, per l'esattezza, come mostra la curva blu continua nella parte destra del grafico, possono utilizzare 8,34 TWh, con un fattore di utilizzo medio di circa il 32%, minore quindi del 40% indicato nel PNIEC.

L'utilizzo integrale dei 10 TWh di capacità produttiva richiederebbe l'aggiunta di sistemi di accumulo circadiani dedicati aventi una potenza di picco di oltre 2 GW, tuttavia l'energia erogata in scarica dovrà scontare la riduzione dovuta alle perdite di accumulo. Assumendo che queste perdite ammontino al 15%, l'energia utilizzabile dagli elettrolizzatori non potrà essere maggiore di 9,7 TWh. Ad ogni modo il PNIEC non fa menzione di una tale capacità di accumulo asservita alla produzione FV per il P2H.

4.4.2 Elettrolizzatori alimentati solo dal FV dedicato (caso B30-H1)

In questo caso si suppone che la capacità FV dedicata al P2H sia connessa alla rete e che l'utilizzo per il P2H dell'energia da essi prodotta sia solo prioritario, ma non esclusivo, di questa energia, ovvero si assume che l'energia non impiegata per il P2H, a causa della limitata potenza degli elettrolizzatori, possa essere immessa in rete. Dal lato degli elettrolizzatori si suppone che essi siano alimentati esclusivamente dall'energia prodotta dagli impianti FV aggiuntivi destinati a produrre i 10 TWh dedicati al P2H.

A titolo di esempio dei risultati ottenuti con ScETuR si riportano in Figura 41 il profilo di copertura del fabbisogno per la settimana dell'equinozio di primavera.

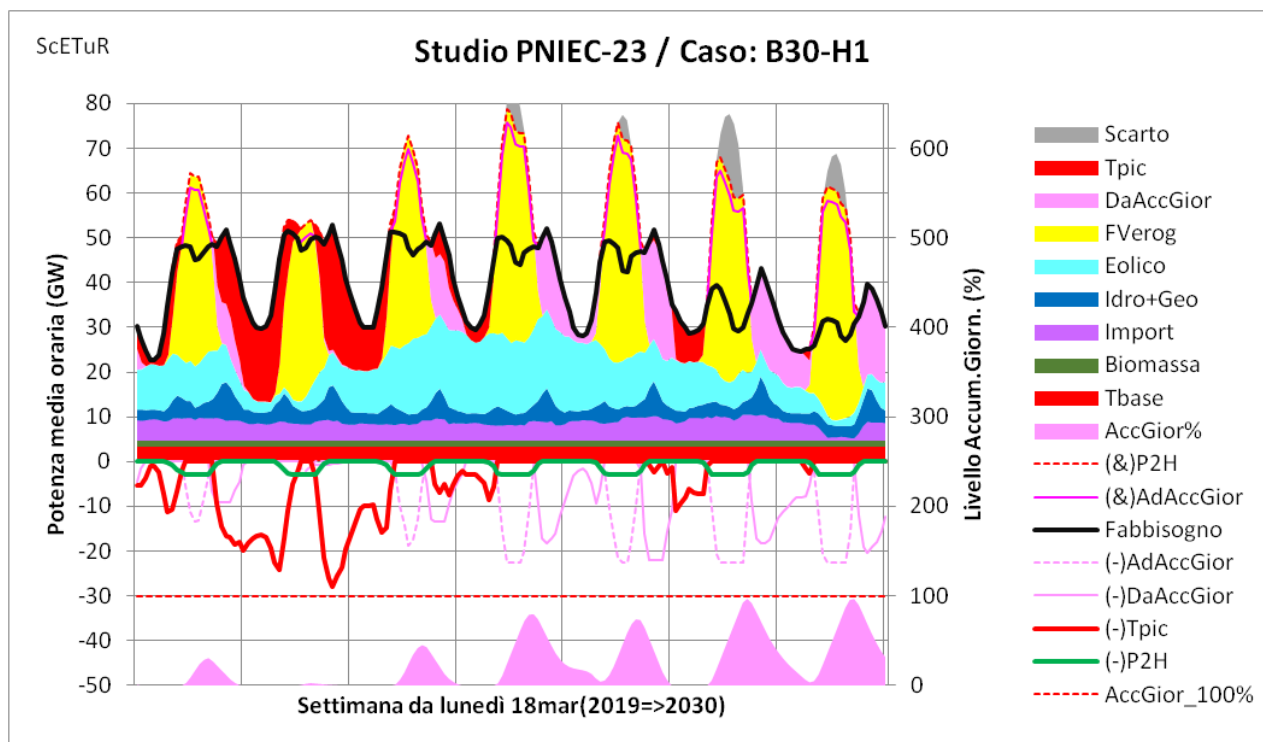


Figura 41 Copertura della domanda in una settimana di fine marzo per il caso B30-H1

Rispetto al grafico corrispondente del caso B30, compaiono due nuove curve. La curva verde sotto l'asse del tempo, descrive la potenza assorbita dagli elettrolizzatori (cambiata di segno). La curva tratteggiata sottile rossa che sovrasta i picchi di produzione FV rappresenta il totale dell'assorbimento dalla rete comprensivo del fabbisogno (linea nera), più la carica dell'accumulo

giornaliero (fino alla curva viola continua) e più l'assorbimento degli elettrolizzatori (fino alla curva in questione). In queste giornate di fine marzo si nota che a mezzogiorno la quantità di energia disponibile dalle FER non riesce ad essere interamente assorbita e deve quindi essere scartata (area grigia).

La mappa calendararia di Figura 42 illustra l'andamento giornaliero del funzionamento degli elettrolizzatori.

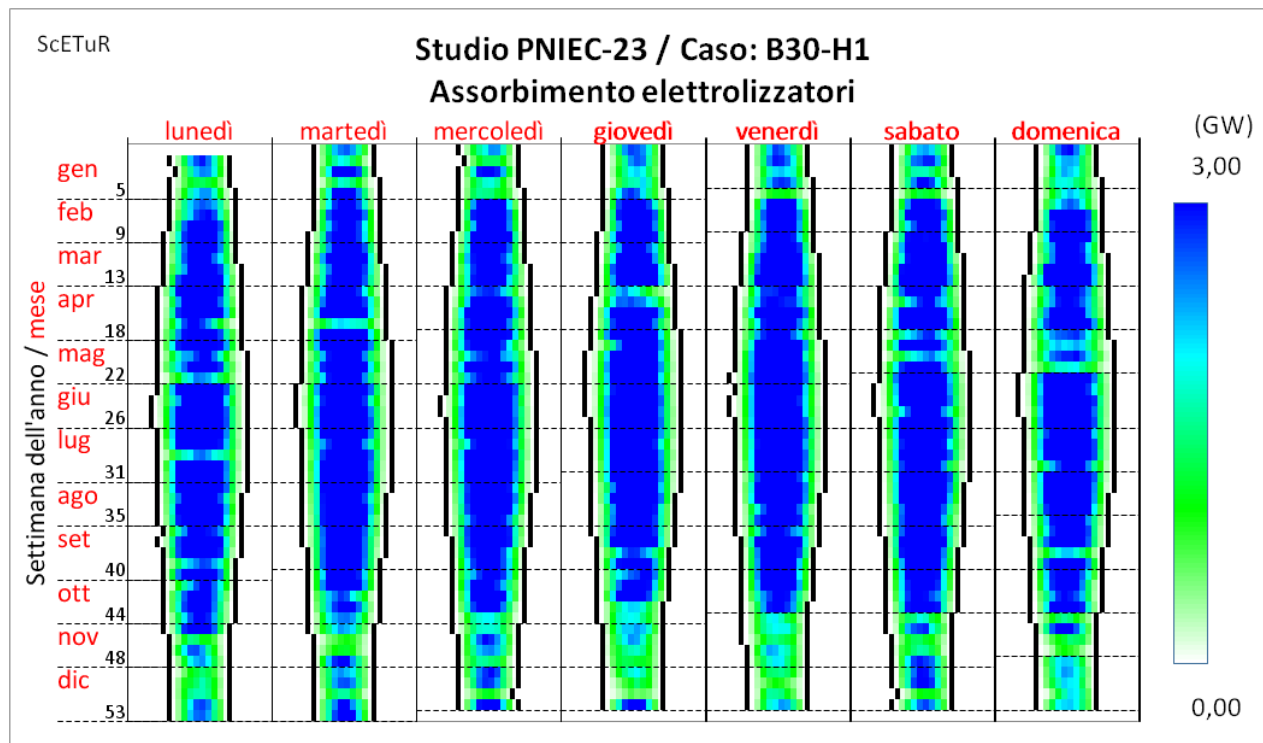


Figura 42 Mappa calendararia dell'assorbimento degli elettrolizzatori nel caso B30-H1

La Tabella 11 confronta i principali risultati cumulati nell'anno derivanti dalle simulazioni dei casi B30 e B30-H1.

Tabella 11 Confronto dei principali risultati tra i casi B30 e B30-H1

(Valori in TWh)	Caso B30	Caso B30-H1	Variazione
Energia da FV	99,10	109,10	+10,00
P2H	0	8,34	+8,34
Termoelettrico totale	95,95	94,98	-0,97
Scarto	3,63	4,15	+0,52
Perdite da AccGiorn	3,86	4,02	+0,16

La tabella mostra innanzitutto, come era ovvio aspettarsi, che degli 10 TWh aggiuntivi di FV solo 8,34 TWh vengono assorbiti dagli elettrolizzatori, la stessa identica quantità calcolata nel paragrafo precedente. Dei restanti 1,66 TWh disponibili, 0,97 TWh vengono utilizzati dal consumo generale, andando così ad alleggerire della stessa quantità l'energia richiesta alla fonte termoelettrica. Rimangono 0,69 TWh, che per lo più vanno ad accrescere lo scarto (0,52 TWh) e in misura minore ad aumentare le perdite per accumulo giornaliero (0,16 TWh).

4.4.3 Elettrolizzatori alimentati anche da altro surplus (caso B30-H2)

Nel caso precedente B30-H1 l'assorbimento degli elettrolizzatori avviene ovviamente solo durante le ore diurne essendo strettamente legato alla disponibilità di EE prodotta dagli impianti FV ad esso dedicati. L'energia utilizzata al P2H resta di 1,66 TWh al di sotto dei 10 TWh previsti dal PNIEC, al contempo lo scarto di produzione FER sale a 4,15 TWh. Si vuole verificare in che misura questo scarto può essere utilizzato per aumentare l'energia assorbita dagli elettrolizzatori.

A tal scopo è stato eseguito il caso B30-H2, in cui oltre all'energia prodotta dal FV dedicato, già contabilizzata nel caso B30-H1, si destina al P2H anche tutta l'energia scartata che può rientrare nei 3 GW di potenza degli elettrolizzatori.

I risultati della simulazione mostrano un leggerissimo aumento del P2H, pari ad appena 0,131 TWh, a cui corrisponde un identico calo dello scarto, che quindi risulta essere sfruttato in minima misura rispetto ai 4,15 TWh disponibili.

Il motivo è spiegato dalla mappa calendararia di Figura 43 che mostra la variazione di assorbimento degli elettrolizzatori nel caso B30-H2, rispetto al precedente B30-H1.

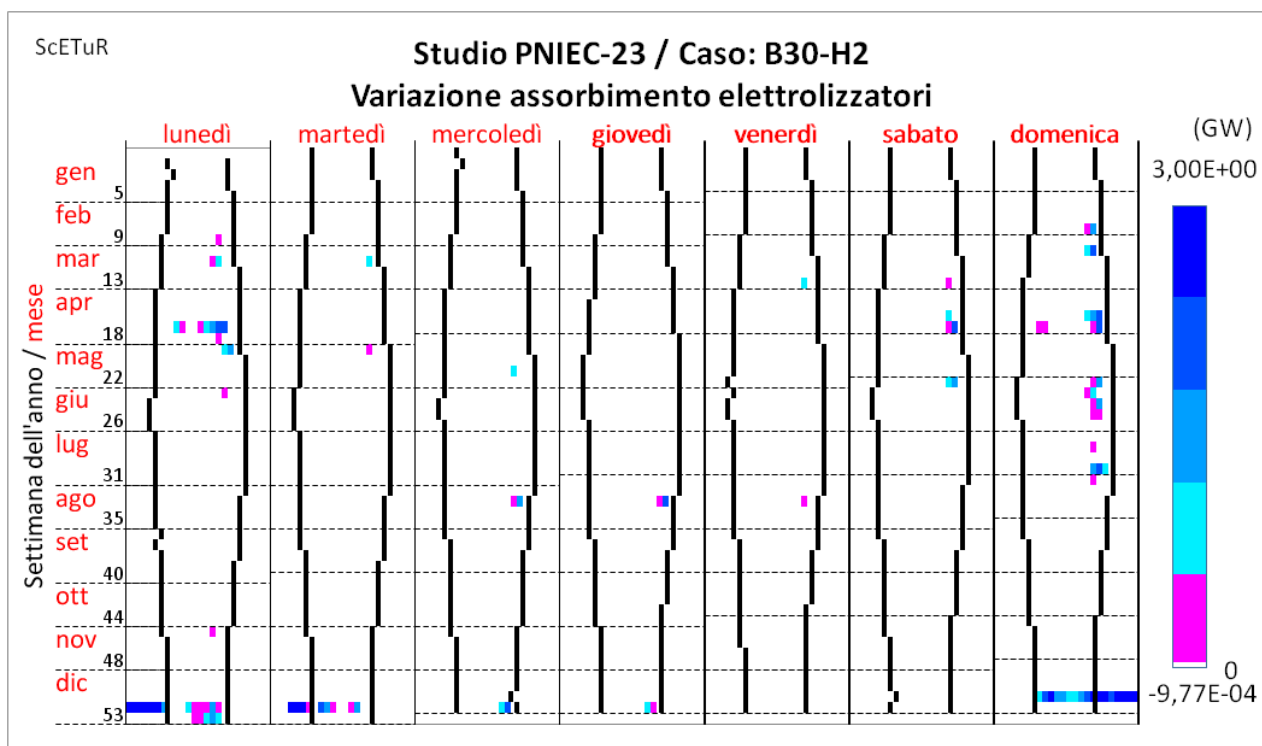


Figura 43 Mappa calendararia della variazione di assorbimento per P2H del caso B30-H2 rispetto al caso B30-H1

Come si nota l'incremento è limitato a sporadici momenti, per la maggior parte concentrati nel tardo pomeriggio delle domeniche, quando, al termine dei due giorni non lavorativi, è più frequente che gli accumuli giornalieri siano già colmi, rendendo così disponibile il conseguente scarto e nello stesso tempo la potenza degli impianti FV dedicati al P2H è scesa al di sotto dei 3 GW di potenza assorbibile dagli elettrolizzatori. Tutti questi periodi rientrano nelle fasce diurne dell'anno.

Per i profili 2019, utilizzati in questa simulazione, l'unico periodo dell'anno in cui gli elettrolizzatori utilizzerebbero energia di scarto al di fuori delle fasce diurne si verifica nel periodo natalizio in cui ad un calo dell'assorbimento dell'industria è associata una intensa produzione eolica.

4.4.4 Considerazioni finali sulla produzione di idrogeno verde

Come mostrano i casi B30-H1 e B30-H2 la produzione di idrogeno verde, ovvero ricavato esclusivamente da energia elettrica prodotta da FER, risulterebbe di un 15-17% inferiore all'obiettivo dei 10 TWh stabilito nel PNIEC, anche mettendo in campo 10 TWh di energia solare dedicata al P2H. Lo scostamento non è rilevante, soprattutto a fronte del carattere di indirizzo del Piano e della aleatorietà ed approssimazione delle ipotesi di calcolo.

Tuttavia occorre ricordare che questi casi sono stati effettuati nell'ipotesi "piastra di rame" applicata all'intera rete di trasporto nazionale, ovvero trascurando i colli di bottiglia costituiti dalle connessioni elettriche, in particolare tra quelle interzonali tra le 7 zone di mercato.

Nella sezione in cui si era analizzato l'impatto dei limiti di trasporto AT sulla copertura del fabbisogno al 2030, al paragrafo 4.2.2.5 si era valutato in che modo utilizzare l'accresciuto surplus nelle zone peninsulare che si veniva a determinare dai limiti delle linee tra Centro-Nord e Nord. Il caso B30-AT30-H0 aveva indicato che tale surplus avrebbe potuto fornire 8,0 TWh di energia ad un complesso di elettrolizzatori della stessa potenza di 3 GW considerata nei due casi di questa sezione, un valore di P2H di poco inferiore a quello risultante dai casi B30-H1 e B30-H2.

Ovviamente questa energia P2H sarebbe la conseguenza indiretta di un accresciuta produzione da termoelettrico nella zona Nord necessaria per sopperire all'insufficiente capacità di trasporto dalle zone più meridionali, tuttavia, alle condizioni della rete previste al 2030, sarebbe comunque una scelta obbligata per coprire i presunti profili di fabbisogno al Nord. Quindi, tenendo conto degli 8,0 TWh risultanti dal caso B30-AT30-H0, il raggiungimento dei 10 TWh di P2H previsti nel PNIEC potrebbe essere conseguito installando una quantità di FV dedicato al P2H inferiore a 10 TWh.

4.5 Riepilogo dei risultati principali

4.5.1 Prospetto dei casi eseguiti

In Tabella 12 si riporta l'elenco dei casi analizzati e illustrati in questo studio.

Tabella 12 Lista dei casi analizzati in questo studio

Sigla caso	Termoel. di base (TWh)	Anno di riferim. dei profili orari	Limiti capacità linee AT tra Nord e Penisola	Produtz. di H2 verde	Inclusi 10 TWh di FV dedicati a P2H	Calcolo eseguito con
B30 (2019)	30	2019	Nessuno	NO	NO	ScETuR
B30-AT30	30	2019	2030	NO	NO	PPS(1)
B30-AT30-H0	30	2019	2030	SI	NO	PPS(1)
B30-AT35	30	2019	2035	NO	NO	PPS(1)
B00	0	2019	Nessuno	NO	NO	ScETuR
B60	60	2019	Nessuno	NO	NO	ScETuR
B30-pr21	30	2021	Nessuno	NO	NO	ScETuR
B30-pr22	30	2022	Nessuno	NO	NO	ScETuR
B30-H1	30	2019	Nessuno	SI	SI(a)	ScETuR
B30-H2	30	2019	Nessuno	SI	SI(b)	ScETuR

(a) Energia in eccesso del FV dedicato riversabile sulla rete
 (b) C.s., più energia di scarto della rete utilizzabile negli elettrolizzatori
 (1) Casi studiati partendo dai risultati del caso B30 e ripartiti tra le 2 macrozone Nord e Penisola mediante il Post-Processore dei dati di ScETuR

Nei paragrafi seguenti si mettono a confronto i principali risultati ottenuti in questi casi.

4.5.2 Energia termoelettrica necessaria

Limitatamente al settore elettrico, l'obiettivo del PNIEC più significativo per una valutazione della prestazione dei vari casi simulati in questo documento è la quantità di EE che occorre produrre da fonte termoelettrica alimentata a fonti fossili (o comunque non rinnovabili) necessaria per coprire l'intero fabbisogno previsto al 2030.

L'istogramma di Figura 44 riassume i principali risultati ottenuti nei vari casi simulati, confrontando graficamente i valori della produzione termoelettrica totale (comprensiva della quota base e di quella di picco), dell'energia FER scartata, cioè quella prodotta in eccesso rispetto al fabbisogno del momento e che non poteva neppure essere accumulata per saturazione degli accumuli le perdite da accumulo giornaliero, ovvero il 15% dell'energia totale transitata dagli impianti di pompaggio e dalle batterie di accumulo, e infine l'EE destinata alla produzione di H₂.

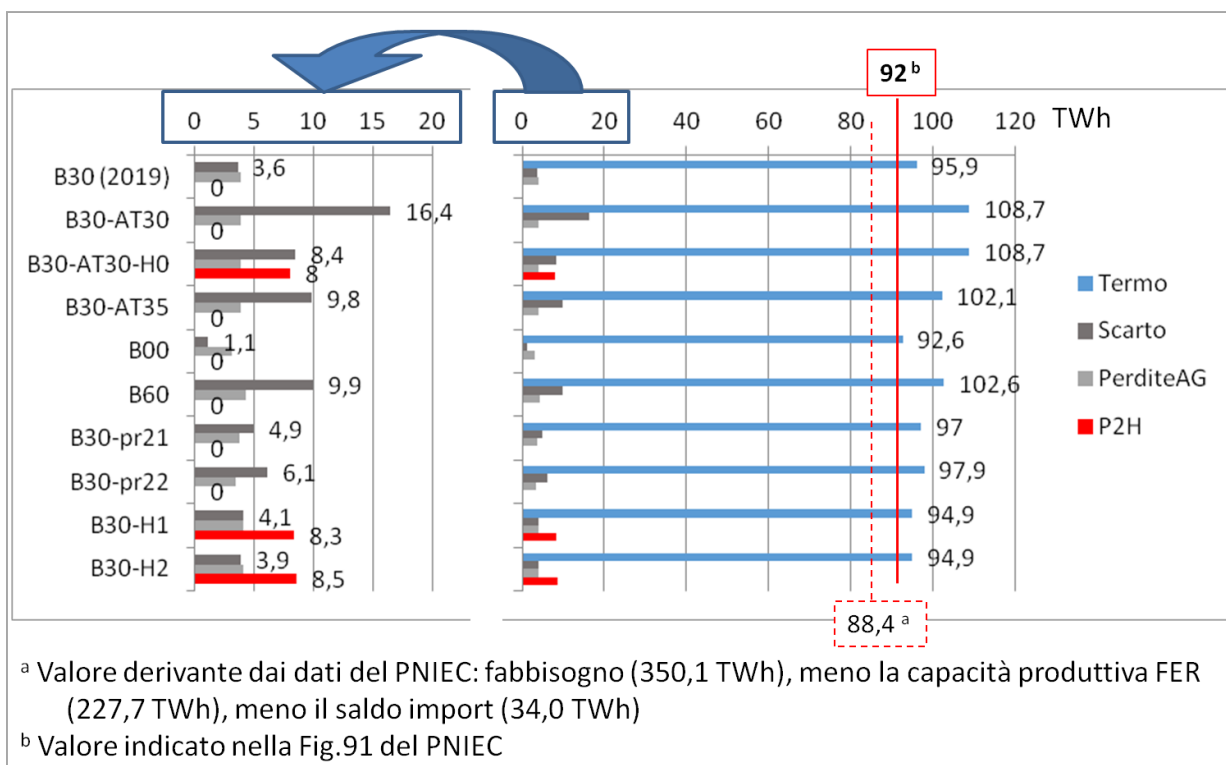


Figura 44 Energia TE da produrre, scarti, perdite ed energia impiegata per il P2H per i vari casi eseguiti

La Tabella 13 mostra all'inizio i suddetti valori per il caso di riferimento B30, nelle righe seguenti vengono indicati gli scostamenti delle stesse grandezze rispetto a quelle risultanti dal caso base.

Tabella 13 Riepilogo dei principali risultati dei casi analizzati

	Capacità FV	TE totale	Scarto FER	Perdite AG	Per prod. H ₂
Caso Base	Valori assoluti (TWh)				
B30 (2019)	99,1	95,9	3,6	3,9	-
Varianti	Variazioni da caso B30 (TWh)				
B30-AT30	invar.	+12,8	+12,8	invar.	-
B30-AT30-H0	invar.	+12,8	+4,8	invar.	+8,0
B30-AT35	invar.	+6,2	+6,2	invar.	-
B00	invar.	-3,3	-2,5	-0,8	-
B60	invar.	+6,7	+6,3	+0,4	-
B30-pr21	invar.	+1,1	+1,3	-0,2	-
B30-pr22	invar.	+2,0	+2,5	-0,5	-
B30-H1	+10,0	-1,0	+0,5	+0,2	+8,3
B30-H2	+10,0	-1,0	+0,3	+0,2	+8,5

Questi risultati mostrano che la produzione termoelettrica nel caso base B30 supera già di 3,9 TWh il valore di 92 TWh indicato nel PNIEC. Nessuna delle altre varianti studiate riesce a recuperare

questa differenza, al contrario si incorre quasi sempre in un aumento della quota di termoelettrico necessaria per coprire il fabbisogno.

4.5.3 Requisiti di potenza termoelettrica

Il secondo aspetto più rilevante indagato in questo studio è il livello di potenza minimo che dovrà essere erogato al 2030 da fonte termoelettrica secondo lo scenario PNIEC. Salvo gli ulteriori incrementi dovuti alle fluttuazioni di scala temporale inferiore, questo livello sarà almeno pari al valore massimo della media oraria della potenza totale calcolata nei casi simulati in questo studio, i cui valori sono elencati in Tabella 14, limitatamente a quei casi che hanno dati valori diversi dal caso B30.

Tabella 14 Valori massimi (in GW) delle medie orarie della potenza termoelettrica erogata nei vari casi

Casi	Potenza di base	Potenza di picco	Potenza totale
B30 (2019)	3,42	37,34	40,76
B30-AT30	come caso B30		
B30-AT30-H0			
B30-AT35			
B00	0	40,76	40,76
B60	6,84	33,91	40,75
B30-pr21	3,42	37,56	40,98
B30-pr22	3,42	35,14	38,56
B30-H1	come caso B30		
B30-H2			

La tabella mostra come il valore massimo della potenza TE richiesta nelle diversi casi vari entro una stretta fascia compresa tra un minimo di 38,56 GW (per il caso con profili orari del 2022)¹³ ad un massimo di 40,98 GW (per il caso con i profili orari del 2021). Va però ricordato che si tratta di valori medi orari e quindi che i valori istantanei di fabbisogno di energia sono certamente maggiori.

I suddetti valori vanno confrontati con il massimo di potenza di 36,7 GW registrato nel 2019, valore calcolato includendo la parte autoprodotta ma escludendo quella da biomassa (vedere Appendice A1.1.8).

Tutto ciò conferma che la forte riduzione dell'energia prodotta da fonte TE non comporta alcuna diminuzione della massima potenza richiesta al relativo parco centrali. Questo risultato è illustrato dal confronto tra le curve di durata dell'erogazione TE secondo i valori registrati nel 2019 e le curve di durata risultanti dai casi simulati, come mostrato in Figura 45 e, in scala temporale logaritmica, in Figura 46.

¹³ Va tenuto tuttavia presente che il basso valore di potenza massima calcolato nel caso B30-pr22 è dovuto ad un artefatto del calcolo legato alla bassa produzione idroelettrica registrata nel 2022, come già spiegato al Paragrafo 4.3.2.1.]

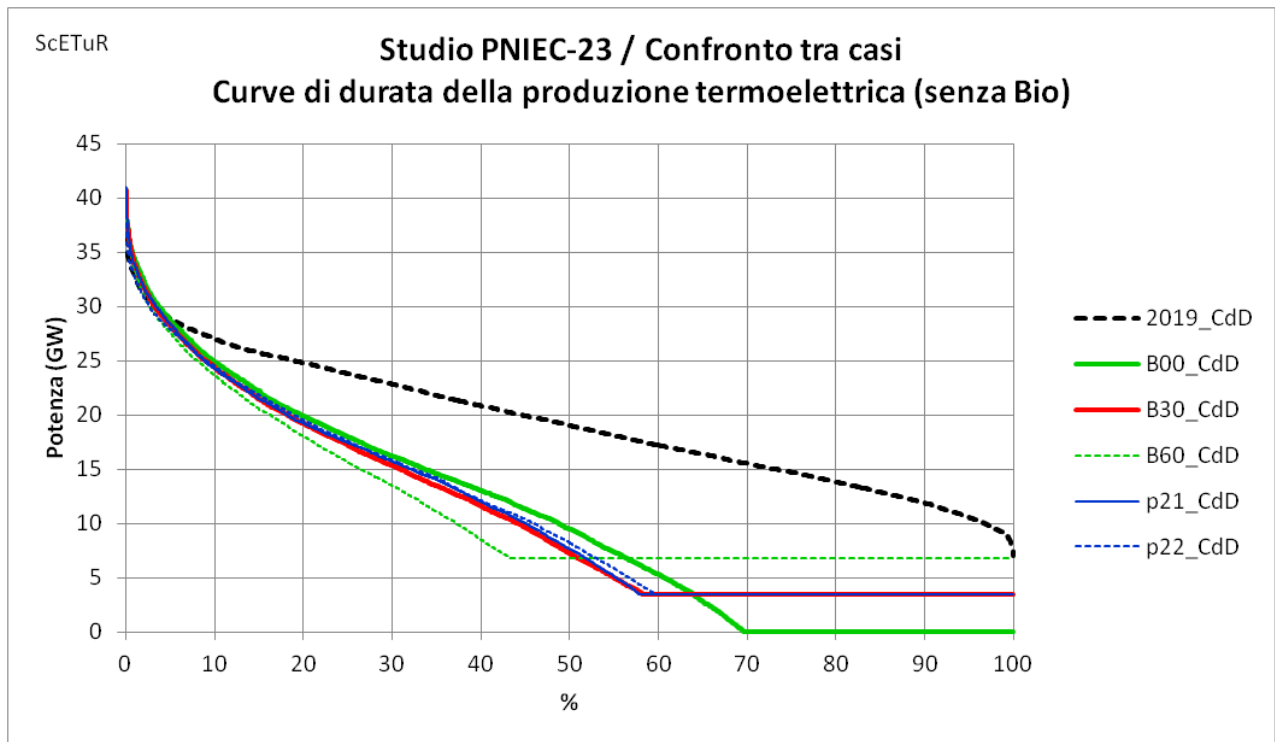


Figura 45 Curve di durata delle produzioni TE totale nel 2019 e nei casi PNIEC simulati

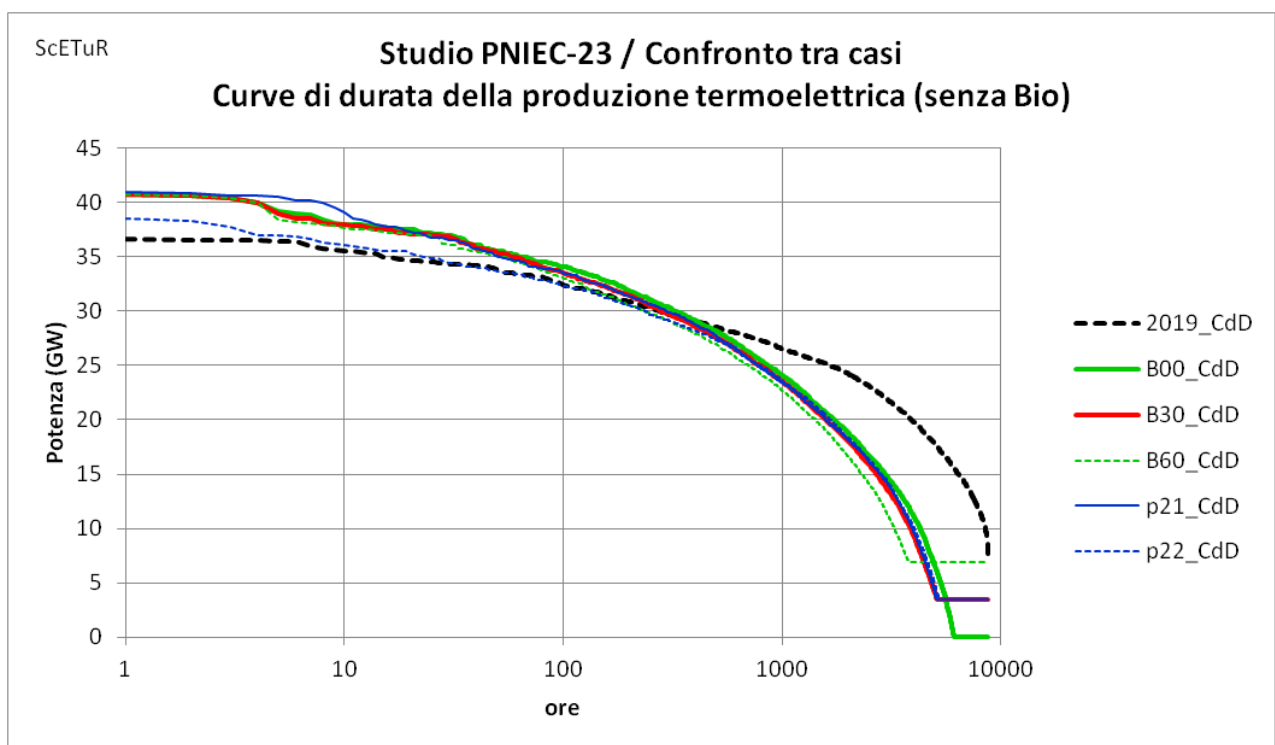


Figura 46 Curve di durata delle produzioni TE totale nel 2019 e nei casi PNIEC simulati, con scala temporale logaritmica

Come noto, l'area sottesa dalle curve di durata (nel grafico con scala temporale lineare) è proporzionale all'energia prodotta. Il fatto che tutte le curve di durata relative ai casi PNIEC siano

nettamente più basse rispetto a quella del 2019, mette in evidenza la forte riduzione di produzione TE prevista dal PNIRC. Tuttavia il grafico mostra che questa riduzione avviene solo con una forte riduzione del tempo di erogazione alle varie potenze che grosso modo si dimezza rispetto ai valori del 2019, mentre la potenza massima di erogazione richiesta sale di un 10% attestandosi intorno al valore di 40 GW.

Per quanto riguarda le singole curve dei casi PNIEC, nel caso B00, quello senza imposizione di produzione TE di base, la relativa curva mostra come nel 30% delle ore dell'anno non sia richiesto alcun supporto da impianti termoelettrici.

A valori elevati di potenza di erogazione tutte le curve di durata si appiattiscono sull'asse delle ordinate rendendo impossibile apprezzarne il punto di arrivo. Pertanto la Figura 46 presenta lo stesso grafico con in ascissa una scala logaritmica quotata in ore. Esso mostra in modo più evidente che nei casi PNIEC il livello di potenza al di sopra del quale l'erogazione non supera le 1000 ore all'anno risulta essere di 4-5 GW inferiore al livello relativo alla situazione del 2019. Il limite delle 1000 ore annuali è considerato una soglia al di sotto della quale questioni di convenienza economica, e quindi in fin dei conti energetica, suggeriscono l'uso di impianti basso costo di realizzazione e gestione come i turbogas a ciclo aperto.

5 Conclusioni

Tenendo sempre presente la limitatezza delle informazioni e gli strumenti di calcolo impiegati nel presente studio rispetto a quelli utilizzati dalle Istituzioni che hanno contribuito alla messa a punto della proposta di PNIEC qui esaminata, si ritiene opportuno porre all'attenzione delle parti interessate al dibattito i seguenti punti:

- 1 - Energia TE – L'energia termoelettrica viene all'incirca dimezzata rispetto alla situazione di riferimento, ma nei diversi casi esaminati risulta sempre maggiore dei 92 TWh/anno preventivati dal PNIEC (Tabella 13);
- 2 - Potenza TE – La potenza termoelettrica necessaria al bilanciamento (a livello orario)¹⁴ tra domanda e produzione FER è superiore di alcuni GW a quella dell'anno di riferimento 2019 (Tabella 14, Figura 45 e Figura 46);
- 3 - Dai punti precedenti ne deriva che i tempi di utilizzo medio degli impianti del parco TE si riducono considerevolmente, quasi dimezzandosi. Questo, a situazione tecnologica ed economica costante da qui al 2030, implica l'impiego, per circa la metà della potenza installata, di centrali turbogas a ciclo aperto, che hanno un rendimento minore rispetto a quelle a ciclo combinato¹⁵;
- 4 - Le linee di trasmissione AT esistenti attualmente e il loro potenziamento al 2030 (previsto da TERNA e accolto nel PNIEC) risultano insufficienti per una piena integrazione a livello nazionale dell'aumentata produzione da FER. In particolare, dato l'aumento consistente della produzione FER al centro-sud, appare contraddittorio il permanere, anche dopo i previsti interventi di potenziamento della rete AT, di una prevalente capacità di trasporto interzonale diretta verso la zona Nord, rispetto alla capacità nel verso opposto;
- 5 - Nelle analisi di scenario futuro risulta necessario preventivare una certa variabilità interannuale delle FER che è prevedibilmente e prevalentemente a carico della fonte eolica e, a causa del Cambiamento Climatico in atto, soprattutto idrica.

Secondo gli autori di questo rapporto, la valutazione degli scenari elettrici del PNIEC va condotta mediante un'accurata analisi a livello orario degli obiettivi di produzione e consumo. Solo considerando questo livello di dettaglio è possibile infatti prevedere le caratteristiche del sistema energetico futuro in termini di energia, potenza e tipologia del parco FER e termoelettrico e di capacità di trasporto delle linee di trasmissione.

Gli autori non hanno i mezzi e le risorse per condurre altro che un'analisi di massima come quella condotta in questo rapporto. Gli autori sono convinti che gli estensori del PNIEC abbiano i mezzi per condurre tali analisi e metterle a disposizione dei cittadini e delle associazioni che si occupano del problema, affinché il futuro energetico del Paese possa essere discusso in modo approfondito e scevro da quelle eccessive semplificazioni che più facilmente alimentano posizioni irrazionali ed ideologiche.

14 A scale temporali più brevi si ha ovviamente un incremento del valore della potenza di picco richiesta dalla rete.

15 L'energia prodotta da queste centrali sarebbe comunque una frazione limitata, dell'ordine di un decimo, del totale dell'energia da TE necessaria nel 2030 e quindi con effetti contenuti per quanto riguarda le emissioni di CO₂.

6 Riferimenti

- [1] Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), «PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L’ENERGIA E IL CLIMA (PNIEC)». MASE, giugno 2023. Consultato: 4 gennaio 2024. [Online]. Disponibile su: https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2023.pdf
- [2] European Commission, «Commission Recommendation on the draft updated integrated national energy and climate plan of Italy covering the period 2021-2030 and on the consistency of Italy’s measures with the Union’s climate-neutrality objective and with ensuring progress on adaptation». Consultato: 11 gennaio 2024. [Online]. Disponibile su: https://commission.europa.eu/system/files/2023-12/Recommendation_draft_updated_NECP_Italy_2023.pdf
- [3] S. Tiribuzi *et al.*, *Verso un sistema energetico italiano basato sulle fonti rinnovabili. Prima parte: analisi introduttiva, problematiche e scenari propedeutici*. Roma: CNR Edizioni, 2023. Consultato: 24 aprile 2023. [Online]. Disponibile su: <http://eprints.bice.rm.cnr.it/22309/>
- [4] TERNA, «Piano di Sviluppo 2023, Overview». TERNA, 2023. [Online]. Disponibile su: https://download.terna.it/terna/Terna_Piano_Sviluppo_2023_Overview_8db25484d720abe.pdf
- [5] «Download center - Terna spa». Consultato: 7 dicembre 2022. [Online]. Disponibile su: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report/download-center>
- [6] Terna driving energy SpA, «Pubblicazioni Statistiche - Terna spa». Consultato: 17 gennaio 2024. [Online]. Disponibile su: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche>
- [7] TERNA e SNAM, «Documento di Descrizione degli Scenari 2022». [Online]. Disponibile su: https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2022_8da74044f6ee28d.pdf
- [8] N. Lienhard, R. Mutschler, L. Leenders, e M. Rüdüsüli, «Concurrent deficit and surplus situations in the future renewable Swiss and European electricity system», *Energy Strategy Reviews*, vol. 46, p. 101036, mar. 2023, doi: 10.1016/j.esr.2022.101036.
- [9] «Long Duration Energy Storage», Pathways to Commercial Liftoff. Consultato: 17 gennaio 2024. [Online]. Disponibile su: <https://liftoff.energy.gov/long-duration-energy-storage/>
- [10] Benedetti, Luca (GSE), «Risultati preliminari sulla valutazione del potenziale nazionale del teleriscaldamento e della cogenerazione ad alto rendimento», giugno 2021. [Online]. Disponibile su: <https://fire-italia.org/wp-content/uploads/2021/06/2021-06-Benedetti.pdf>

A Appendici supplementari

Queste appendici raccolgono materiale supplementare o integrativo rispetto a quello presentato nel corpo del documento, che non trova posto nel corpo stesso a causa del livello di dettaglio o dell'ampiezza delle informazioni.

Appendice A1 Profili 2019 della produzione, dei consumi e dei flussi

A1.1 Profili delle componenti della produzione elettrica

In questo paragrafo vengono analizzate le voci della produzione elettrica scaricabili dalla pagina "Download Center" del sito TERNА dedicato alla trasparenza [5]. Le informazioni utili a ricavare i profili orari di generazione si trovano nelle sezioni "Renewable Generation" (RG) e "Energy Balance" (EB) raggiungibili seguendo il percorso illustrato in Figura A-1.

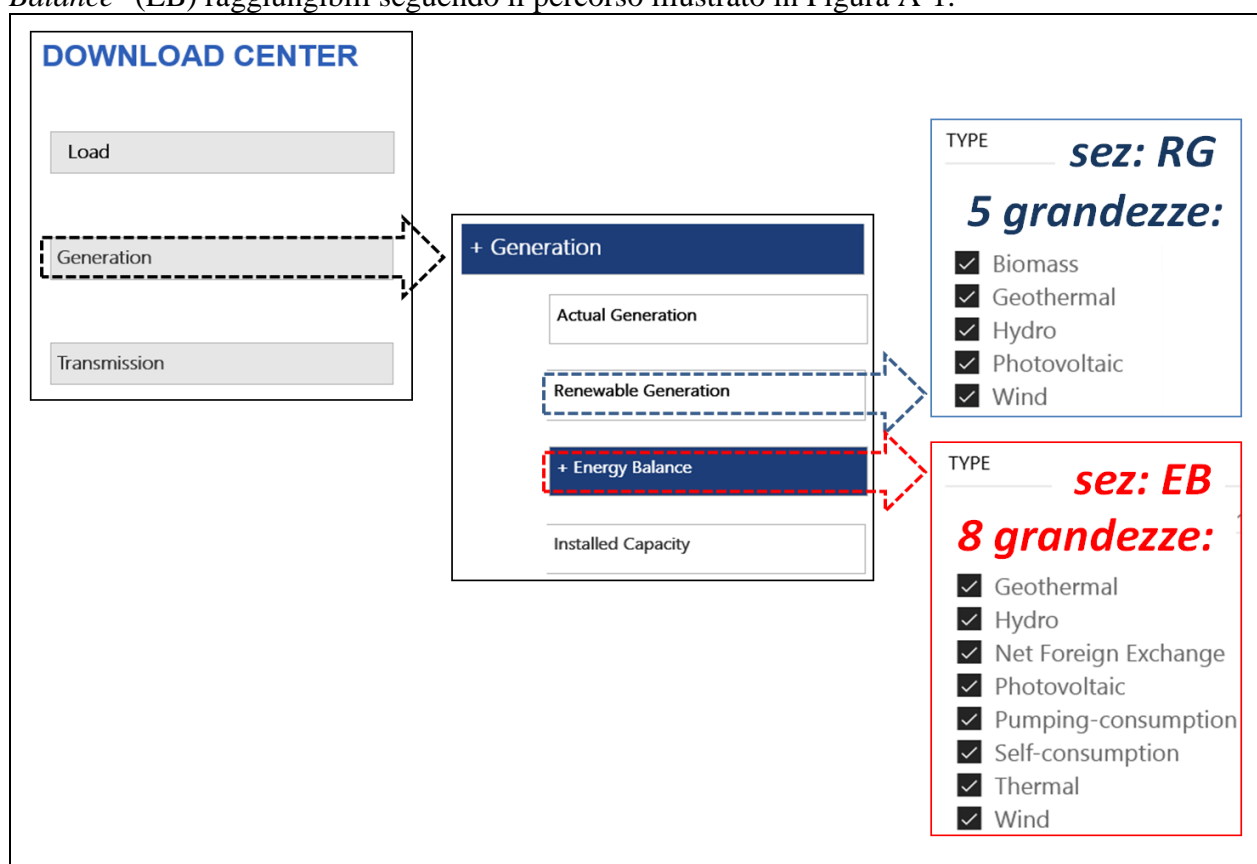


Figura A-1 Percorso per i dati TERNА relativi alla generazione

La sezione EB è quella più completa e contiene 8 grandezze. La sezione RG contiene invece 5 grandezze relative soltanto alle FER, le quali tuttavia sono necessarie per definire meglio significato e valori delle 8 grandezze EB.

Lo schema della Figura A-2 offre un'interpretazione di come il complesso delle 13 grandezze sopra menzionate possono considerarsi relazionate tra loro.

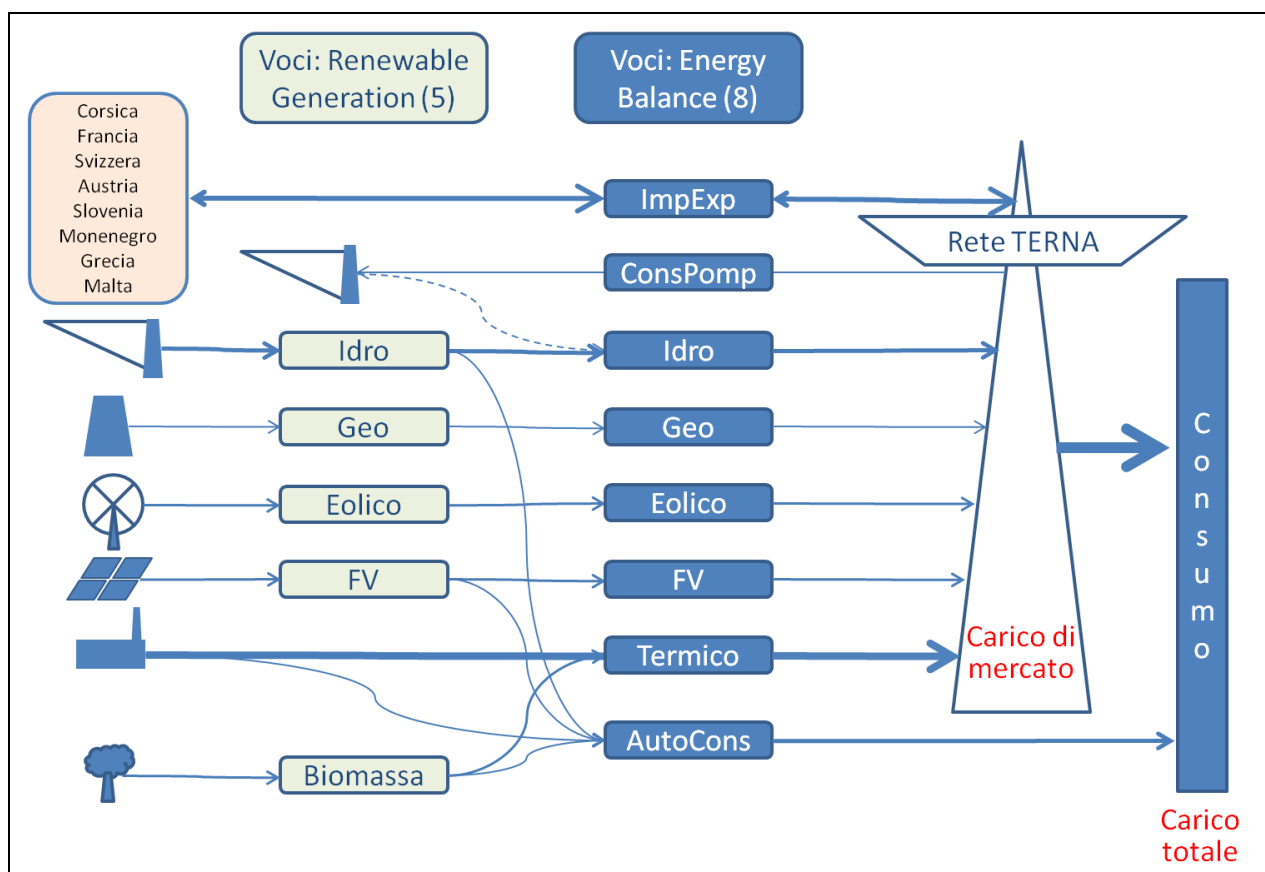


Figura A-2 Schema di interrelazione tra le grandezze di generazione disponibili nel sito TERNA

Come mostra lo schema tutte le componenti di generazione che alimentano i consumi elettrici, sia passando dal mercato, sia venendo autoconsumate dagli autoproduttori, sono contemplate nelle 8 voci della sezione EB. Le voci della sezione RG riguardano solo alcune componenti della sezione EB. In particolare restano escluse la componente ImpExp, buona parte del Termico, tranne per quanto riguarda il contributo della biomassa e gli impianti di pompaggio.

La voce ConsPomp relativa al consumo da pompaggio rappresenta un prelievo di energia dalla rete. Questa energia viene parzialmente restituita alla rete in proporzione all'efficienza del ciclo di pompaggio.

Due delle 5 voci RG, ossia Geo ed Eolico, confluiscono interamente nel carico di mercato. Delle altre 3 voci, una parte è autoconsumata da chi la produce e il resto va al mercato. La stessa ripartizione avviene per la voce Termico della sezione EB.

Nei seguenti paragrafi si analizzano le 8 voci della sezione EB. Per ciascuna voce si presentano almeno 3 grafici ricavati dai dati orari riferiti alle voci della sezione EB. che, come mostrato dallo schema di Figura A-2, potrebbero non includere l'intera produzione da quella fonte, ovvero non includere la parte autoconsumata.

Il primo dei suddetti 3 grafici è un normale diagramma cartesiano che mostra 6 curve:

- in verde chiaro la curva degli 8760 valori orari della potenza media oraria;
- in verde la media mobile giornaliera degli stessi valori;
- in verde scuro la media mobile su una settimana;
- in verde scuro tratteggiato la media annuale;
- in rosso la curva di durata dei valori orari;

- in blu, con riferimento alla scala di destra, la curva del valore cumulativo dell'energia nel corso dell'anno.

Il secondo grafico è la mappa calendararia dei valori orari della potenza rappresentati con una scala colori. Questo tipo di rappresentazione grafica consente, a differenza della curva verde del primo grafico, di apprezzare l'entità della potenza ora per ora e di cogliere le relazioni con il sorgere e il tramontare del sole nelle varie stagioni e l'influenza dell'alternarsi di giorni festivi e feriali nel corso della settimana.

Il terzo grafico, di nuovo un normale diagramma cartesiano, presenta l'andamento dei profili orari relativi alle 4 settimane campione scelte nel corso dell'anno, secondo i criteri illustrati in Appendice B1.3.

I valori orari rappresentati sono quelli originari dei file scaricati dal sito TERNA, quindi si riferiscono alle produzioni del 2019. Quando impiegati per profilare l'andamento temporale delle componenti produttive del 2030, vengono ovviamente scalati in base ai rapporti tra l'energia annuale prevista al 2030 e quella prodotta nel 2019.

A1.1.1 Produzione fotovoltaica

La produzione solare fotovoltaica rappresenta quella più caratteristica e importante tra le fonti rinnovabili coinvolte nella transizione energetica.

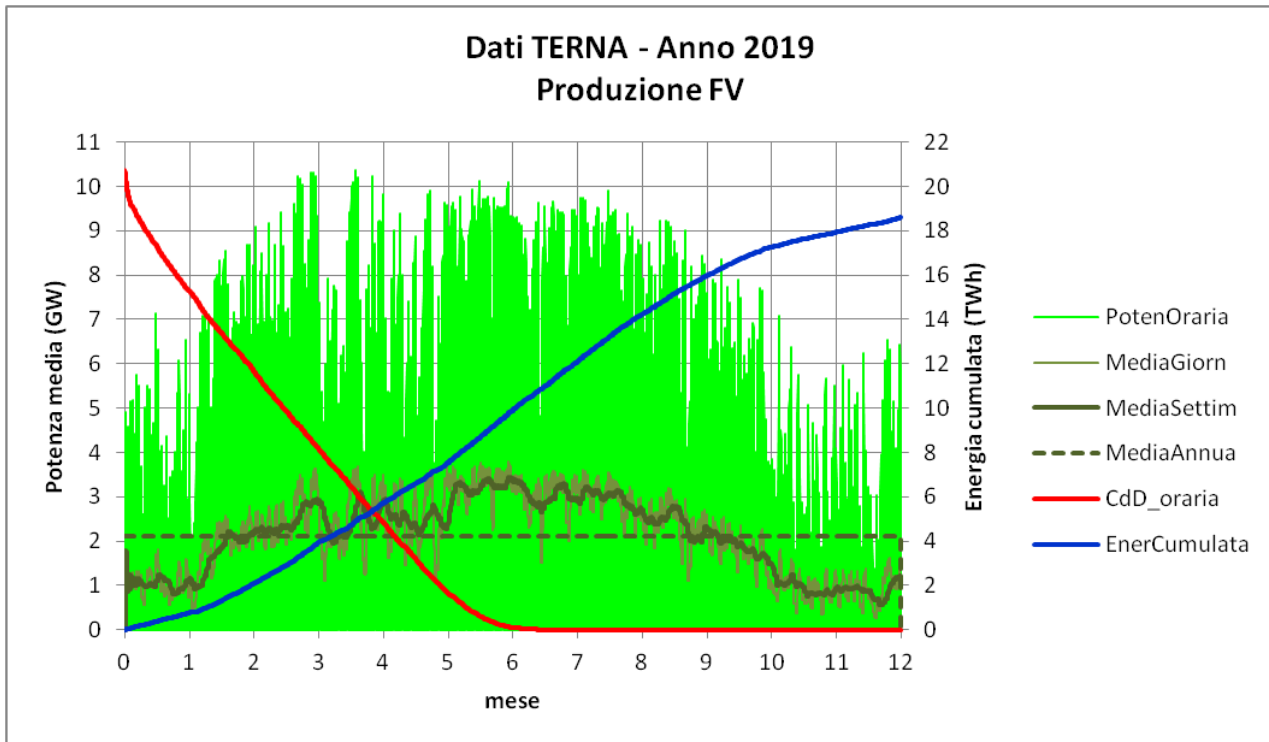


Figura A-3 Curva verde: valori orari della potenza media oraria in GW nel 2019. Curva rossa: curva di durata della potenza media oraria (max: 10,37 GW). Curva blu: energia cumulata nell'anno (18,6 TWh)

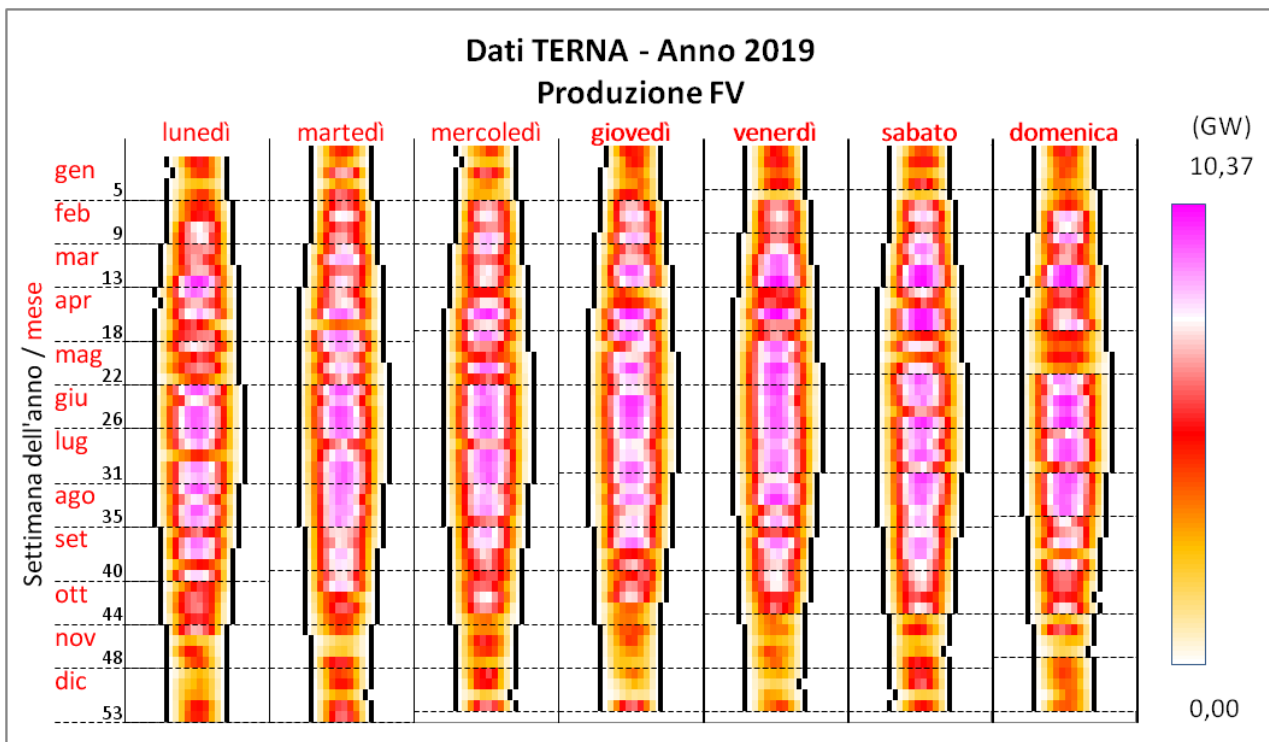


Figura A-4 Mappa calendaria della produzione fotovoltaica nel corso del 2019

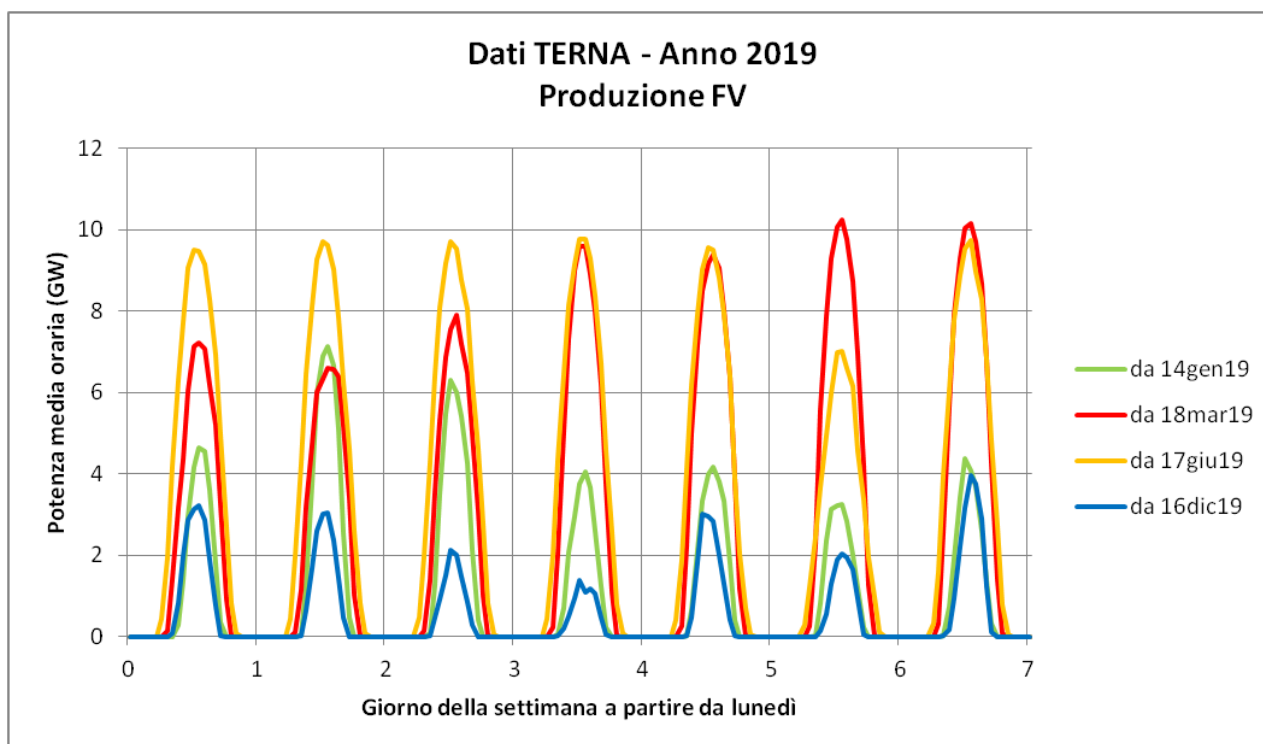


Figura A-5 Profili orari della produzione fotovoltaica registrata in 4 settimane dell'anno 2019

L'alternanza tra i periodi diurni di produzione e notturni di assoluta indisponibilità di questa fonte marcano i profili di qualsiasi mix produttivo ad ogni latitudine. Per questo motivo le linee nere che sulla mappa calendararia di Figura A-4 delimitano i periodi di produzione sono state sovrapposte a tutte le altre mappe calendararie di questo documento.

Il profilo di produzione annuale della Figura A-3 evidenzia la ben nota grande variazione di produzione tra mesi caldi e mesi freddi. Messe a confronto con l'area spazzata dalla potenza oraria (verde chiaro) le curve delle medie giornaliera e settimanale mettono in evidenza come la potenza media sia all'incirca un terzo di quella del picco di produzione, ma nei mesi invernali questa frazione scende a circa un quarto. L'energia totale prodotta in un anno ammonta a 18,6 TWh, ma bisogna considerare che questi valori sono tratti dalla voce FV della sezione EB che non conteggia la produzione per autoconsumo. Infatti il documento TERNA sulla produzione del 2019 [6], riporta una produzione totale da FV di 23,7 TWh, ovvero 5,1 TWh in più del valore sopraindicato, pari ad un incremento del 27,4%. Secondo le previsioni del PNIEC la produzione complessiva da FV (incluso l'autoconsumo) dovrà più che quadruplicare passando a 99,1 TWh, a cui vanno aggiunti 10 TWh dedicati alla produzione di H₂.

Il massimo valore della media oraria di produzione del FV di mercato è risultato pari a 10,37 GW. Scalando questo valore in proporzione al rapporto tra l'energia FV totale prodotta nel 2019 e l'energia da FV prodotta in quell'anno al netto dell'autoproduzione si otterrebbe un valore massimo della media oraria di produzione da FV pari a 13,2 GW. Questo valore a sua volta rappresenta il 64% valore medio della potenza efficiente lorda del parco FV al 2019, che è risultato pari a 20,5 GW (essendo passato dai 20,1 GW del 2018, ai 20,9 GW del 2019). Da questo ultimo valore si evince una durata equivalente di produzione di 1156 ore. A questo proposito va ricordato che la Tab. 10 del PNIEC prevede l'installazione al 2030 di 80,8 GW di solare (inclusi 0,8 GW di solare a concentrazione) i quali per produrre 99,1 TWh dovranno avere un tempo annuo di produzione di 1226 ore.

A1.1.2 Produzione da autoconsumo

Autoconsumo complessivo

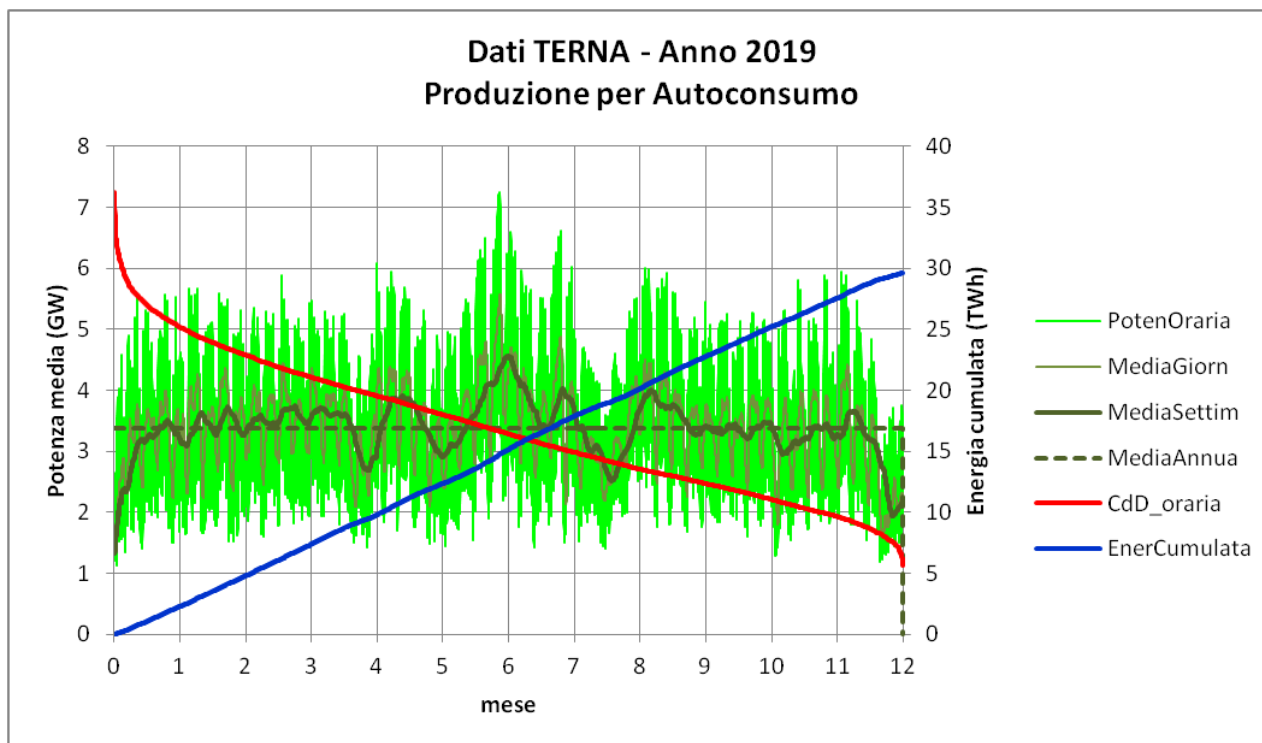


Figura A-6 Curva verde: valori orari della potenza media oraria in GW nel 2019. Curva rossa: curva di durata della potenza media oraria (max: 7,26 GW, min: 1,12 GW). Curva blu: energia cumulata nell'anno (29,6 TWh)

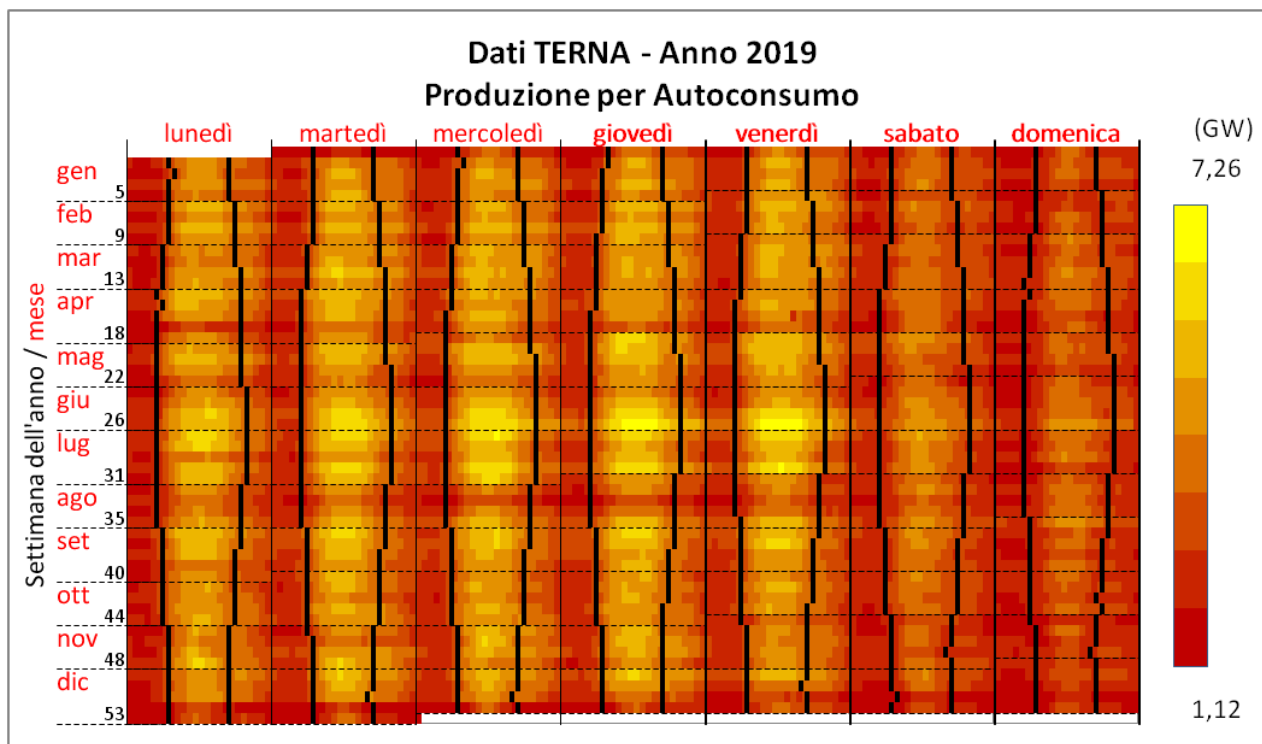


Figura A-7 Mappa calendaria della produzione da autoconsumo nel corso del 2019

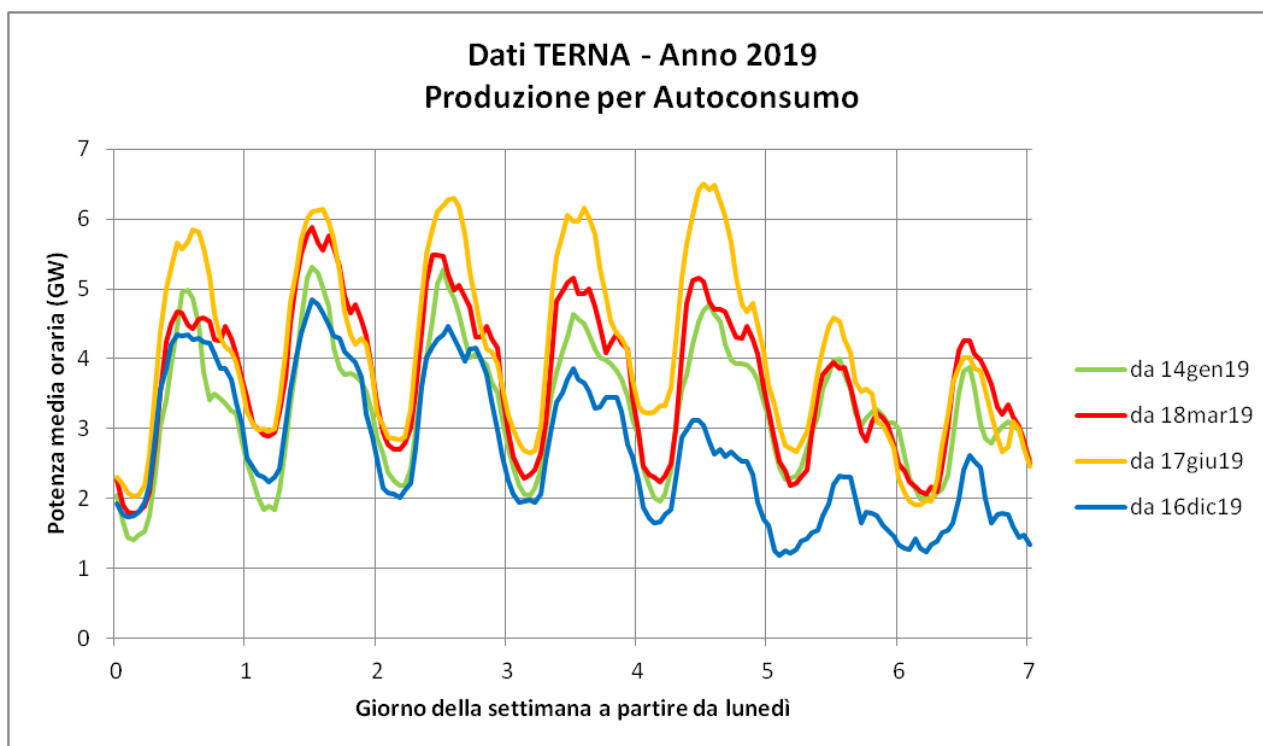


Figura A-8 Profili orari della produzione da autoconsumo rilevata in 4 settimane dell'anno 2019

La componente dell'autoconsumo ha prodotto 29,6 TWh nel corso del 2019, di questi, come già detto nella sezione precedente, una parte deriva da produzione fotovoltaica, per l'esattezza 5,1 TWh, poco più di un sesto del totale. Tutte le curve e la mappa calendararia mostrate nelle figure precedenti evidenziano l'impronta della componente FV dell'energia autoconsumata.

Come illustrato nello schema di Figura A-2, questa voce EB raccoglie i contributi di parte delle produzioni FER incluse nella sezione RG. La differenza tra le voci corrispondenti delle due sezioni RG ed EB dovrebbe fornire un'indicazione della consistenza dell'autoconsumo per alcune FER.

Autoconsumo fotovoltaico

La differenza tra i valori orari di FV(RG) e FV(EB) fornisce una stima dell'autoconsumo da FV, il cui andamento nel corso dell'anno è rappresentato in Figura A-9.

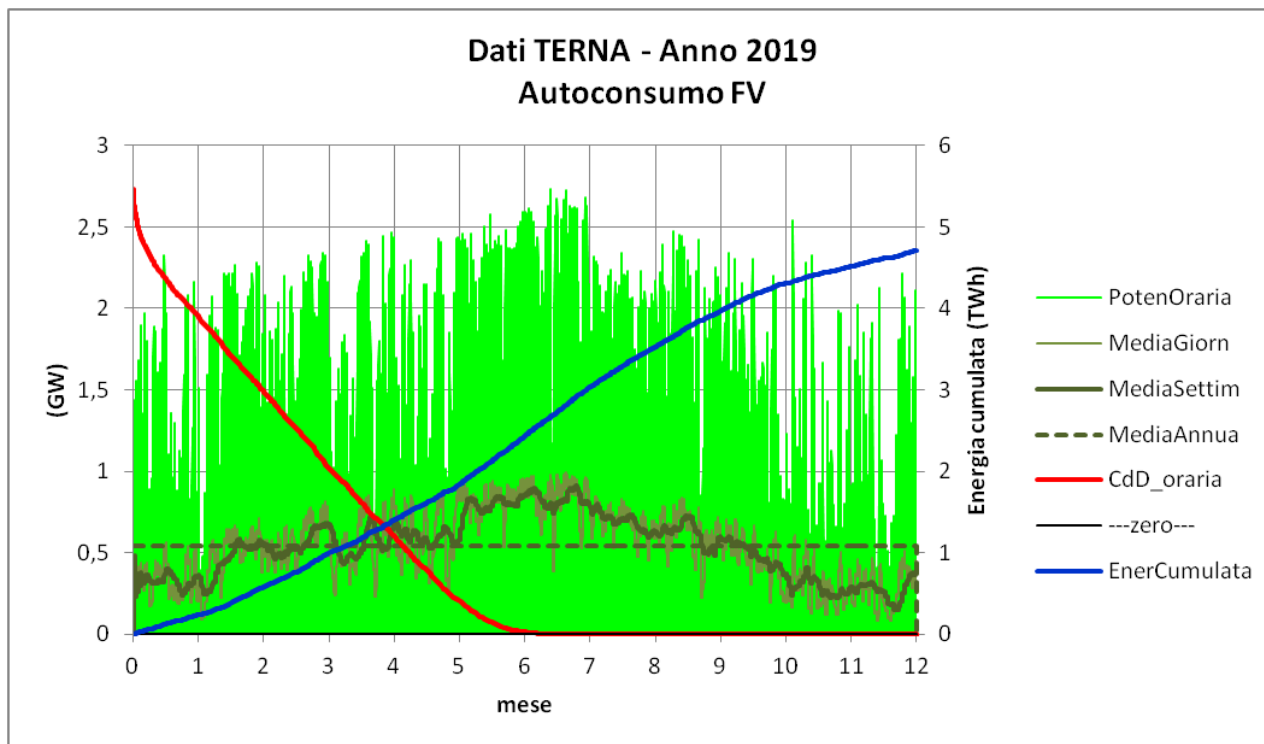


Figura A-9 Autoconsumo da FV. P_{max} : 2,7 GW. P_{med} : 0,54 GW, Energia prodotta: 4,7 TWh

La produzione da FV per autoconsumo ammonterebbe a 4,7 TWh, un 10% in meno di quanto detto al precedente paragrafo. La mappa calendararia di Figura 11 mostra come varia la percentuale della quota autoconsumata rispetto al totale prodotto con il FV.

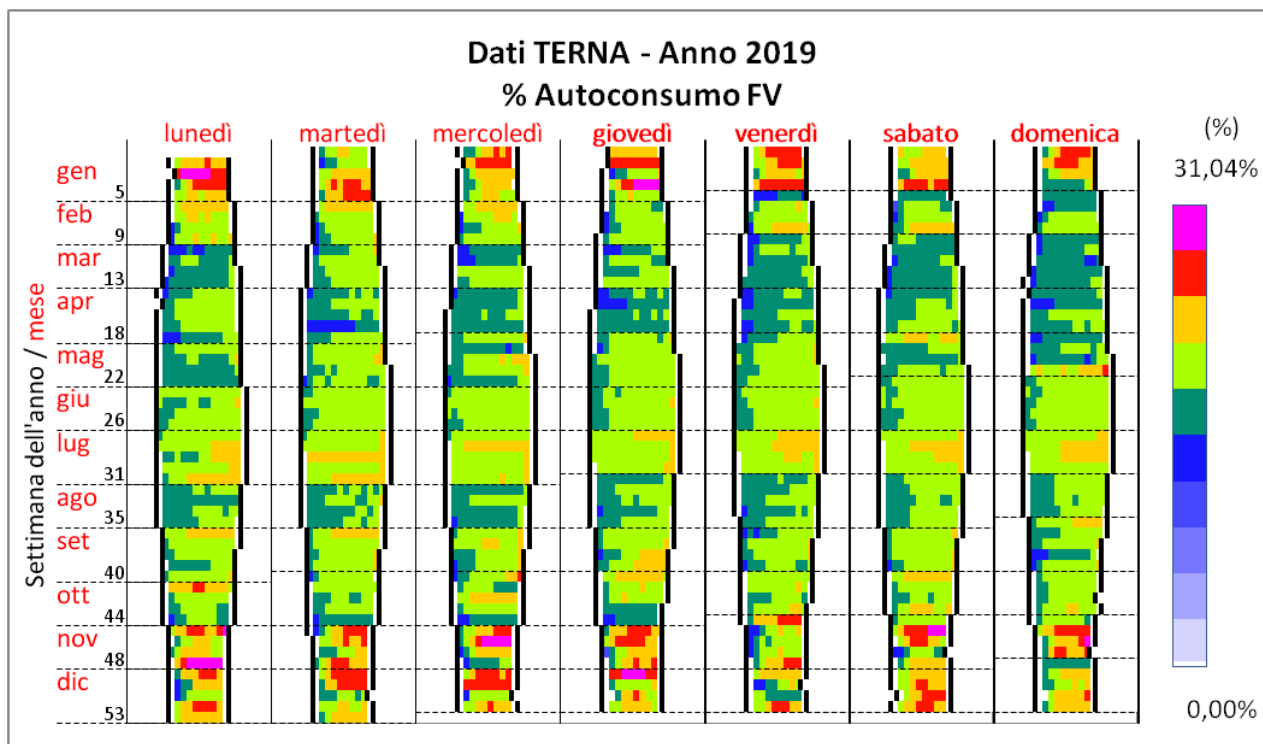


Figura A-10 Mappa calendaria della percentuale di FV autoconsumata nel corso del 2019

La mappa mostra, oltre ad un aumento nei mesi meno assolati, una tendenza al crescere della percentuale di produzione FV per autoconsumo verso il finire della giornata, come conferma il grafico di Figura A-11 che ne mostra le medie mensili.

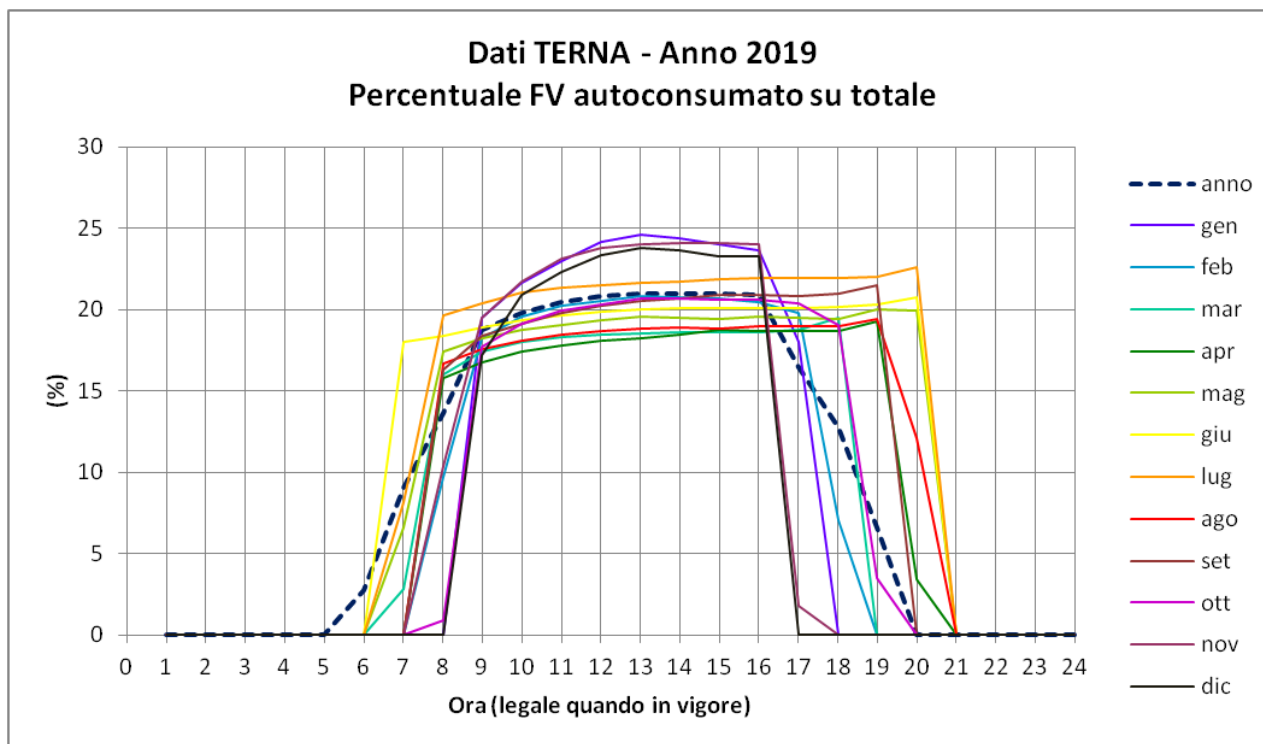


Figura A-11 Medie mensili e media annuale della percentuale di FV autoconsumato

Questo fatto potrebbe essere spiegato con una prevalenza degli impianti per autoconsumo nella parte ovest del territorio nazionale, in particolare nell'Italia nordoccidentale e in Sardegna.

Autoconsumo Idroelettrico

La quota di autoconsumo imputabile alla componente idroelettrica può essere stimata, in analogia a quanto fatto con la componente FV, sottraendo ai valori orari della voce Idro della sezione RG quelli della corrispondente voce della sezione RG.

La differenza tra Idro(RG) e Idro(EB) fornisce i valori rappresentati in Figura A-12.

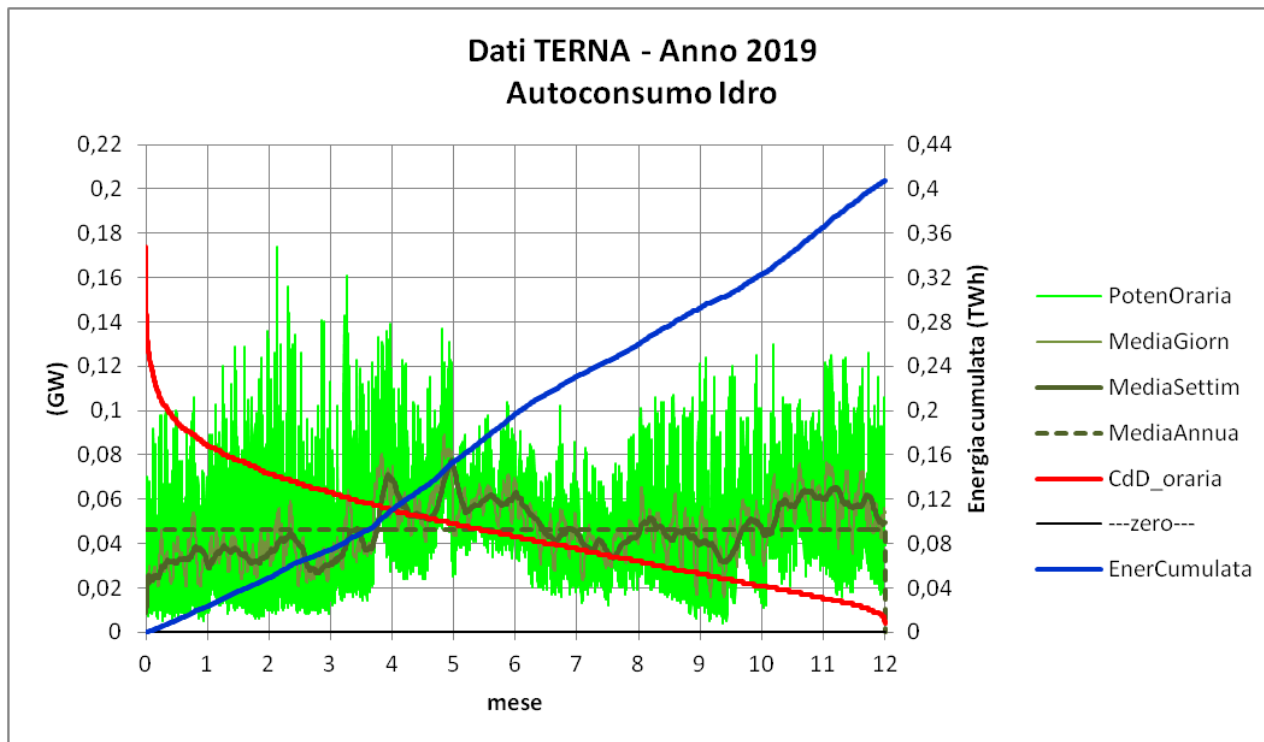


Figura A-12 Autoconsumo Idro. P_{max} : 0,174 GW. P_{med} : 0,047 GW, Energia prodotta: 0,41 TWh

Autoconsumo termoelettrico

La precedente stima delle componenti FV e Idro dell'autoconsumo, consente di stimare, per differenza, quale sia il valore orario dell'autoconsumo da fonte termoelettrica, inclusa quella da biomasse. Il relativo diagramma cartesiano è raffigurato in Figura A-13.

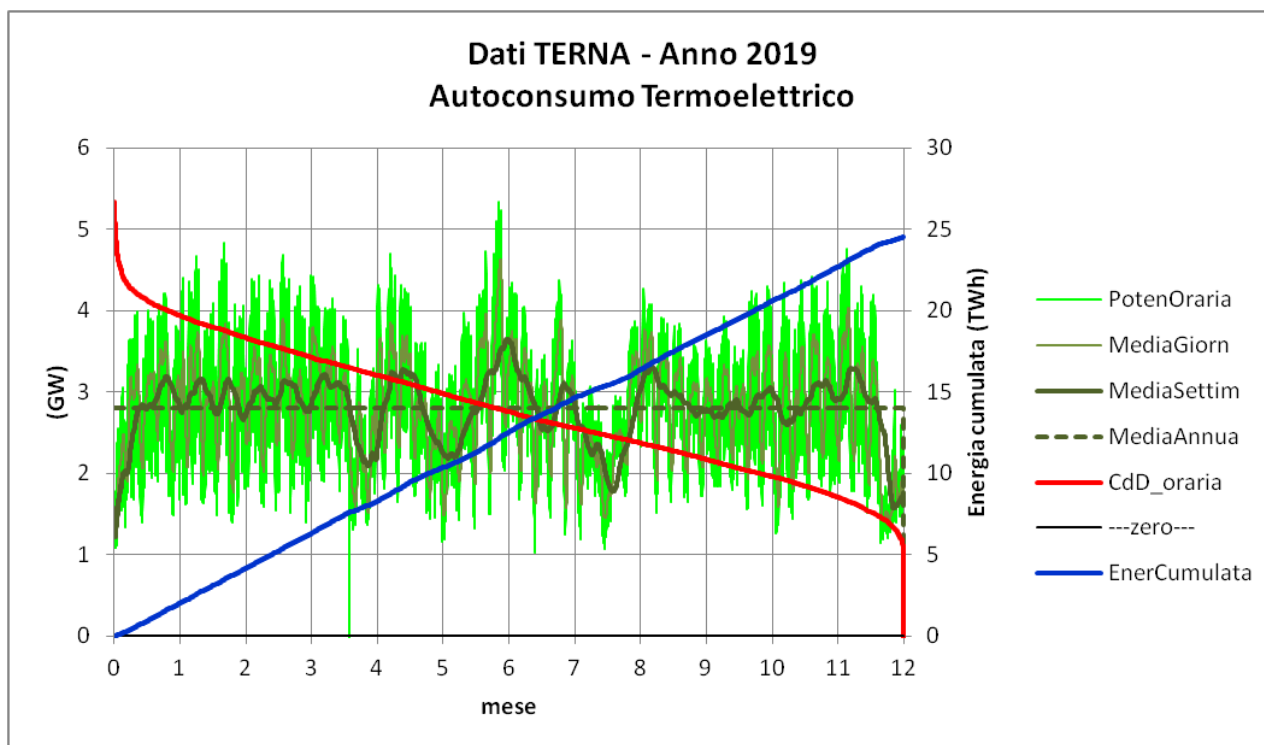


Figura A-13 Autoconsumo Termoelettrica. P_{max} : 5,3 GW. P_{med} : 2,8 GW, Energia prodotta: 24,5 TWh

Sommando i valori del TE autoconsumato a quelli del TE di mercato (sezione EB) si ottiene la produzione TE totale. Dal rapporto tra il TE autoconsumato e quello totale si ricava la curva di Figura A-14 che riporta i valori orari della percentuale di autoconsumo TE nel corso dell'anno.

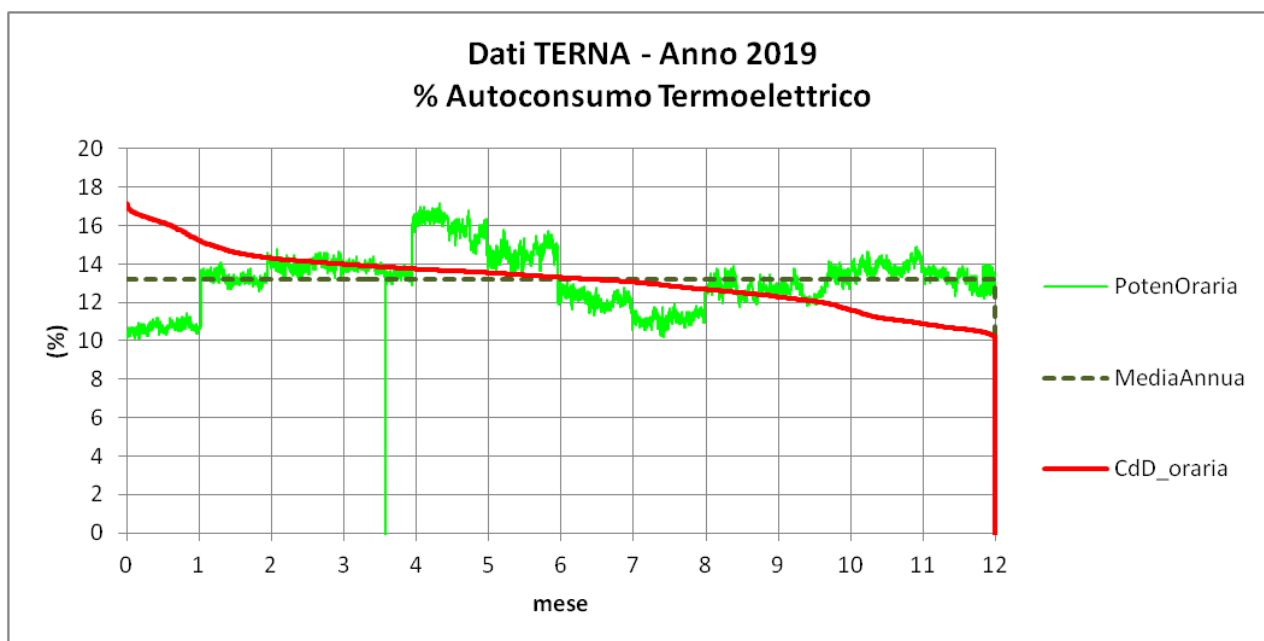


Figura A-14 Percentuale di quota Termoelettrica autoconsumata sul totale del termoelettrico

È curioso come le percentuali di energia TE autoconsumata varino repentinamente ai cambi di mese, particolare questo messo ancor più in evidenza dalla rappresentazione calendararia.

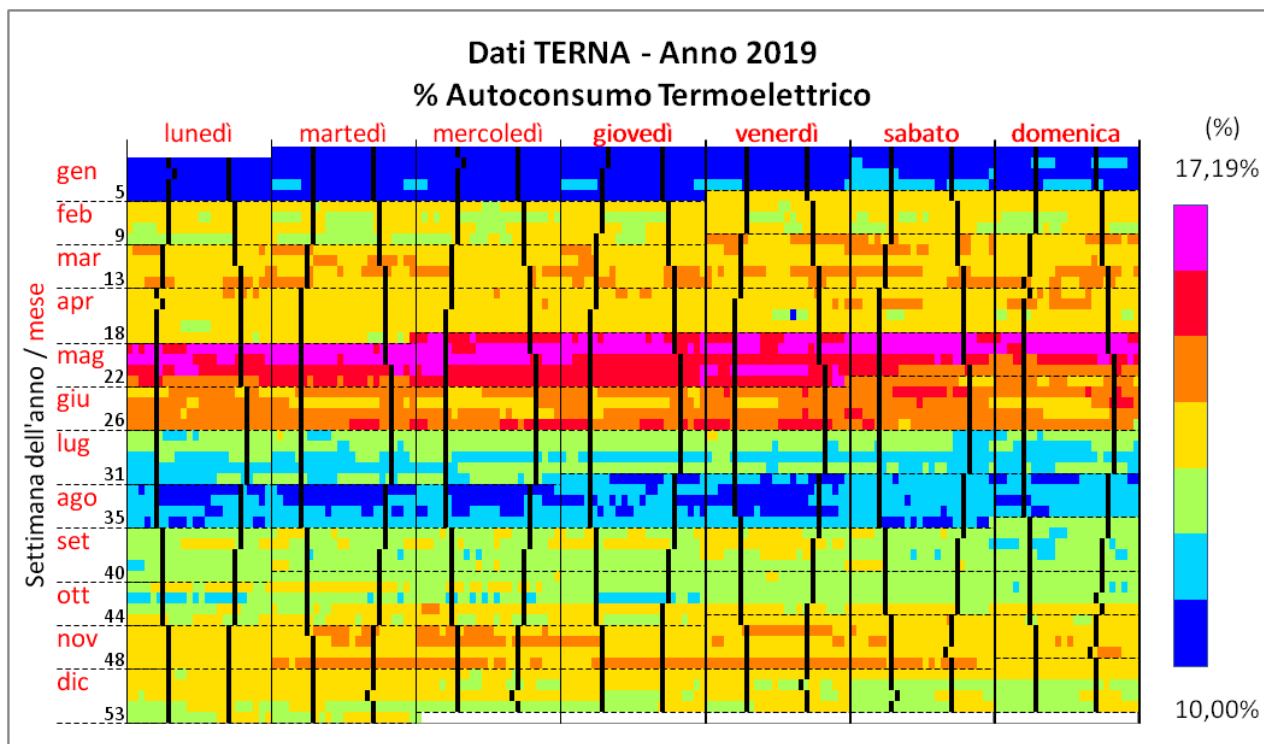


Figura A-15 Mappa calendaria della percentuale di Termoelettrico autoconsumato nel corso del 2019

A1.1.3 Produzione eolica

La componente eolica è la seconda più importante coinvolta nella transizione.

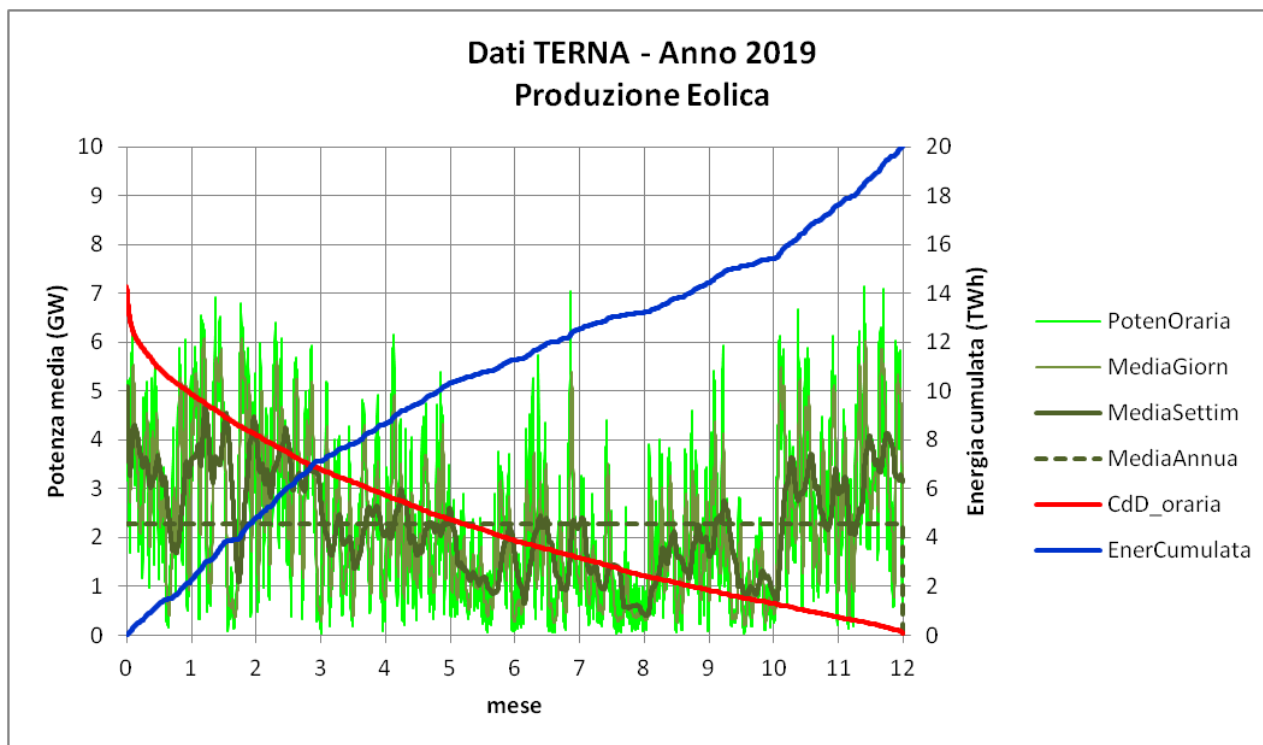


Figura A-16 Curva verde chiaro: valori orari della potenza media oraria in GW nel 2019. Curva verde: media mobile su 24h. Curva verde scuro: media mobile su una settimana. Curva rossa: curva di durata della potenza media oraria (max: 7,15 GW, min: 0,03 GW). Curva blu: energia cumulata nell'anno (20,0 TWh)

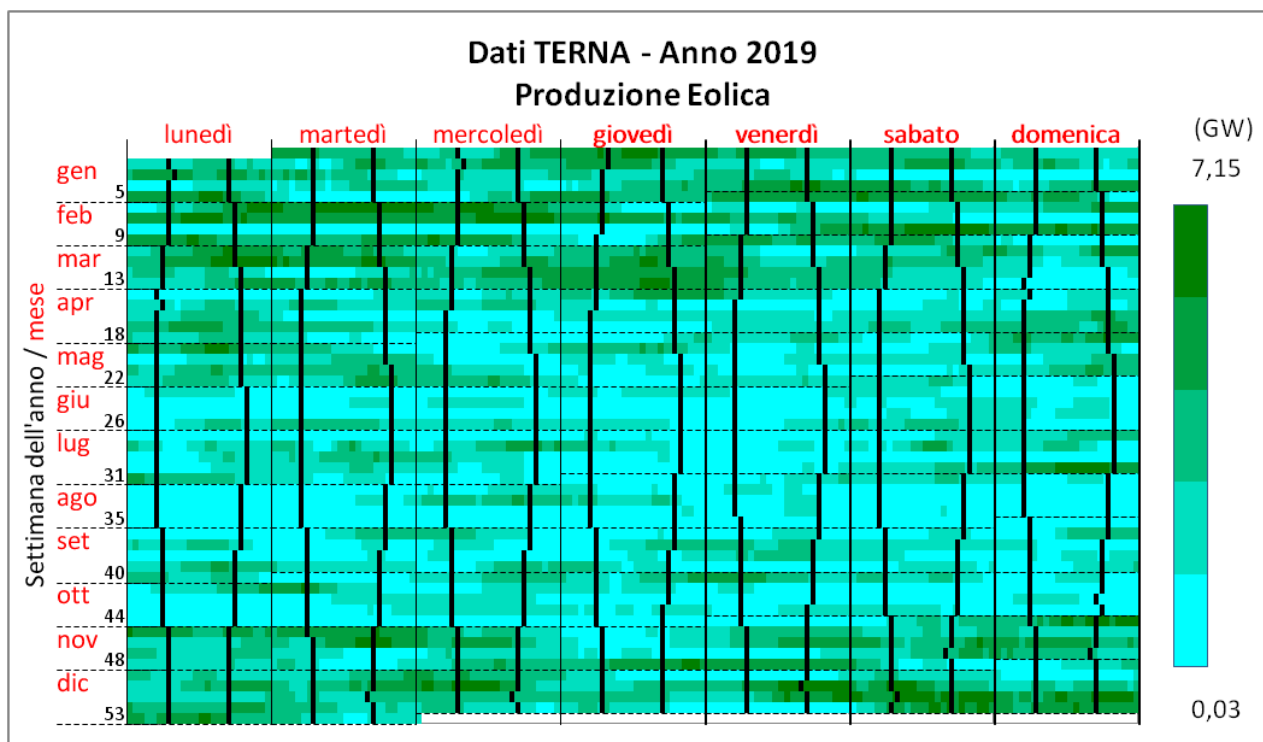


Figura A-17 Mappa calendaria della produzione eolica nel corso del 2019

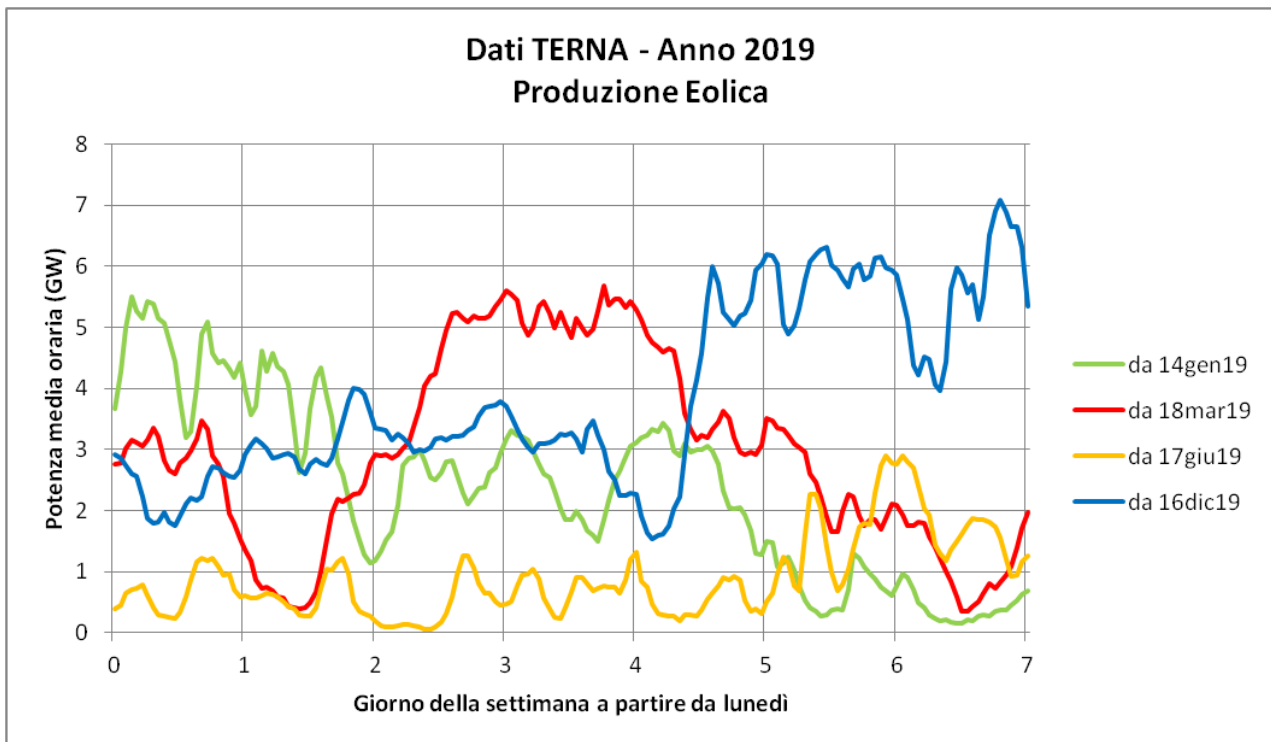


Figura A-18 Profili orari della produzione eolica rilevata in 4 settimane dell'anno 2019

Il grafico della Figura A-16 oltre a mostrare la grande variabilità di questa componente su scala giornaliera, evidenzia la sua maggiore disponibilità nei mesi freddi, risultando così, su scala delle stagioni, in opposizione di fase rispetto alla fonte solare.

La produzione totale nel 2019 è stata di 20,0 TWh, mentre il PNIEC ne prevede 64,1 TWh per il 2030, quindi una quantità più che tripla. La potenza media installata nel 2019 è stata di 10,5 GW (10,3 GW a fine 2018 e 10,7 GW a fine 2019) per cui la durata media di produzione è risultata di 1900 ore.

Per il 2030 il PNIEC prevede una potenza installata di 28,1 GW di cui 2,1 GW di eolico marino, contando quindi su una durata media di produzione a piena potenza di 2170 ore.

A1.1.4 Produzione idroelettrica

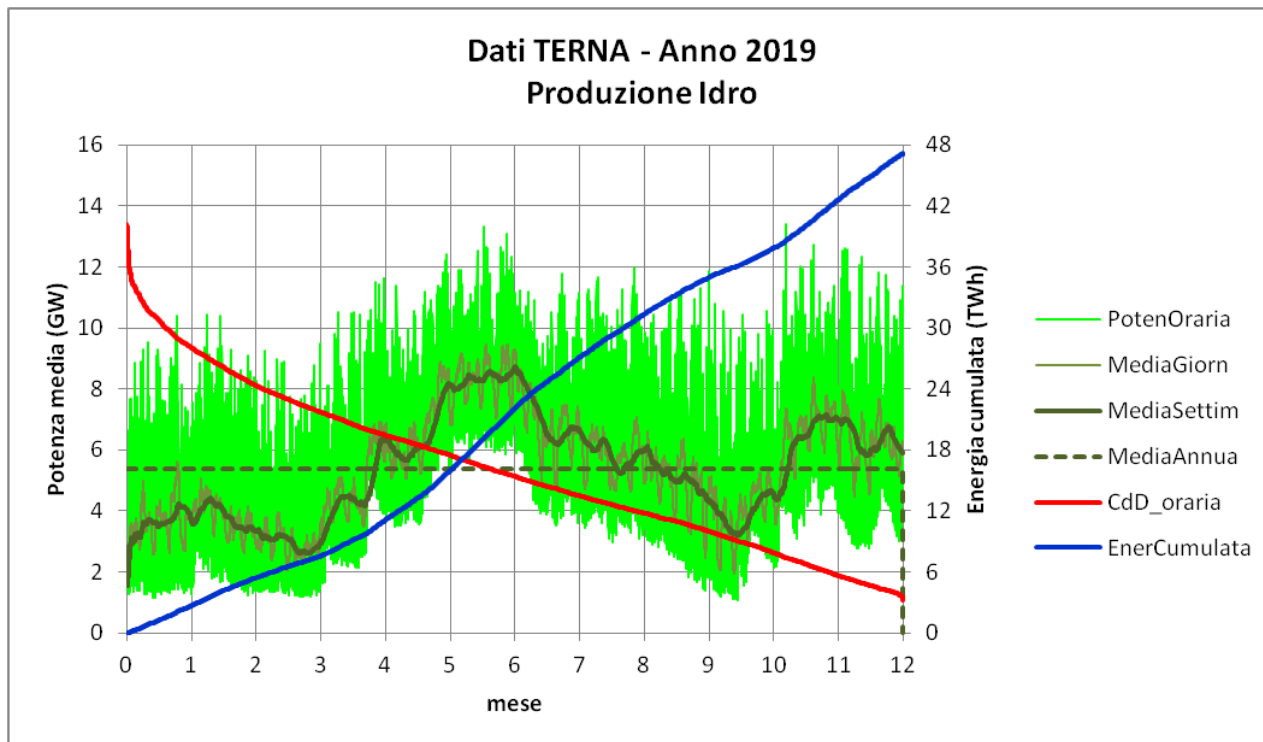


Figura A-19 Curva verde: valori orari della potenza media oraria in GW nel 2019. Curva rossa: curva di durata della potenza media oraria (max: 13,41 GW, min: 1,07 GW). Curva blu: energia cumulata nell'anno (47,2 TWh)

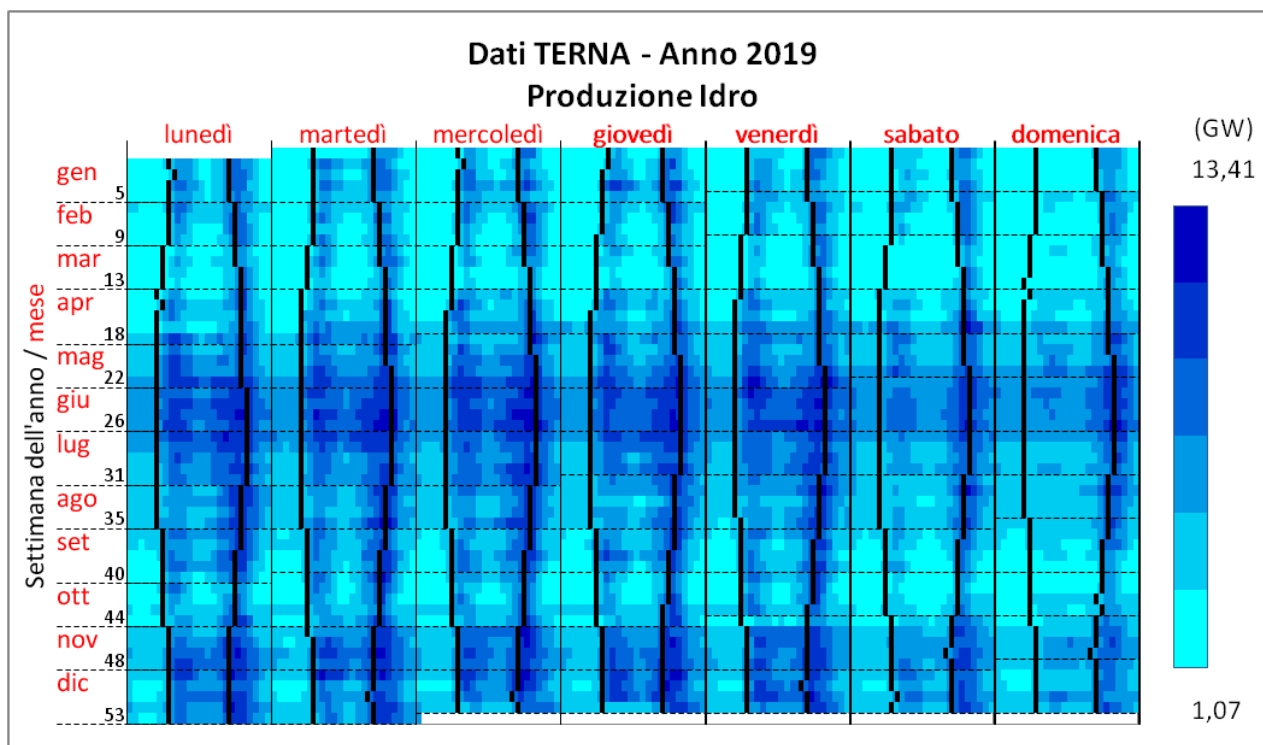


Figura A-20 Mappa calendaria della produzione idroelettrica nel corso del 2019

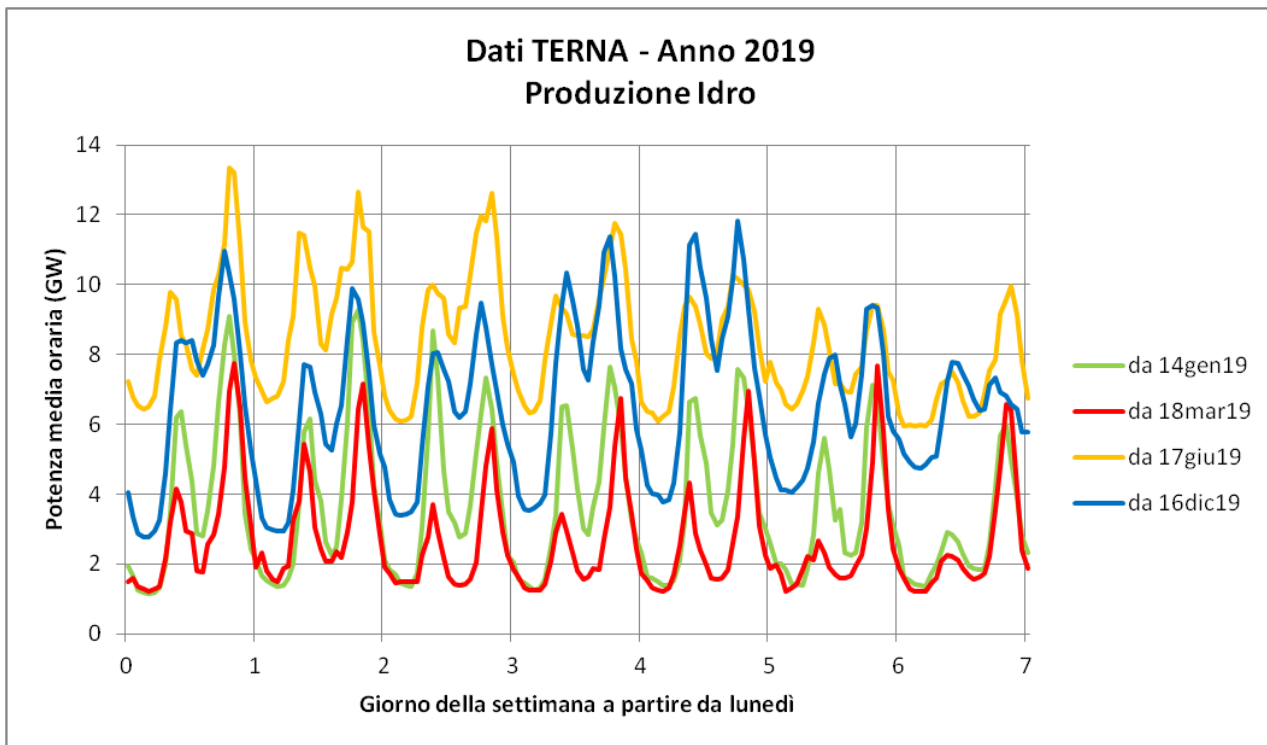


Figura A-21 Profili orari della produzione idroelettrica rilevata in 4 settimane dell'anno 2019

Il bordo superiore dell'area verde chiaro in Figura A-19 si presenta frastagliato dalle periodicità giornaliere e settimanali della produzione mostrate anche nei profili settimanali della Figura A-21. Il bordo inferiore, invece, è molto più continuo segno che il minimo di produzione cambia lentamente da un giorno a l'altro. Possiamo quindi presumere, con buona approssimazione, che l'area bianca sottostante a quella verde rappresenti la quota di produzione idroelettrica ad acqua fluente ovvero quella porzione che prodotta da impianti alimentati da bacini di scarsissima durata di invaso. Assumendo un'altezza media di quell'area di 3 GW si otterrebbe una produzione annuale da acqua fluente di circa 26 TWh, ovvero oltre la metà dei 47,2 TWh prodotti nel 2019. Questo significa che la frazione di energia idroelettrica disponibile per una modulazione di medio-lungo periodo è meno della metà della produzione idroelettrica totale. Va inoltre ricordato che la capacità in termini energetici di tutti gli invasi idroelettrici italiani è intorno ai 5-6 TWh, di cui la parte modulata stagionalmente nel corso di un anno non supera i 3 TWh¹⁶.

Come mostrano le curve della Figura A-21, questa frazione modulabile della produzione idroelettrica viene usata soprattutto all'alba e al tramonto per compensare parzialmente le repentine variazioni dell'energia solare. La mappa in Figura A-20 mostra che questo avviene per tutto l'anno e con maggiore intensità nei giorni feriali.

Ai fini dell'impostazione degli scenari PNIEC al 2030, in cui si prevede una produzione di 46,9 TWh, quindi quasi uguale a quella registrata nel 2019, si ritiene che questo profilo di impiego dell'energia idroelettrica non possa essere molto diverso.

¹⁶ Grafico da portale ENTSOE, generation, waterReservoirsAndHydroStoragePlants: <http://tinyurl.com/9pbdm2ux>

A1.1.5 Produzione geotermoelettrica

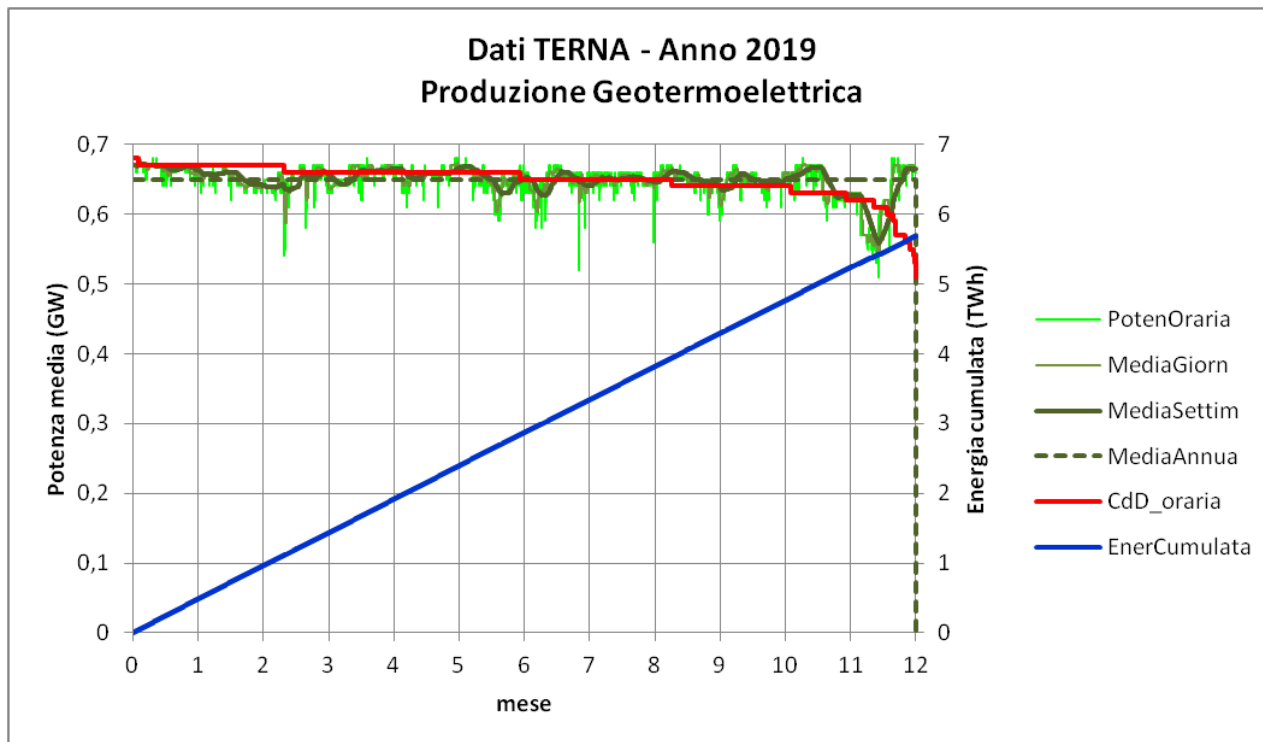


Figura A-22 Curva verde chiaro: valori orari della potenza media oraria in GW nel 2019. Curva verde: media mobile su 24h. Curva verde scuro: media mobile su una settimana. Curva rossa: curva di durata della potenza media oraria (max: 0,68 GW, min: 0,51 GW). Curva blu: energia cumulata nell'anno (5,7 TWh)

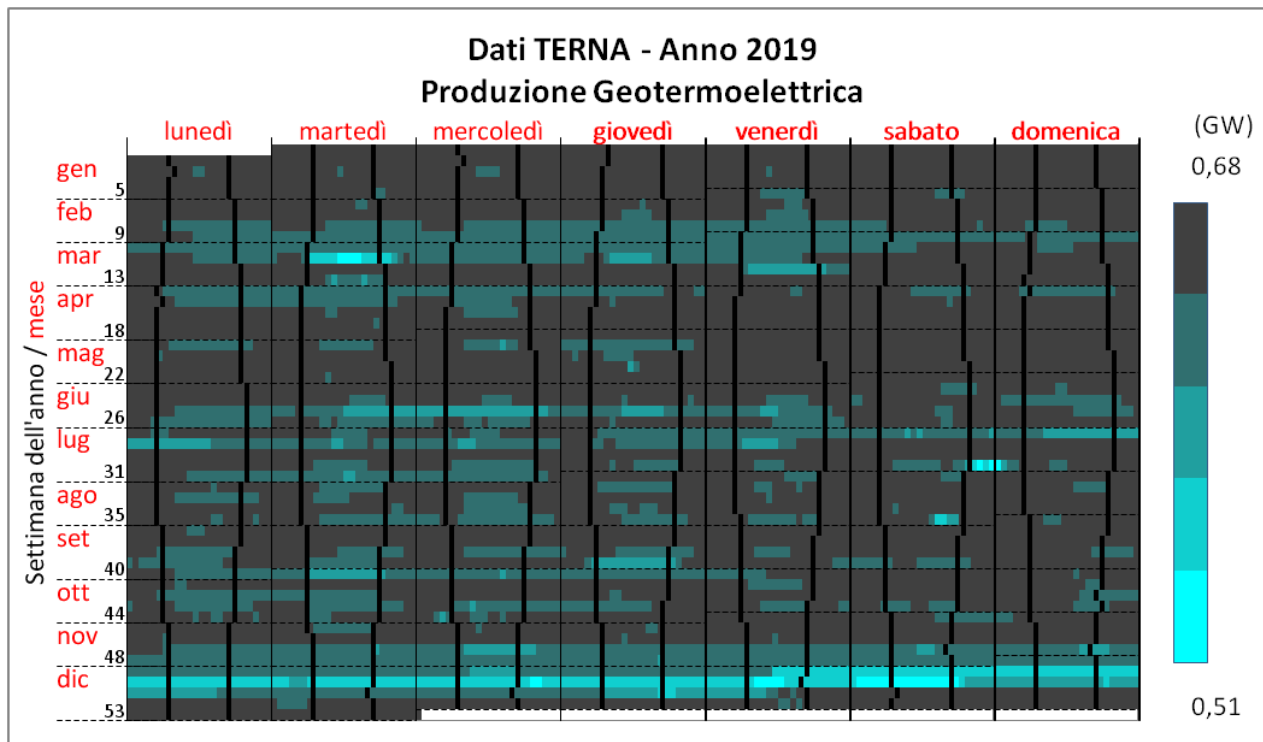


Figura A-23 Mappa calendaria della produzione geotermoelettrica nel corso del 2019

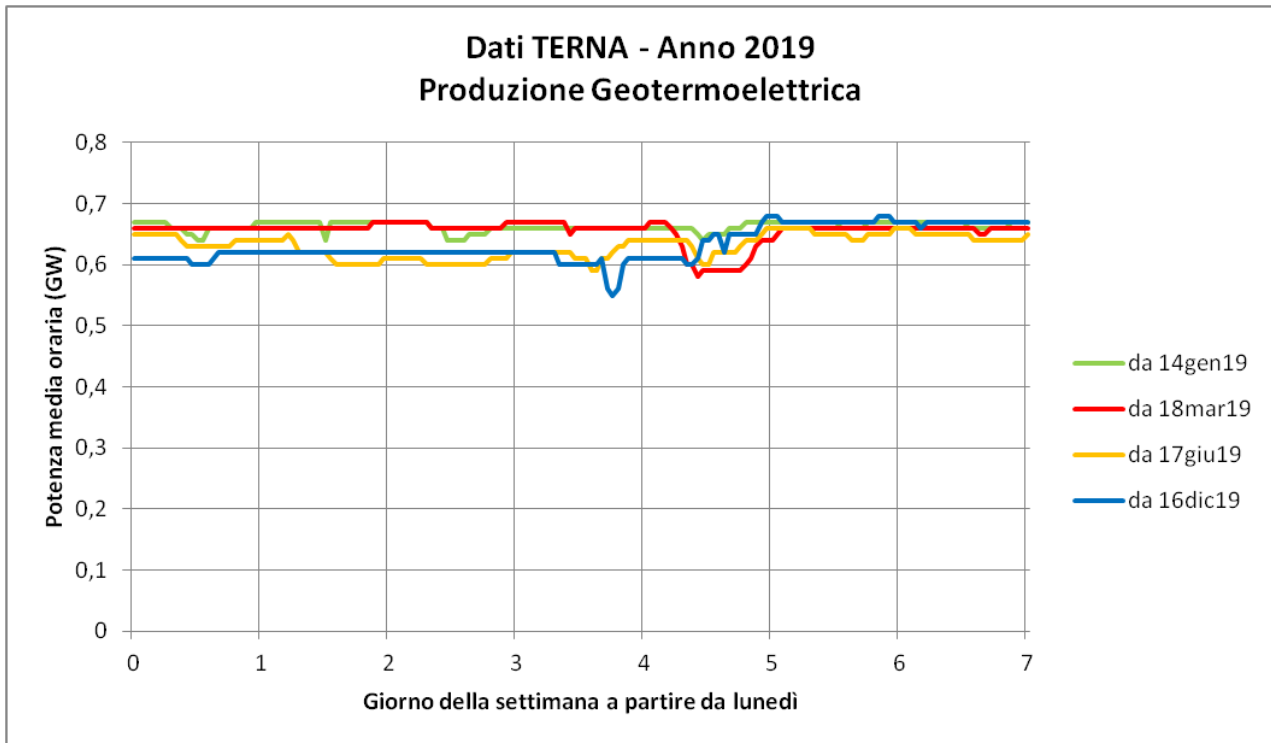


Figura A-24 Profili orari della produzione geotermoelettrica rilevata in 4 settimane dell'anno 2019

La produzione geotermoelettrica resta grossomodo costante intorno ai 0,6-0,7 GW per tutto l'anno.

Le strisciate più chiare sulla mappa calendararia mettono in risalto i fuori servizio temporanei, probabilmente per manutenzione periodica, di alcune unità produttive. Curiosa la tendenza, messa in risalto dalla specifica scelta della scala colori sulla mappa calendararia, ad un lieve calo della potenza erogata durante le ore diurne, ma solo dei giorni feriali, forse l'effetto dell'autoconsumo per attività di gestione e manutenzione degli impianti.

Il PNIEC prevede che al 2030 la potenza installata raggiunga i 1000 MW, rispetto agli 813 MW attuali, con un incremento del 23%, mentre l'energia prodotta dovrebbe salire a 8 TWh, rispetto ai 5,7 TWh del 2019, realizzando così un incremento del 40%, quasi doppio rispetto alla potenza installata. Probabilmente si punta ad un aumento del fattore di utilizzo medio degli impianti, che in tal caso dovrebbe passare dall'attuale 80% al 91%.

A1.1.6 Import/export di energia elettrica

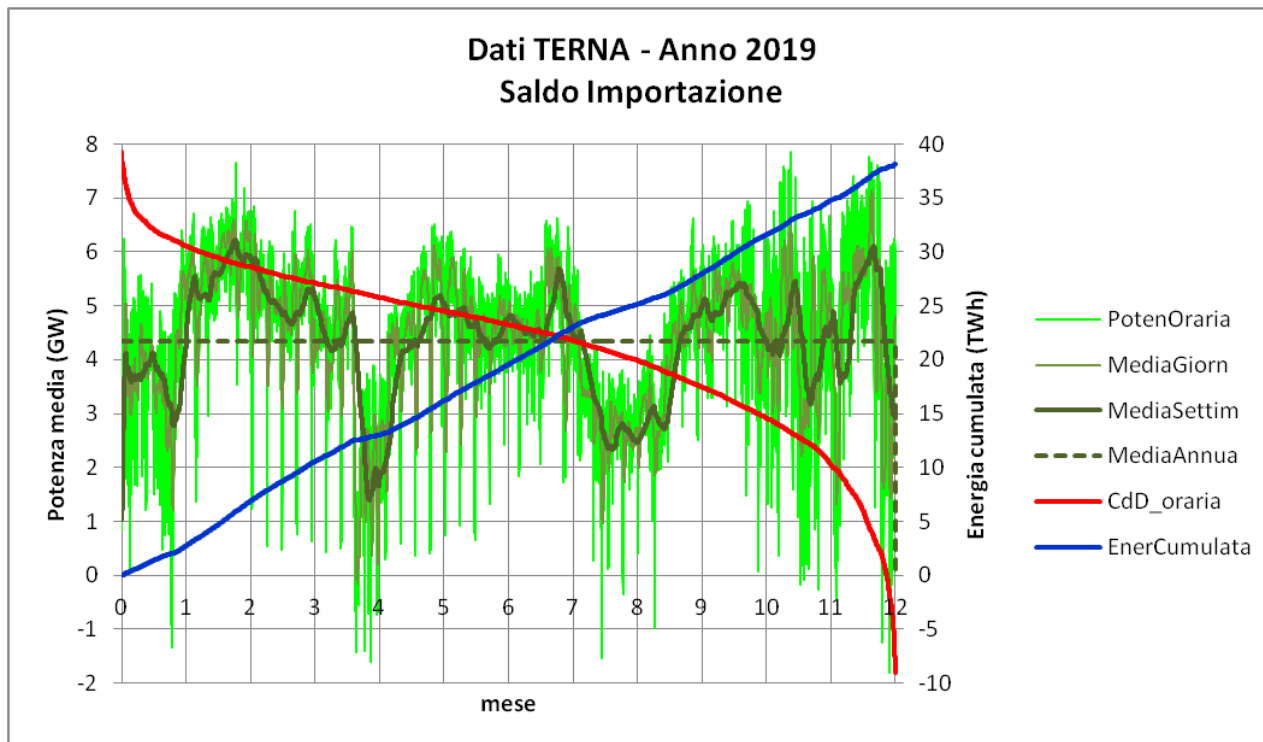


Figura A-25 Curva verde chiaro: valori orari della potenza media oraria in GW nel 2019. Curva verde: media mobile su 24h. Curva verde scuro: media mobile su una settimana. Curva rossa: curva di durata della potenza media oraria (max: 7,86 GW, min: -1,80 GW). Curva blu: energia cumulata nell'anno (38,1 TWh)

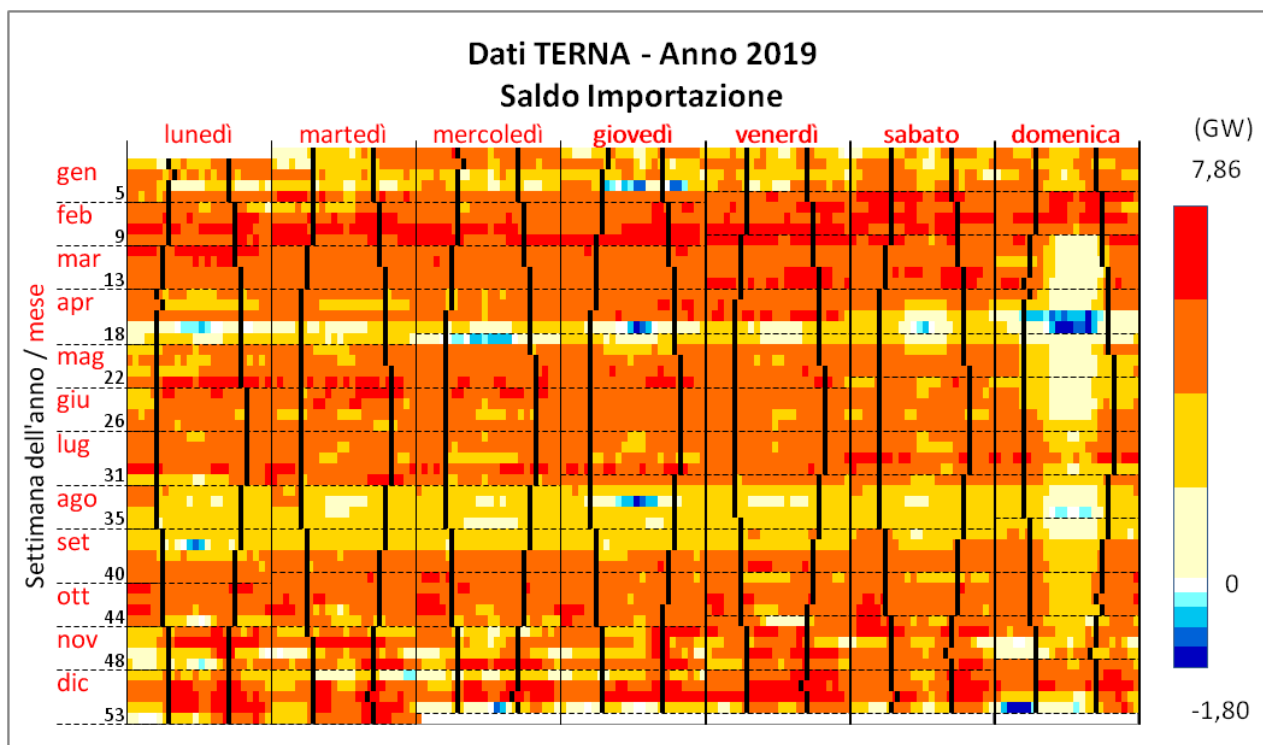


Figura A-26 Mappa calendaria dell'import/export nel corso del 2019

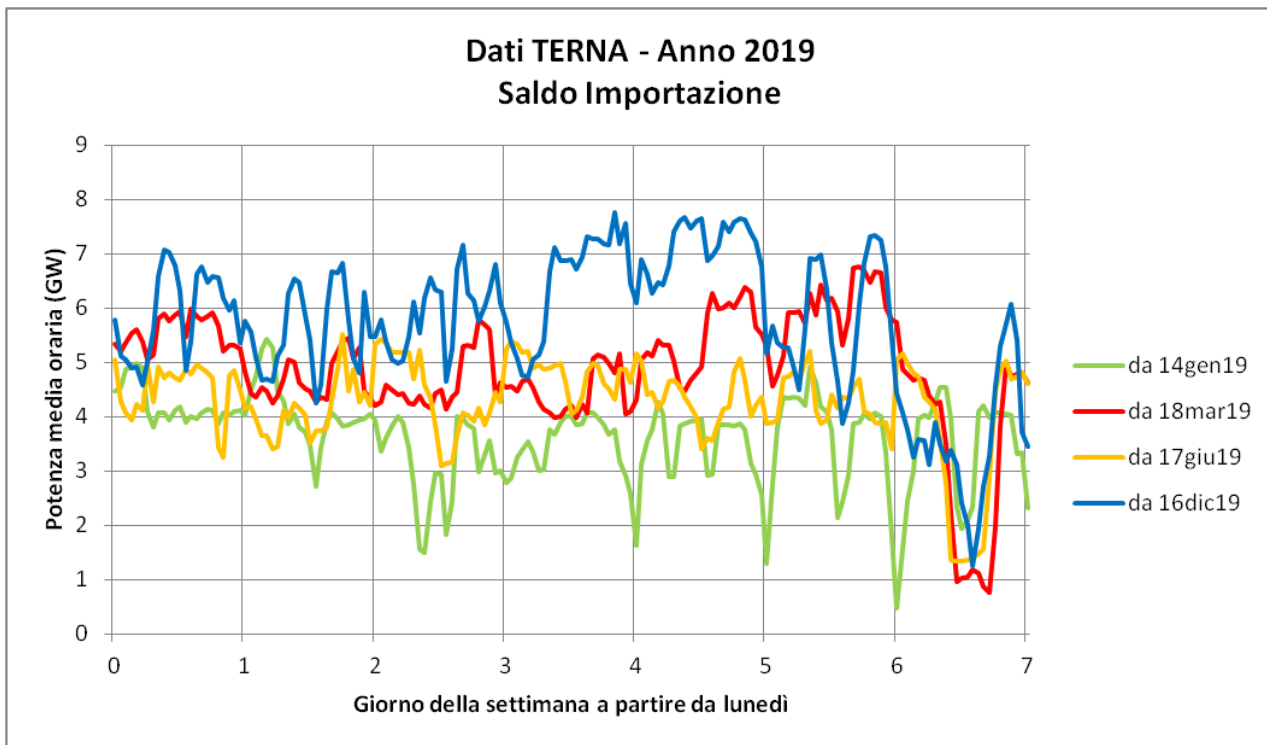


Figura A-27 Profili orari dell'import/export rilevato in 4 settimane dell'anno 2019

Come evidente dalla Figura A-25 il saldo import export calcolato sull'intero anno è ampiamente positivo, nel senso che l'energia importata è molto maggiore di quella esportata. Sono rari i momenti in cui il saldo si inverte e ciò avviene per brevi periodi e con valori molto inferiori a quelli dei lunghi periodi di importazione. Con 38,1 TWh di saldo positivo questa componente è stata la terza più importante nel mix 2019, dopo quelle termoelettrica e idroelettrica.

La mappa calendararia e i profili settimanali mostrano che su scala settimanale i profili orari di importazione tendono a restare invariati per i primi 6 giorni della settimana e registrano un deciso calo solo nelle ore diurne della domenica. La stessa cosa avviene nei giorni festivi come mostrato nella mappa calendararia nelle ore centrali del 25 aprile, 1° maggio e 15 agosto.

Si sa che questo andamento dipende dall'import di cospicue quote di energia nucleare dalla Francia e da altri paesi confinanti lungo l'arco alpino. Difficile prevedere con esattezza come si modificherà al 2030. I paesi da cui importiamo sono tutti impegnati a perseguire gli stessi nostri obiettivi di decarbonizzazione, quindi si troveranno alle prese con gli stessi problemi di gestione di reti elettriche a forte penetrazione di fonti rinnovabili, in particolare di quella solare e quindi dovranno far tutti i conti con un repentino calo di disponibilità di EE al tramonto. Difficile aspettarsi che l'import possa sopperire alle carenze di potenza in questi particolari momenti critici. Già nel 2019, osservando attentamente la curva verde della Figura A-25 relativa ad una settimana di gennaio, si nota che l'andamento più o meno costante intorno ai 4 GW è segnato da repentini cali di potenza collocabili per lo più all'alba e al tramonto (a parte alcuni picchi negativi a mezzanotte di cui non è immediato intuire la natura).

A fronte di questa situazione si è scelto di mantenere lo stesso profilo anche nelle simulazioni ScETuR degli scenari ScETuR al 2030, scalandolo ovviamente al valore di 34 TWh previsti nel PNIEC.

A1.1.7 Consumo da pompaggio

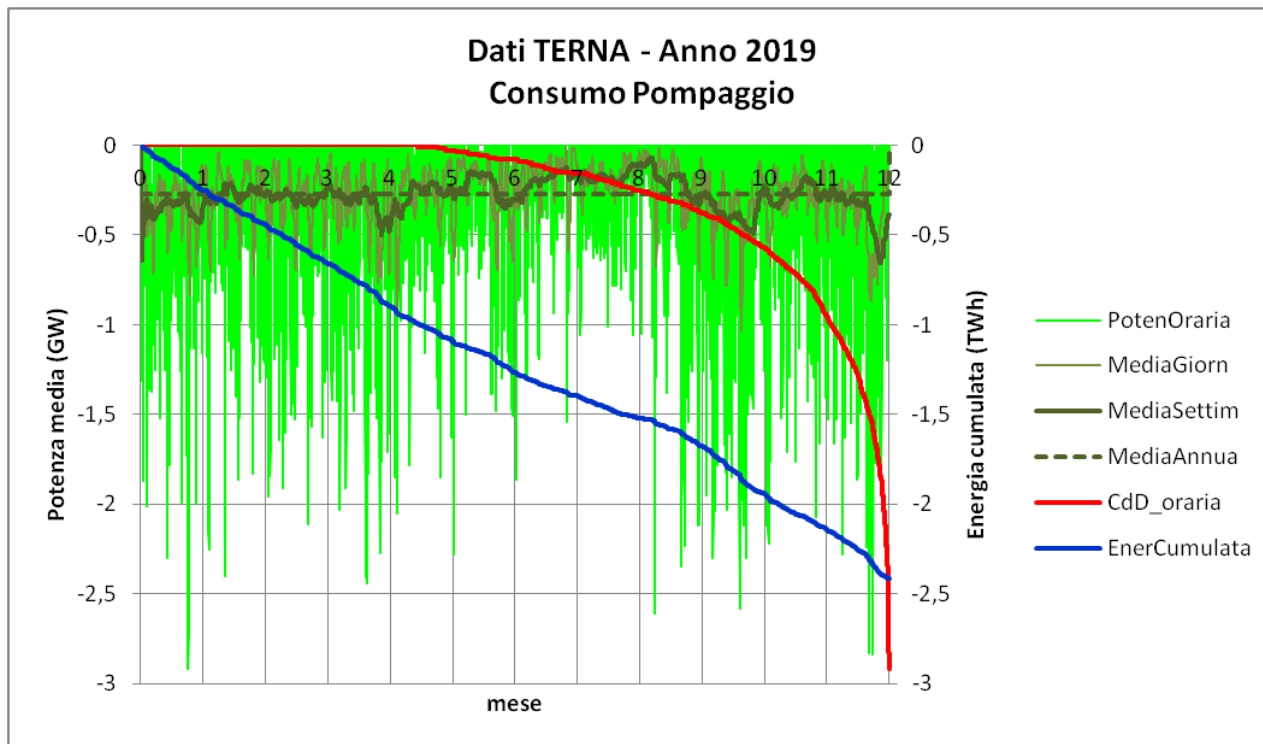


Figura A-28 Curva verde chiaro: valori orari della potenza media oraria in GW nel 2019. Curva verde: media mobile su 24h. Curva verde scuro: media mobile su una settimana. Curva rossa: curva di durata della potenza media oraria (max: - 2,92 GW). Curva blu: energia cumulata nell'anno (- 2,41 TWh)

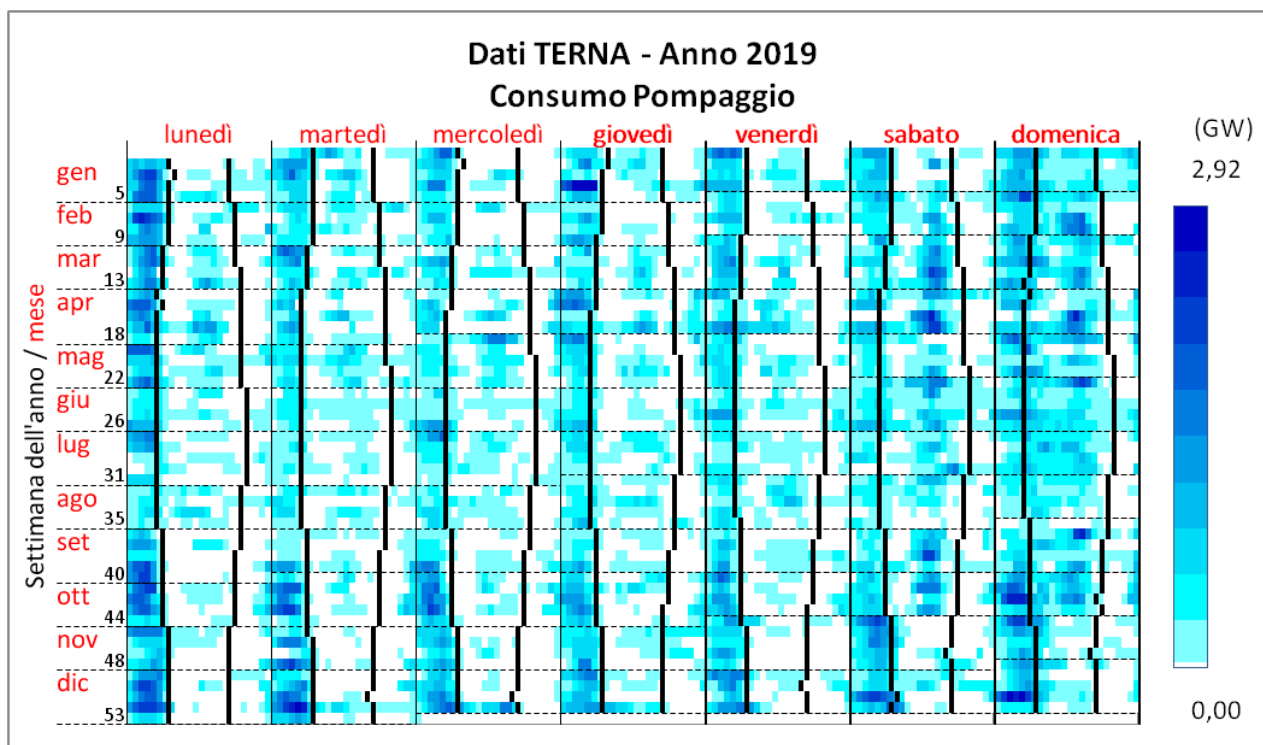


Figura A-29 Mappa calendaria del consumo da pompaggio nel corso del 2019

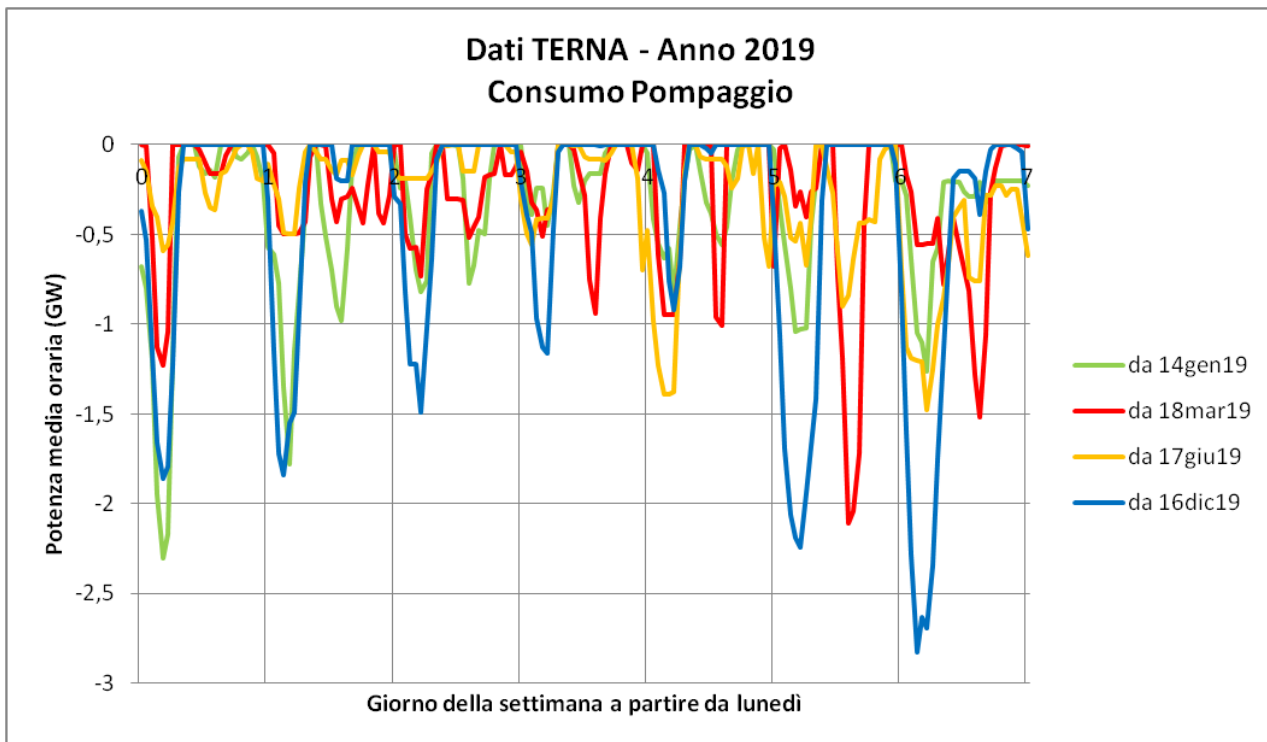


Figura A-30 Profili orari della produzione del consumo da pompaggio rilevata in 4 settimane dell'anno 2019

Questa componente, a differenza delle altre, rappresenta un assorbimento dalla rete elettrica e non un apporto. I dati TERNA da cui è tratta la riportano come "*Pumping-consumption*". In realtà più che di un consumo, inteso come dissipazione irreversibile di energia, questa voce rappresenta un assorbimento temporaneo di energia dalla rete, che vi verrà reimmessa in un momento successivo. Il vero e proprio consumo dissipativo riguarda solo la frazione dovuta alle perdite dei cicli di riempimento e di svuotamento dei bacini a monte. Nel 2019, a fronte di 2,41 TWh di energia assorbita in fase di caricamento, sono stati prodotti 1,80 TWh di energia idroelettrica da apporti di pompaggio¹⁷. Pertanto le perdite sono ammontate al 25% dell'energia assorbita in pompaggio.

La mappa calendararia mostra che il pompaggio si concentra nelle ore tra mezzanotte e l'alba. L'andamento negli ultimi 3 giorni della settimana di gennaio, rappresentata dalla curva blu nella Figura A-30, mette chiaramente in evidenza la relazione con la repentina risalita registrata nella corrispondente curva del grafico relativo all'import. Quindi nel 2019 il pompaggio viene utilizzato soprattutto per accumulare durante la notte l'energia di fonte nucleare importata. Dopo lo svuotamento dei bacini a monte nelle ore a cavallo dell'alba si possono avere dei picchi molto meno marcati di assorbimento centrati sul mezzogiorno. Questi picchi probabilmente si riferiscono al funzionamento degli impianti di pompaggio del centro-sud Italia, molto più distanti dai paesi di importazione rispetto agli impianti alpini. Va ricordato che al 2019 la potenza degli impianti di pompaggio (puro e misto) ammontava a 4,8 GW al nord e 2,5 GW al sud e nelle isole.

L'apporto dell'energia da pompaggio non entra direttamente nella simulazione ScETuR anche perché i dati TERNA non ne riportano il profilo temporale. Nella simulazione viene considerato un unico sistema di accumulo giornaliero di energia cui contribuiscono sia gli impianti di pompaggio che le batterie di accumulatori elettrochimici.

¹⁷ Vedere Tab. 29 a Pag. 97 del Cap. 5 del *Consuntivo 2019* di TERNA [6]

A1.1.8 Produzione termoelettrica

Pur essendo la componente di gran lunga prevalente nel mix produttivo del 2019, analizziamo per ultima la produzione termoelettrica, anche perché il suo profilo non è utilizzato nell'input delle simulazioni ScETuR, dato che il profilo della produzione termoelettrica al 2030 deve essere ricavato dalla simulazione a partire da quelli presunti attribuiti alle altre componenti.

Per questa componente è importante tener conto che i valori riportati nell'omonima voce della sezione EB si riferiscono solo alla quota di produzione immessa sul mercato.

Produzione termoelettrica di mercato

Nel 2019, la produzione annua di energia TE immessa sul mercato è stata di 162,8 TWh, corrispondente ad una potenza media di 18,6 GW. La media oraria della potenza immessa in rete varia da un massimo di 35,28 GW a un minimo di 6,93 GW.

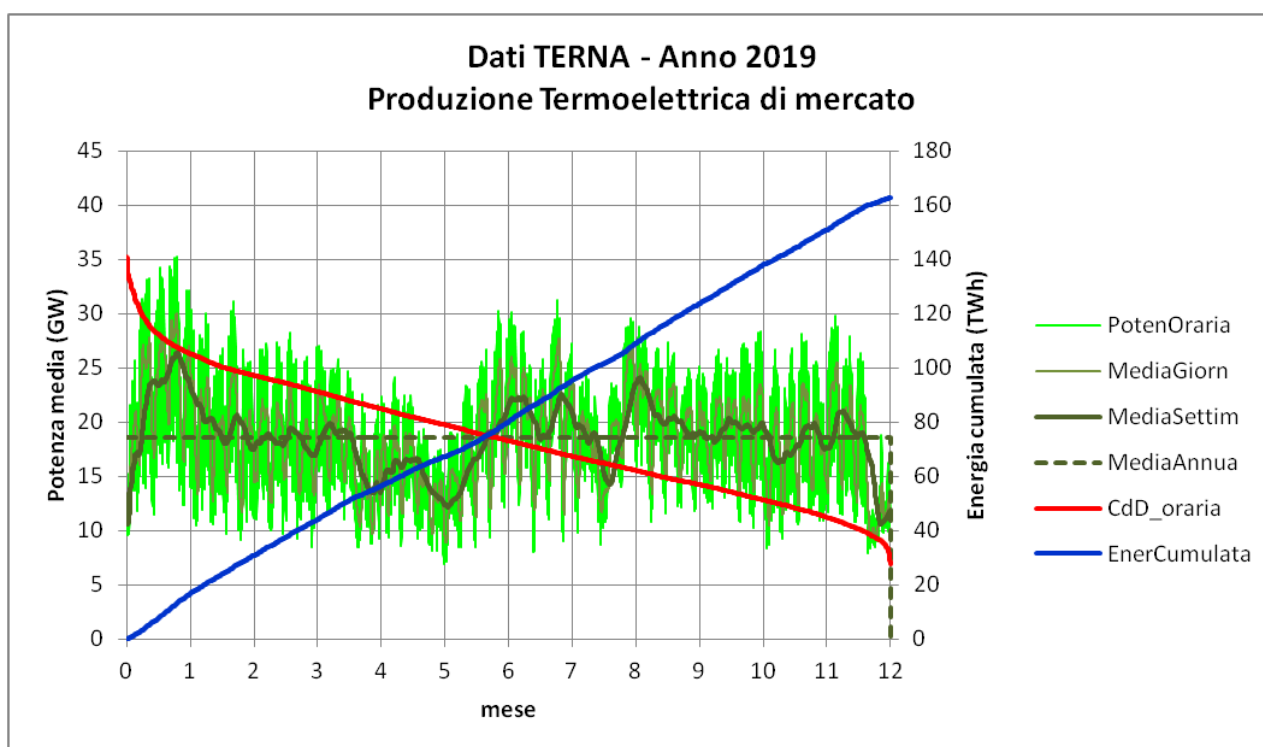


Figura A-31 Curva verde chiaro: valori orari della potenza media oraria in GW nel 2019. Curva verde: media mobile su 24h. Curva verde scuro: media mobile su una settimana. Curva rossa: curva di durata della potenza media oraria (max: 35,28 GW, min: 6,93 GW). Curva blu: energia cumulata nell'anno (162,8 TWh)

La mappa calendararia mostra che la produzione si è concentrata nelle ore diurne dei 5 giorni feriali. Nel 2019 la produzione è stata massima a gennaio e, grazie ad un periodo natalizio particolarmente ventoso, ha registrato i valori minimi a fine dicembre.

Per quanto riguarda l'andamento orario giornaliero, tutti i giorni presentano i due caratteristici picchi di metà mattina e della sera, con il secondo più elevato e duraturo. Il momentaneo calo a metà giornata, più accentuato a giugno che nei mesi invernali, rivela l'effetto della produzione FV. Questo avvallamento è destinato ad approfondirsi man mano che procederà la penetrazione della componente FV nel mix produttivo, fino ad annullare completamente la componente termoelettrica aggiuntiva rispetto ad un valore di base che si presume dovrà essere mantenuto al 2030.

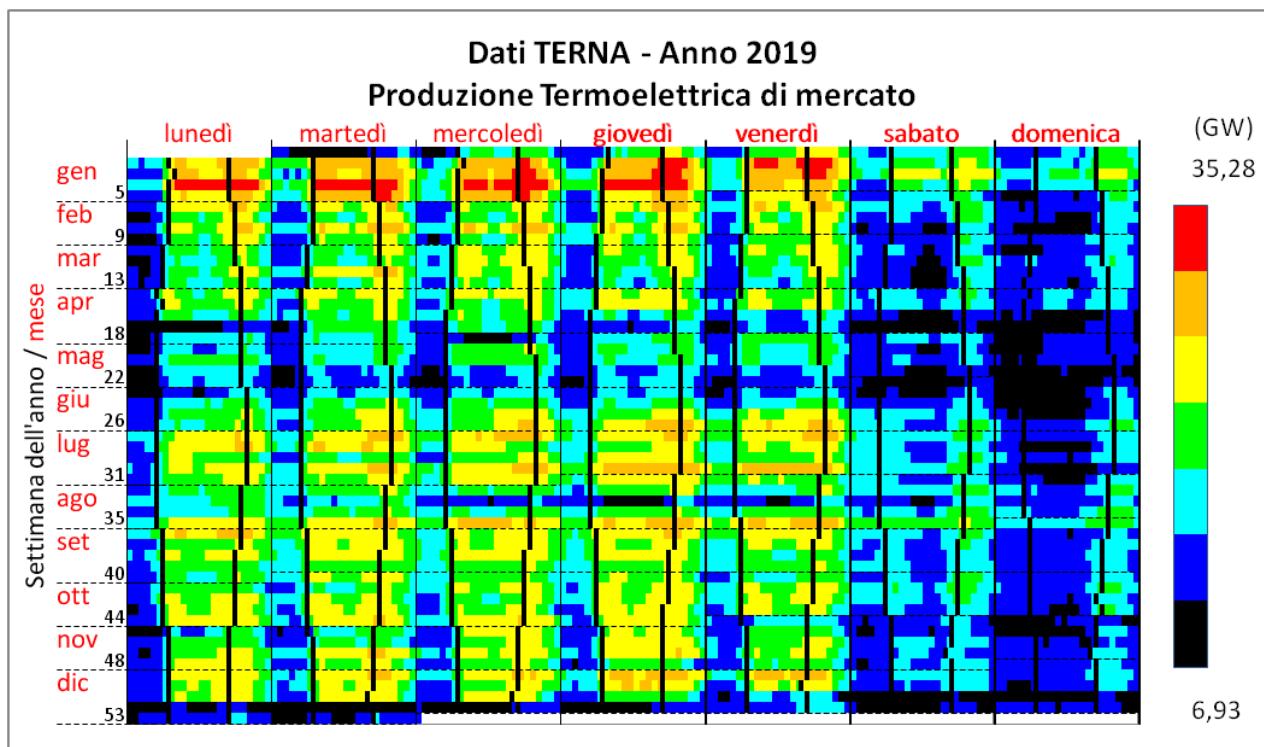


Figura A-32 Mappa calendaria della produzione termoelettrica nel corso del 2019

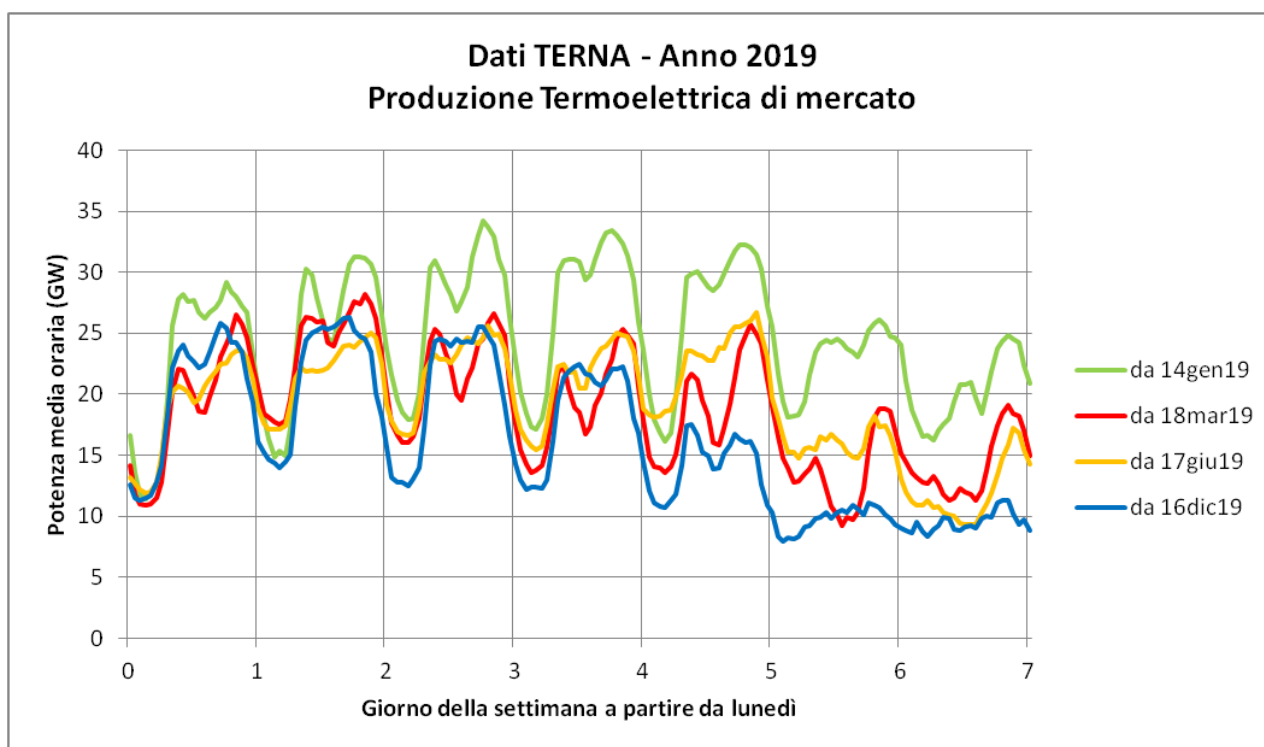


Figura A-33 Profili orari della produzione termoelettrica rilevata in 4 settimane dell'anno 2019

Produzione termoelettrica totale

Come precedentemente ricordato, i dati utilizzati per il tracciamento dei precedenti grafici sono quelli tratti dalla sezione EB del portale TERNAsulla trasparenza, dove la componente termoelettrica include solo la parte immessa sul mercato. Per ricavare la produzione TE totale occorre aggiungervi i valori del termoelettrico autoconsumato calcolati nel precedente paragrafo sull'autoconsumo (vedere Appendice 0), ottenendo così i valori riportati nel grafico di Figura A-34.

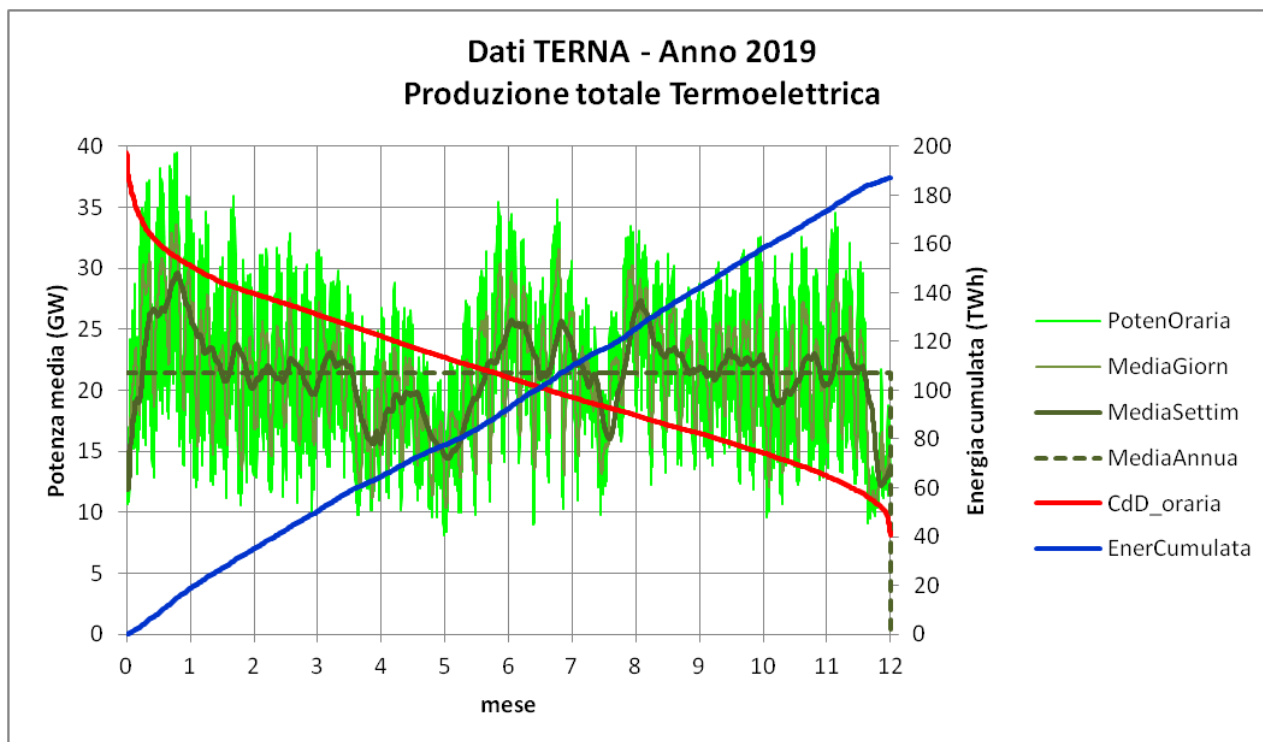


Figura A-34 Produzione termoelettrica totale. P_{max} : 39,5 GW, P_{med} : 21,4 GW, Energia prodotta: 187,3 TWh

Rispetto alla sola parte immessa sul mercato, la produzione annua totale di energia termoelettrica sale da 162,8 a 187,3 TWh, con un incremento del 15% sul totale. Questo valore è in linea con i 186,7 TWh riportato a Pag. 106, del Cap.5 dell'Annuario statistico 2019 di TERNAs [6].

La potenza massima cresce invece, rispetto al totale, del 12%, passando da 35,3 a 39,5 GW. A proposito della potenza, a Pag. 65 del Cap.3 dell'Annuario statistico 2019 di TERNAs [6] risulta che la potenza efficiente netta installata al 2019 era di 62,3 GW. Pertanto, il margine di potenza installata rispetto al massimo di produzione media oraria risultava essere del 58%.

Produzione termoelettrica no-Bio

Ai fini di un confronto con i risultati delle simulazioni ScETuR è tuttavia necessario sottrarre alla produzione TE totale la quota derivante da biomassa, in quanto l'apporto della biomassa negli scenari PNIEC viene conteggiato nella quota coperta da FER e quindi escluso dalla produzione termoelettrica necessaria a coprire la domanda residua.

I valori orari della produzione da biomassa per il 2019, sono inclusi nella sezione RG del portale TERNAs sulla trasparenza e sono rappresentati nel diagramma cartesiano di Figura A-35, che mostra come l'ammontare totale dell'energia prodotta nel 2019 risulta di 18 TWh, un valore minore, ma vicino, a quelli indicati nella Tab. 11 del PNIEC per gli anni 2020 (19,6 TWh) e 2021 (19,0 TWh). Questo valore è previsto dimezzarsi al 2030 scendendo a 9,6 TWh.

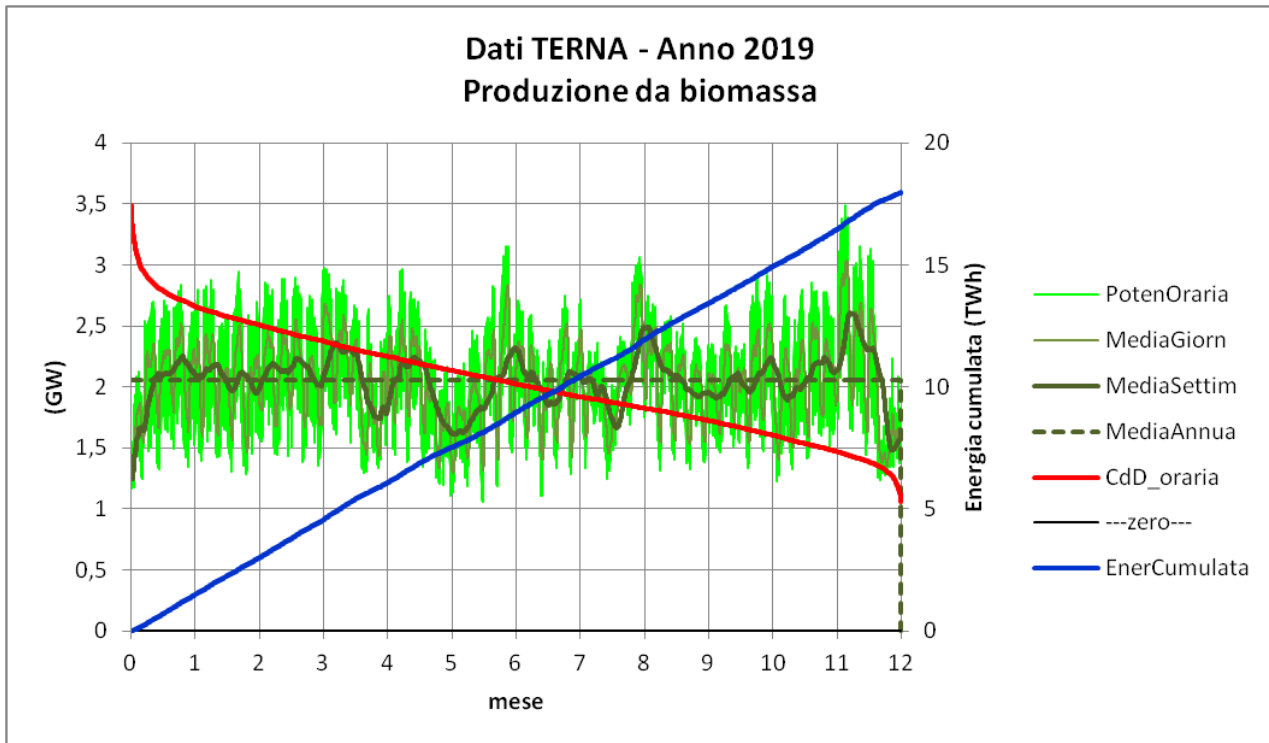


Figura A-35 Produzione termoelettrica da biomassa. P_{max} : 3,5 GW, P_{med} : 2,05 GW, Energia prodotta: 18,0 TWh

Sottraendo la produzione da biomassa al valore della produzione totale TE prima ricavato, si ottiene la produzione termoelettrica no-Bio rappresentata in Figura A-36.

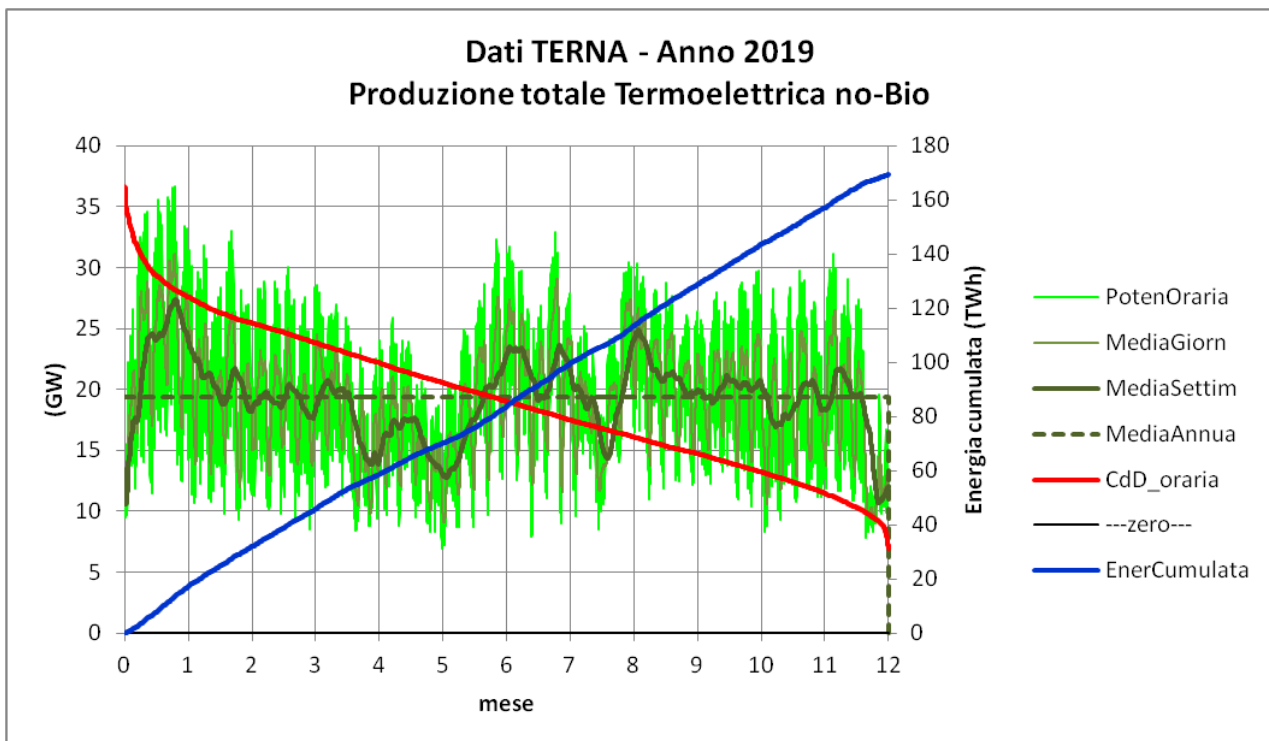


Figura A-36 Produzione termoelettrica no-Bio. P_{max} : 36,7 GW, P_{med} : 19,3 GW, Energia prodotta: 169,4 TWh

Altro aspetto importante ai fini di un confronto con lo scenario PNIEC, riguarda la velocità di presa di carico della produzione termoelettrica. I valori orari di variazione della potenza termoelettrica totale sono rappresentati nella mappa calendararia di Figura A-37.

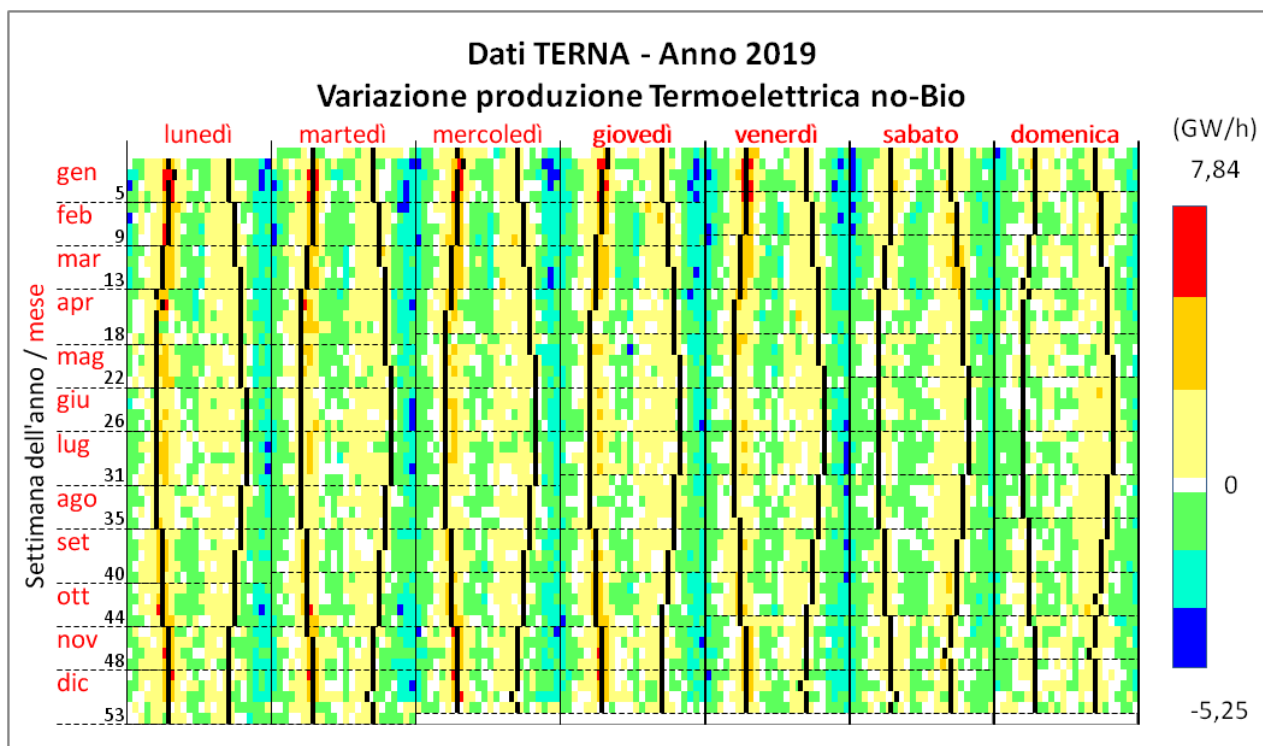


Figura A-37 Mappa calendararia della variazione della potenza termoelettrica totale no-Bio

La mappa mostra che i massimi si verificano all'alba dei giorni feriali dei mesi freddi, in particolare nel mese di gennaio. Il massimo assoluto nell'anno è di quasi 8 GW/h.

Riepilogo dei risultati relativi ai vari perimetri della produzione termoelettrica

Riepilogando, la produzione termoelettrica al 2019 può essere aggregata secondo i seguenti perimetri, cui corrispondono diversi valori di energia prodotta e di potenza di picco.

Produzione termoelettrica	Produzione 2019	Potenza massima	Note
- di mercato	162,8 TWh	35,3 GW	Da sezione EB del sito TERNA
- totale	187,3 TWh	39,5 GW	Incluso TE autoconsumato
- totale no-Bio	169,4 TWh	36,7 GW	Escluso TE da biomassa

I valori da confrontare con quelli ottenuti dalle simulazioni ScETuR sono quelli del terzo perimetro (TE totale no-Bio), dato che nelle simulazioni non si distingue la parte autoconsumata e la produzione da biomassa viene conteggiata separatamente dal contributo termoelettrico.

A1.2 Profilo dei consumi

A1.2.1 Consumo complessivo sul territorio nazionale

Il profilo dei consumi del 2019, usato come riferimento per i consumi PNIEC al 2030, è stato ricavato sommando i valori orari delle 7 componenti attive della sezione EB del portale TERNA sulla trasparenza e sottraendo la parte consumata nei pompaggi. Questi profili sono rappresentati nelle seguenti figure.

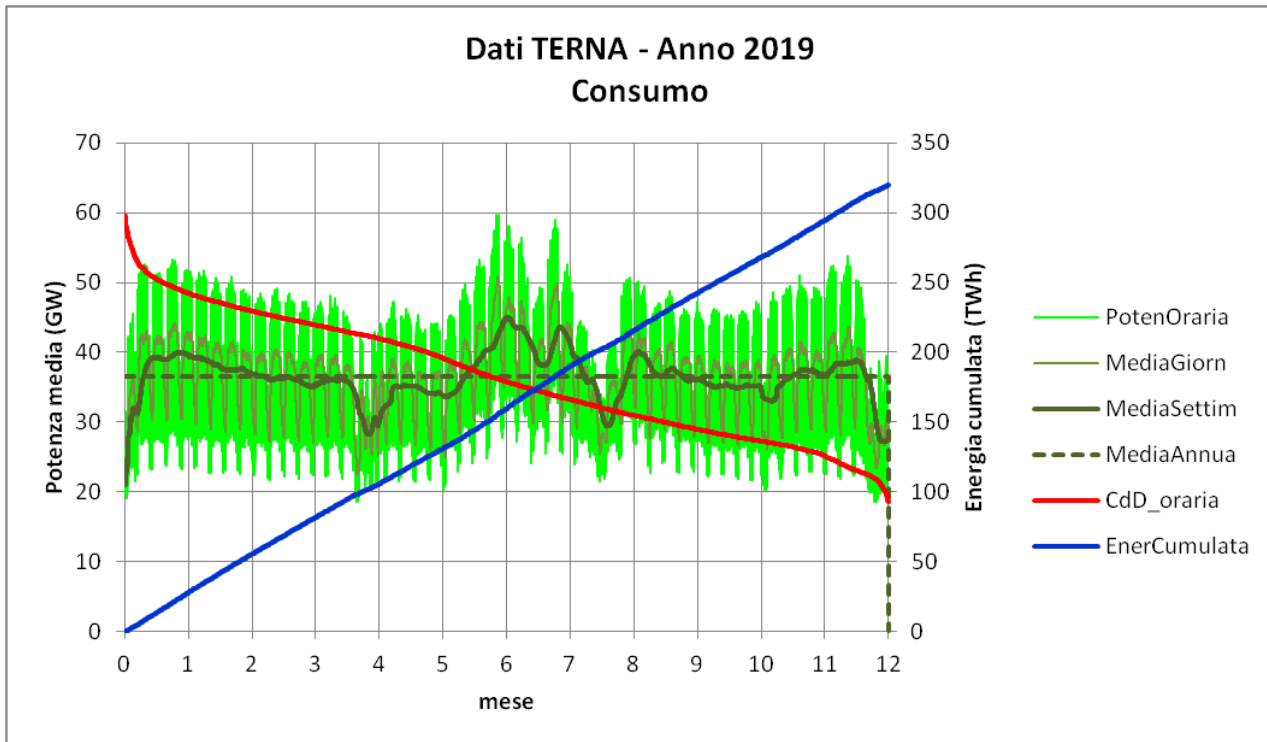


Figura A-38 Curva verde chiaro: valori orari del consumo nel 2019. Curva verde: media mobile su 24h. Curva verde scuro: media mobile su una settimana. Curva rossa: curva di durata della potenza oraria (max: 59,8 GW, min: 18,5 GW). Curva blu: energia cumulata nell'anno (319,7 TWh)

Il grafico mostra che i valori massimi di consumo si registrano tra fine giugno e fine luglio. I minimi si hanno nel corso dei principali 3 periodi festivi dell'anno, quello pasquale e delle altre festività primaverili, ferragosto e il periodo natalizio a cavallo della fine dell'anno.

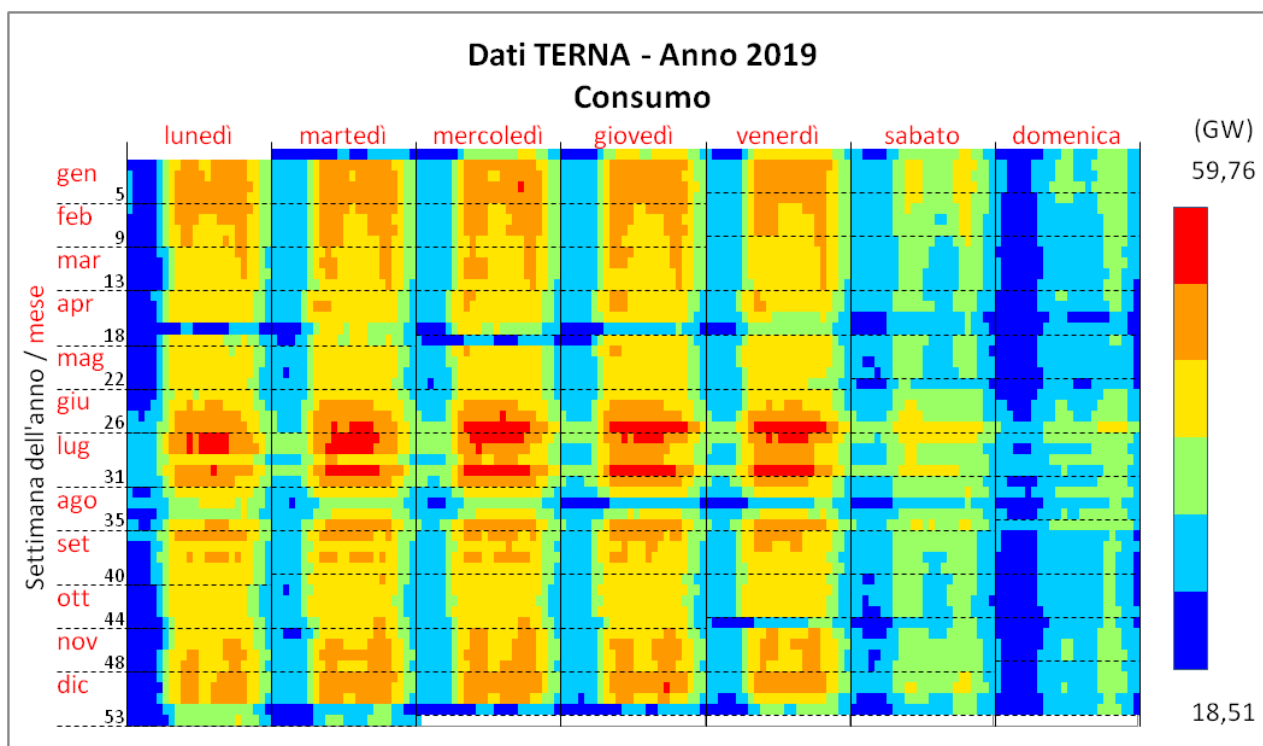


Figura A-39 Mappa calendaria del consumo nazionale registrato nel 2019

La mappa calendaria, oltre a confermare quanto mostrato dal diagramma cartesiano, permette di stimare giorni della settimana e le ore del giorno in cui si registrano i massimi e i minimi di consumo di EE.

A1.2.2 Consumi nelle diverse zone di mercato

Il presente studio include un'analisi dell'impatto delle linee di trasporto in AT sulla copertura del fabbisogno di EE in Italia al 2030 e in particolare sulla quantificazione della quota da produrre mediante centrali termoelettriche. A questo scopo è necessario conoscere la ripartizione geografica dei consumi tra le diverse aree geografiche del Paese.

Dal punto di vista del mercato dell'EE, l'Italia è suddivisa in diverse zone di mercato. Attualmente le zone sono 7, nel 2019 erano 6. Il portale TERNA sulla trasparenza mette a disposizione i dati dei consumi di ciascuna zona con una frequenza di 4 dati all'ora (35040 dati all'anno). I dati sono disponibili sia per la parte di consumi contrattata dal mercato, che per i consumi totali, che includono anche quelli degli autoproduttori, seguendo, sul portale TERNA della trasparenza, il percorso indicato in Figura A-40.

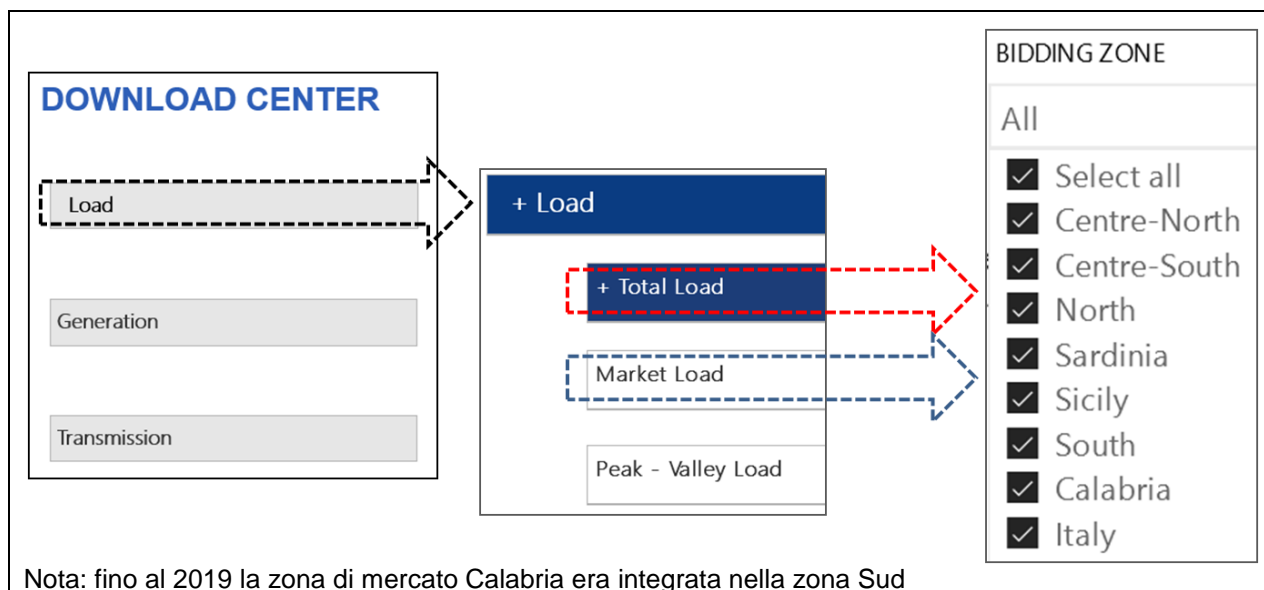


Figura A-40 Percorso per i dati TERNA relativi ai consumi

Le seguenti mappe calendarie mostrano i valori riferiti alle medie orarie dei consumi totali delle 6 zone di mercato esistenti al 2019.

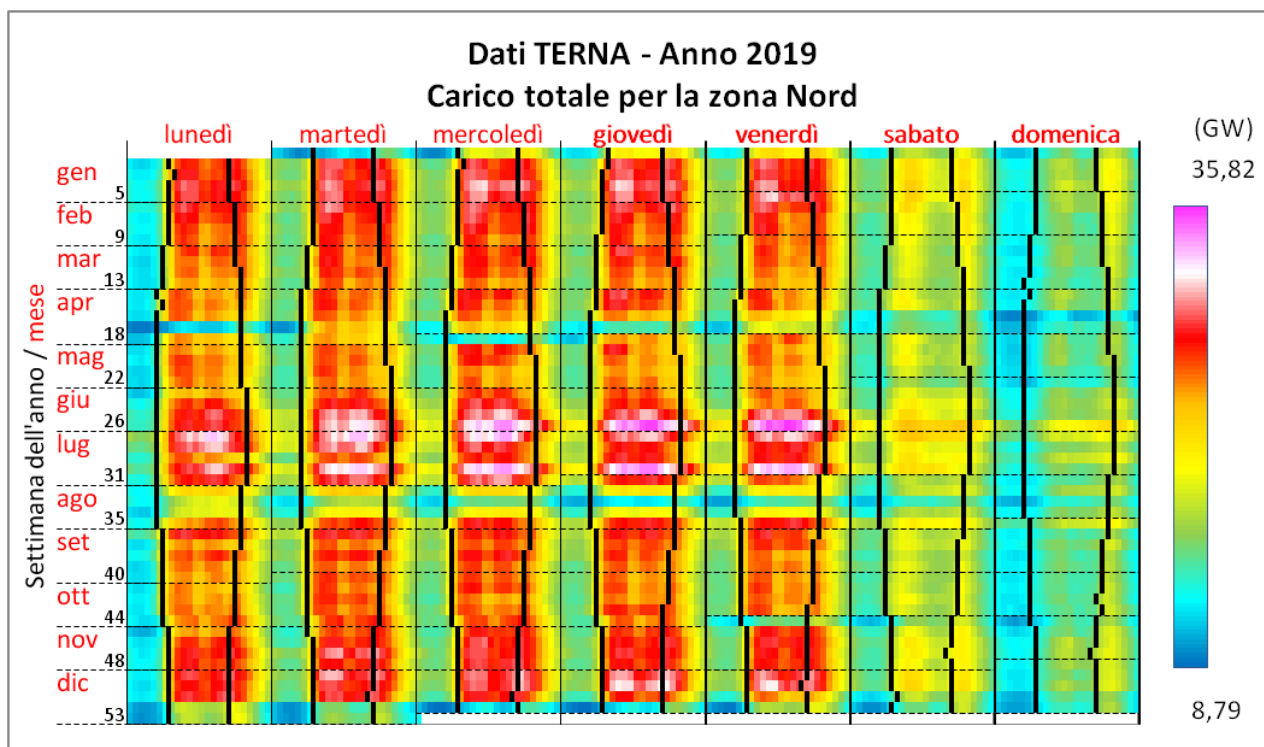


Figura A-41 Mappa calendaria dei consumi totali registrati nel 2019 nella zona Nord

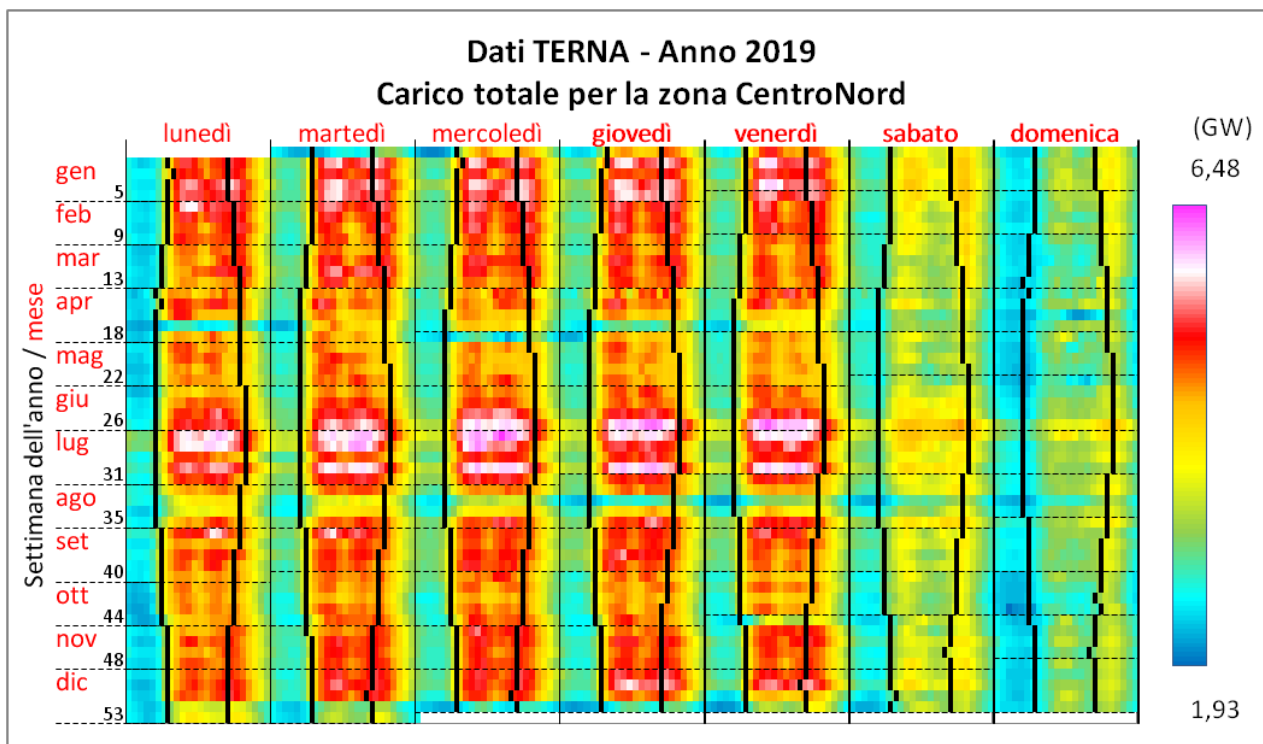


Figura A-42 Mappa calendaria dei consumi totali registrati nel 2019 nella zona Centro-Nord

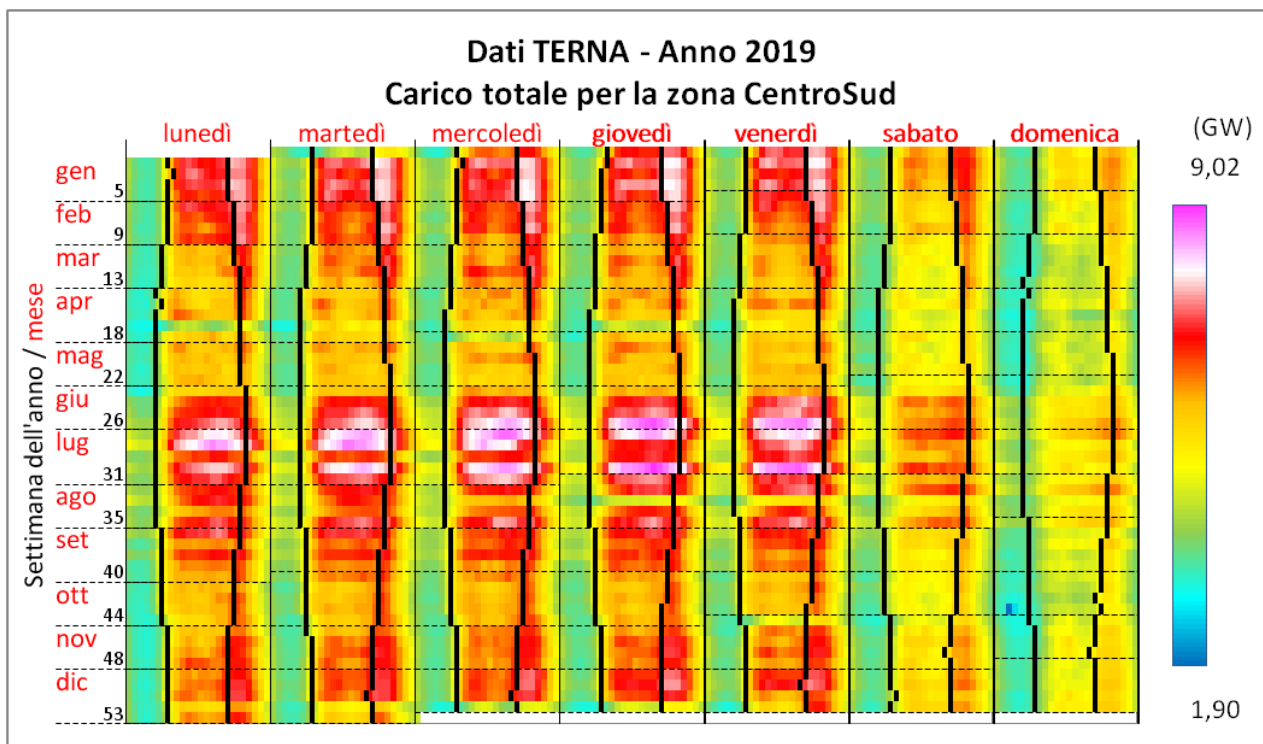


Figura A-43 Mappa calendaria dei consumi totali registrati nel 2019 nella zona Centro-Sud

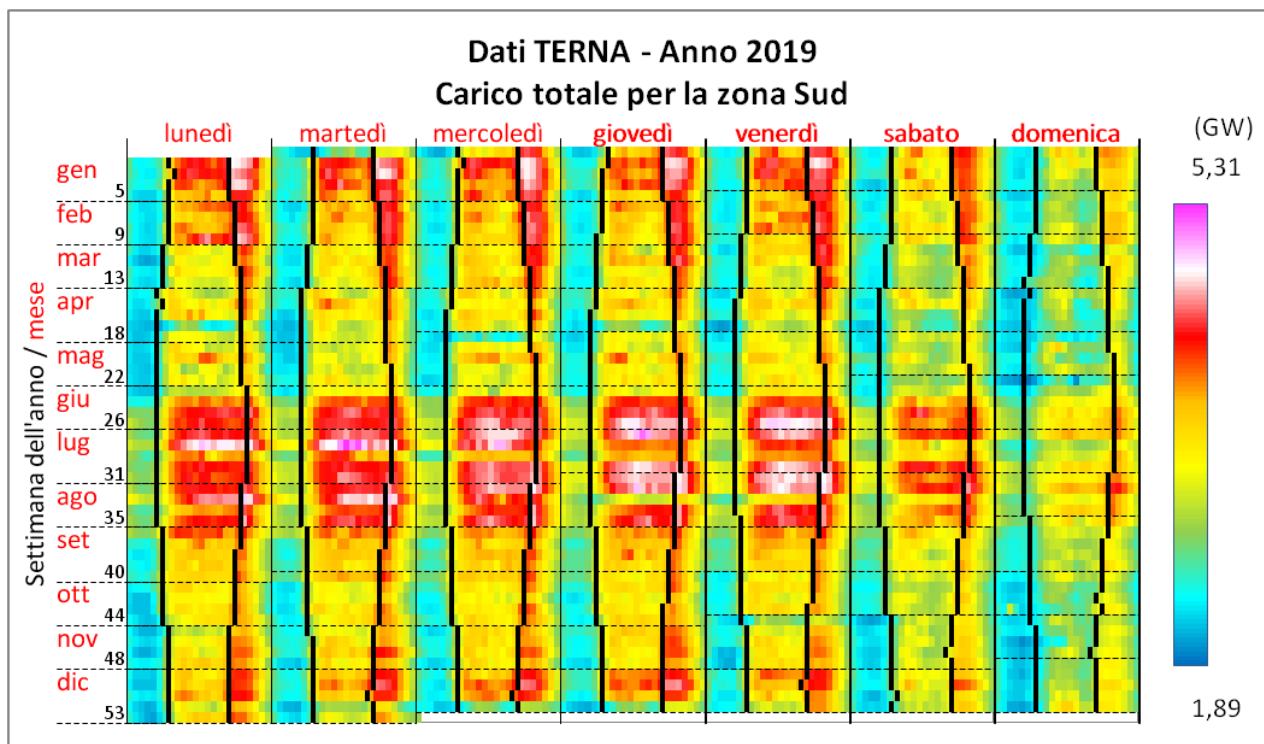


Figura A-44 Mappa calendaria dei consumi totali registrati nel 2019 nella zona Sud

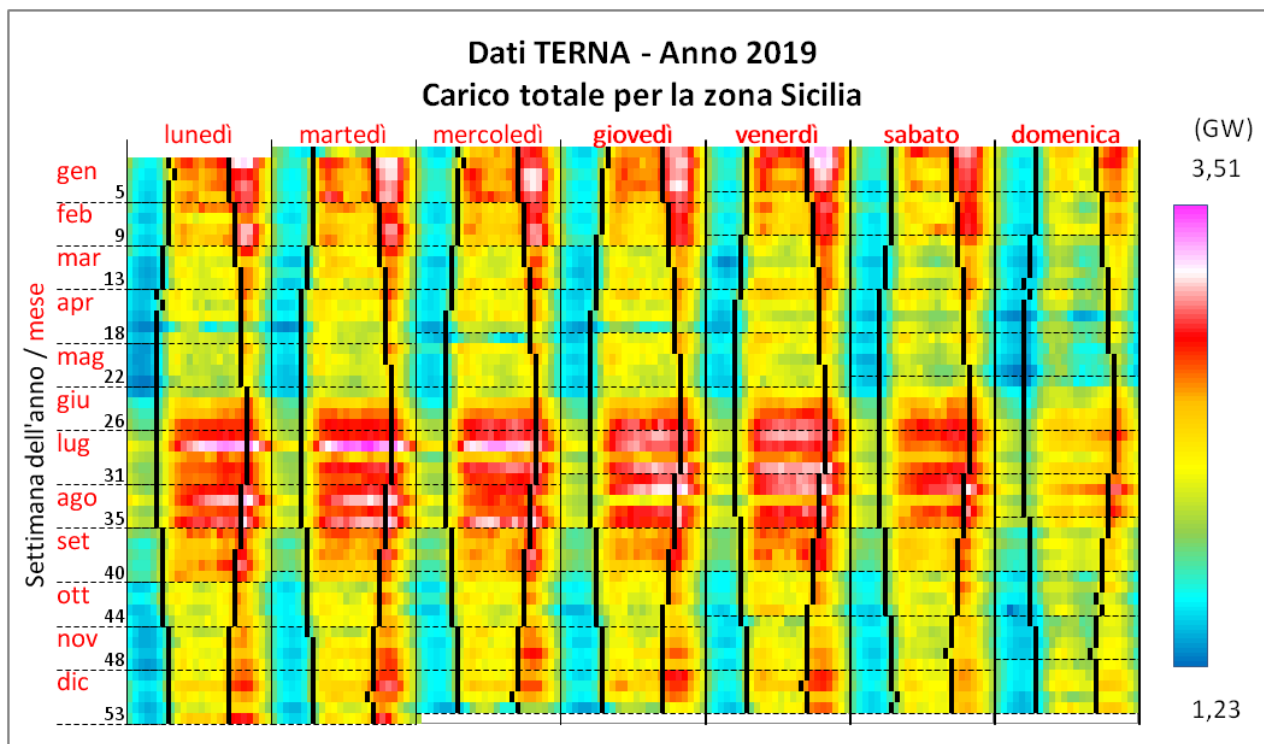


Figura A-45 Mappa calendaria dei consumi totali registrati nel 2019 nella zona Sicilia

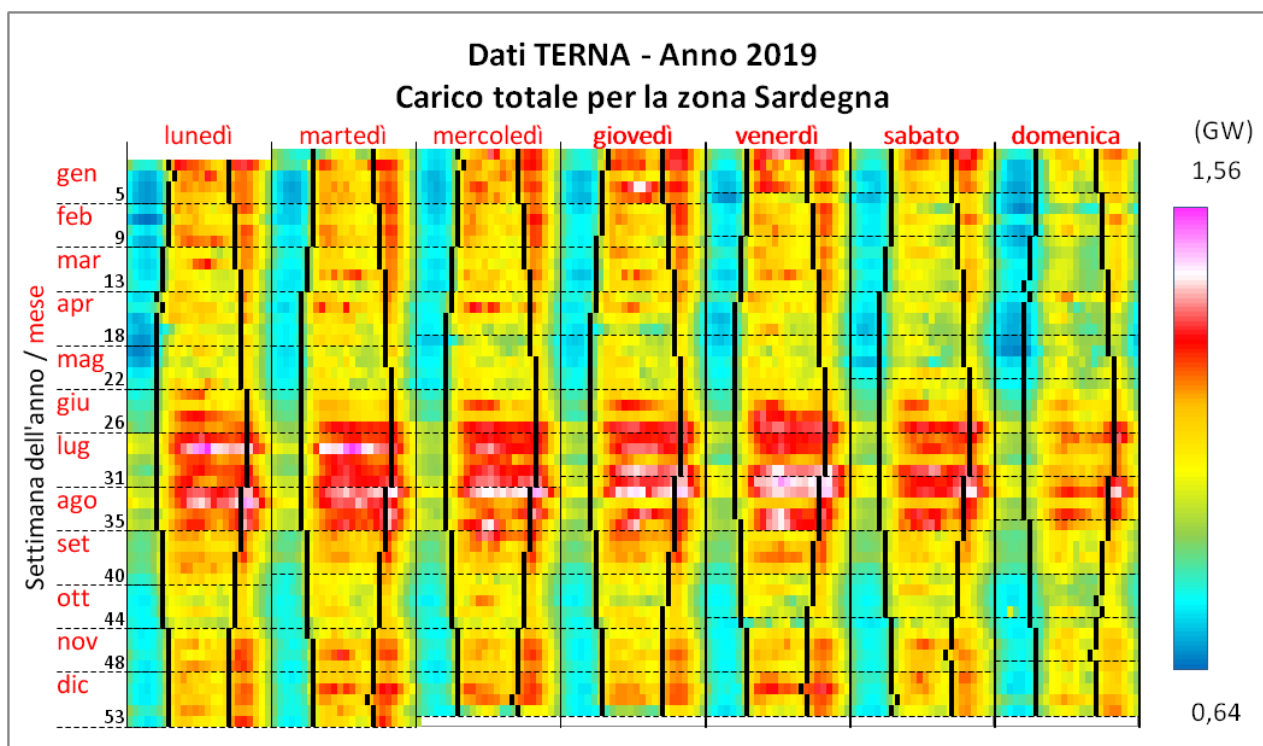


Figura A-46 Mappa calendaria dei consumi totali registrati nel 2019 nella zona Sardegna

A1.2.3 Peso delle zone di mercato nella ripartizione dei consumi

Nell'analisi degli scambi interzonali tra macrozona Nord e macrozona Penisola, che rappresenta l'insieme delle altre zone di mercato italiane, si è supposto che nel 2019 i consumi della zona Nord fossero una frazione costante dei consumi a livello nazionale e per l'esattezza il 57%. In realtà, per via della maggiore concentrazione di attività produttive al Nord e per la maggior attività turistica al Sud, queste percentuali variano a seconda della mese, del giorno della settimana e dell'ora.

Le seguenti mappe calendarie, basate sui dati scaricabili dal sito TERNA per la trasparenza, mostrano, per tutte e 6 le zone di mercato esistenti in quell'anno, il rapporto tra il valore medio orario del consumo totale zonale (CtZ) e il consumo totale nazionale (Ct), per tutte le 8760 ore del 2019.

Si può notare come quasi tutte le zone, tra la zona Centro.Nord, siano attraversate da fasce di colore diverso centrate sui 3 periodi festivi principali dell'anno. Queste fasce indicano un deciso calo della percentuale dell'energia consumata nella zona Nord e, di conseguenza, un evidente aumento della percentuale di consumo in tutte le altre zone, tranne, come già detto, nella zona Centro-Nord che si trova in un sostanziale equilibrio.

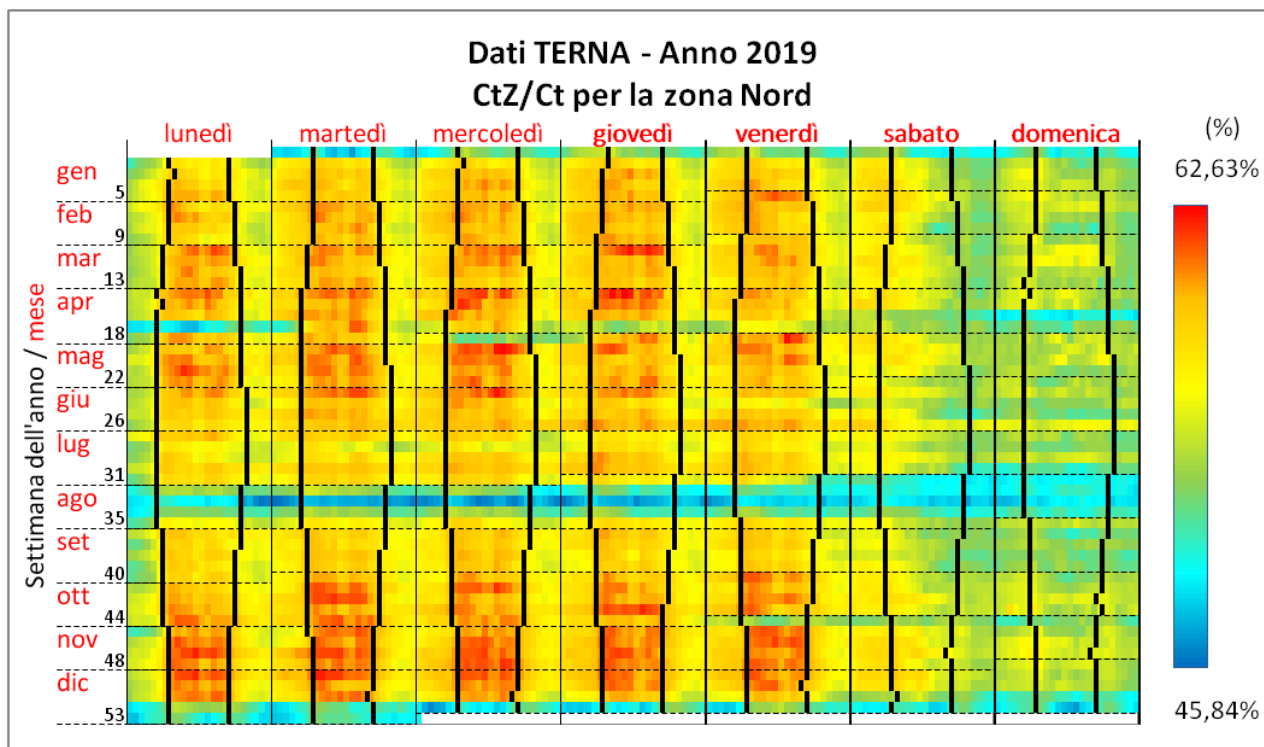


Figura A-47 Mappa calendaria del peso dei consumi della zona Nord sul totale nazionale

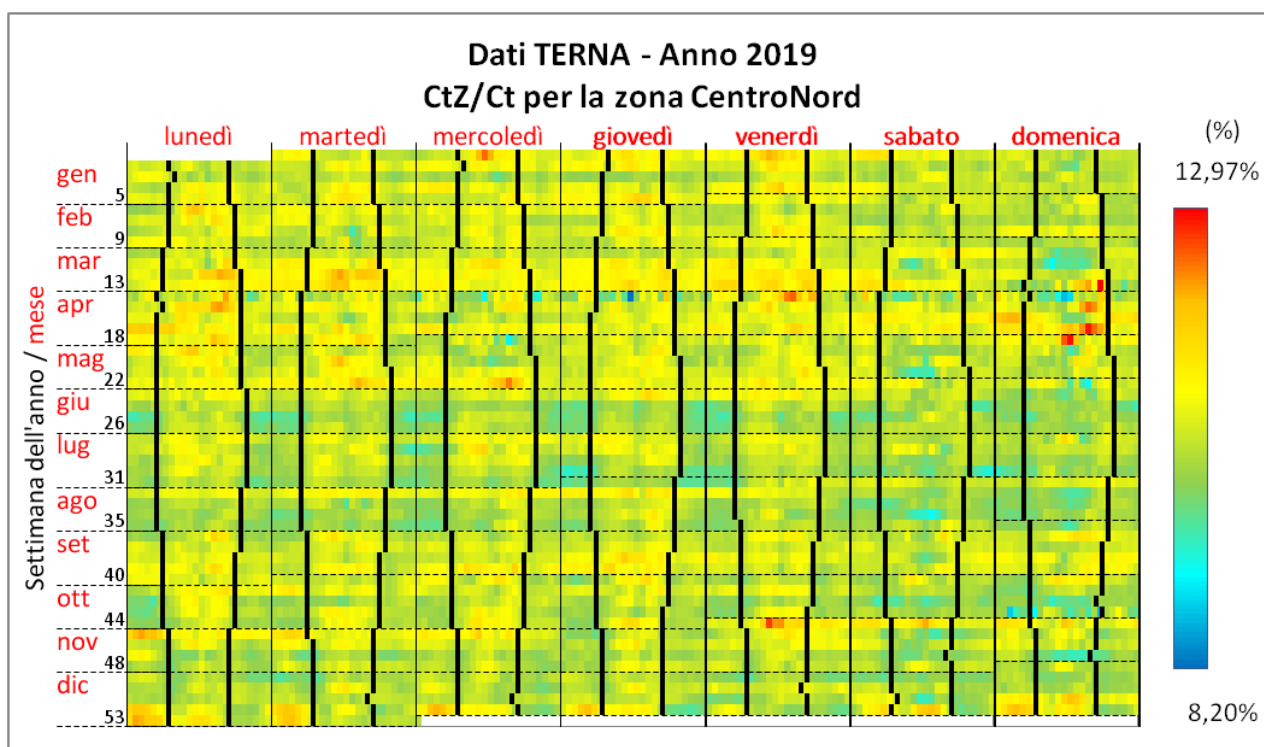


Figura A-48 Mappa calendaria del peso dei consumi della zona Centro-Nord sul totale nazionale

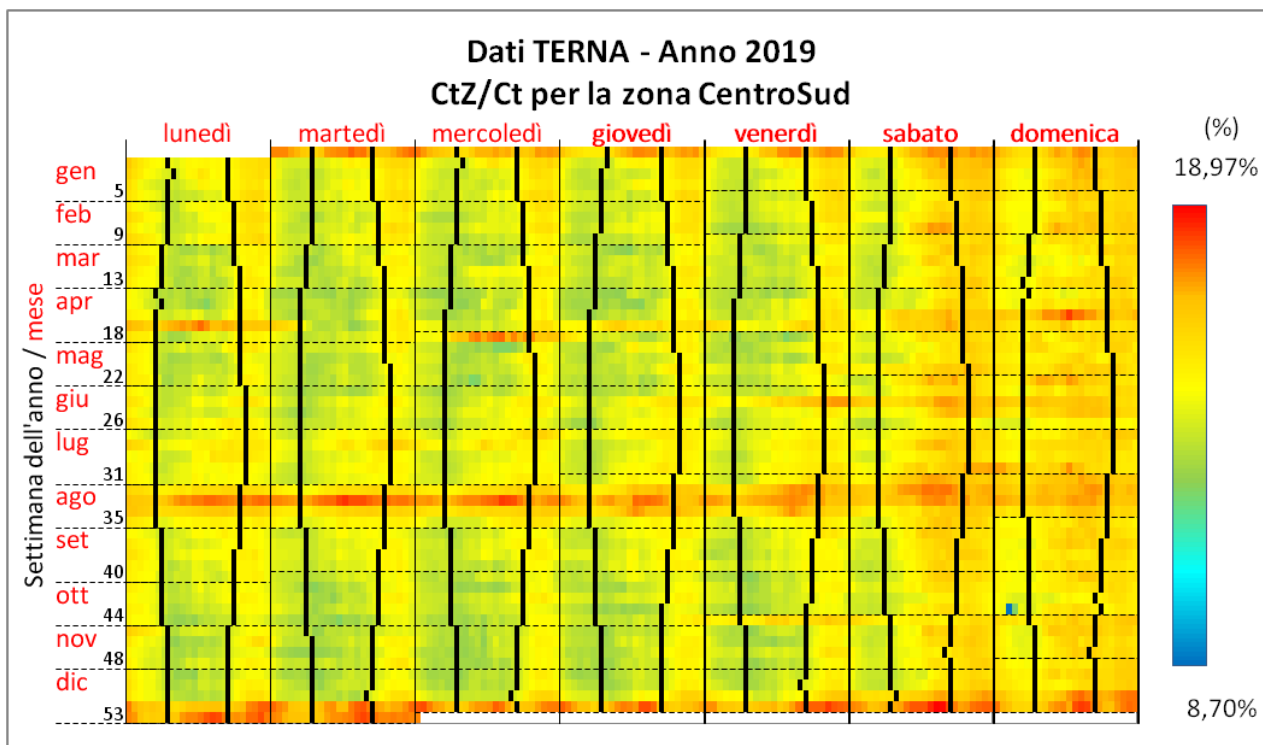


Figura A-49 Mappa caloraria del peso dei consumi della zona Centro-Sud sul totale nazionale

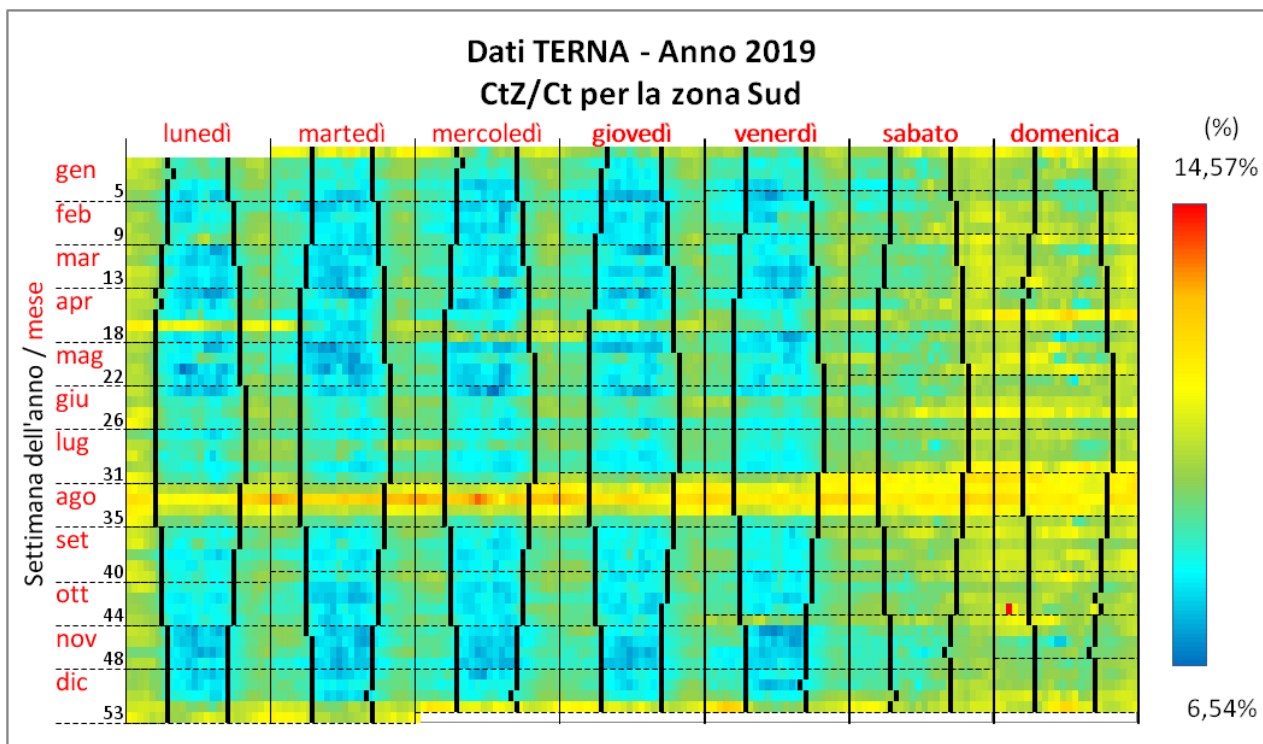


Figura A-50 Mappa caloraria del peso dei consumi della zona Sud sul totale nazionale

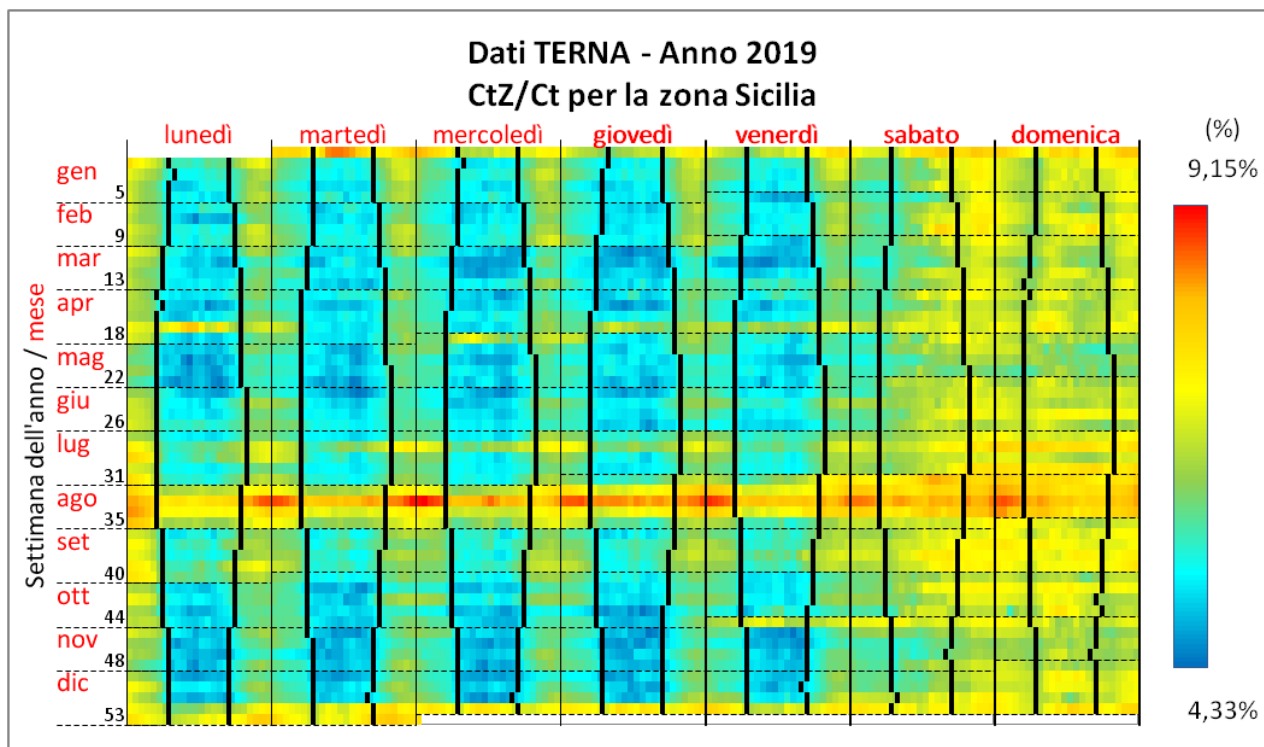


Figura A-51 Mappa calendaria del peso dei consumi della zona Sicilia sul totale nazionale

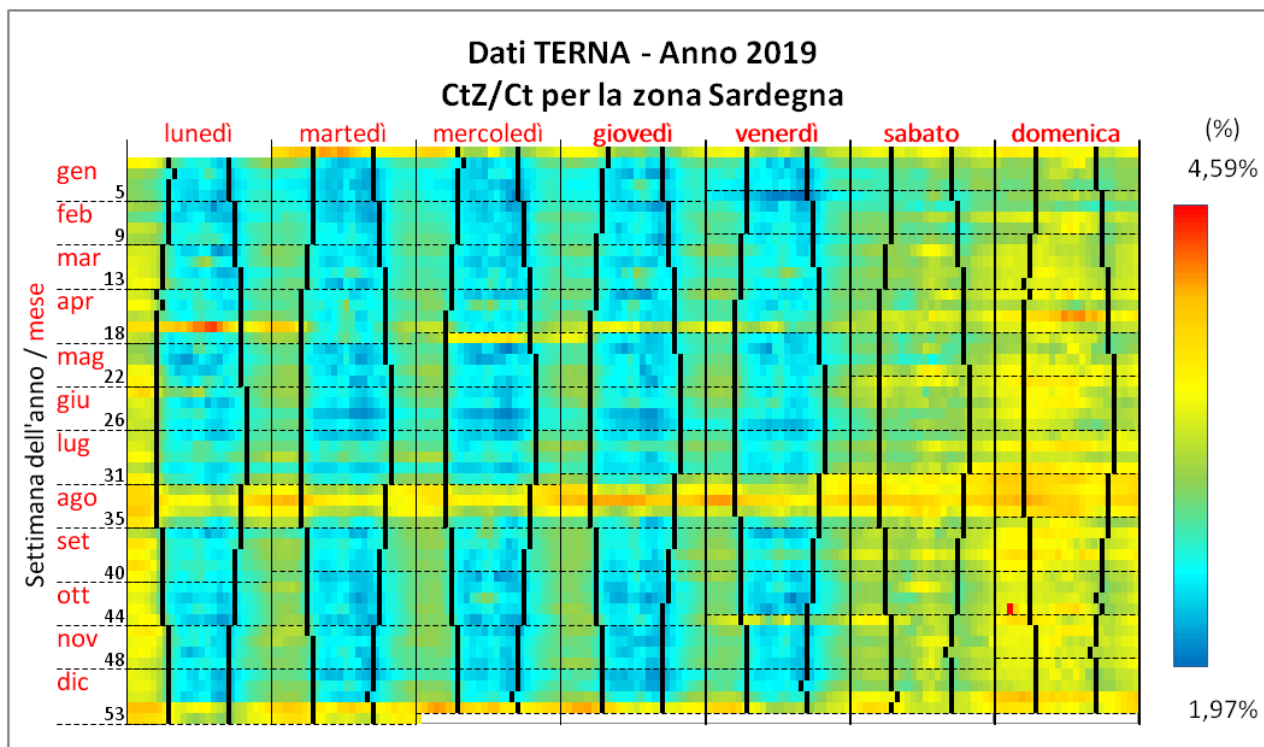


Figura A-52 Mappa calendaria del peso dei consumi della zona Sardegna sul totale nazionale

A1.3 Profilo dei flussi di trasporto

Come già ricordato nella precedente appendice, una parte del presente studio è dedicata all'analisi dell'impatto dei limiti della rete di trasporto interzonale sulla copertura del fabbisogno al 2030. A tale scopo è utile conoscere qual è stato nel 2019 il flusso tra le diverse zone di mercato, all'epoca 6, in cui è suddiviso il territorio nazionale.

Anche queste informazioni si possono ricavare dal portale TERNAsulla trasparenza, in particolare dalle sezioni raggiungibili seguendo il percorso indicato in Figura A-53.

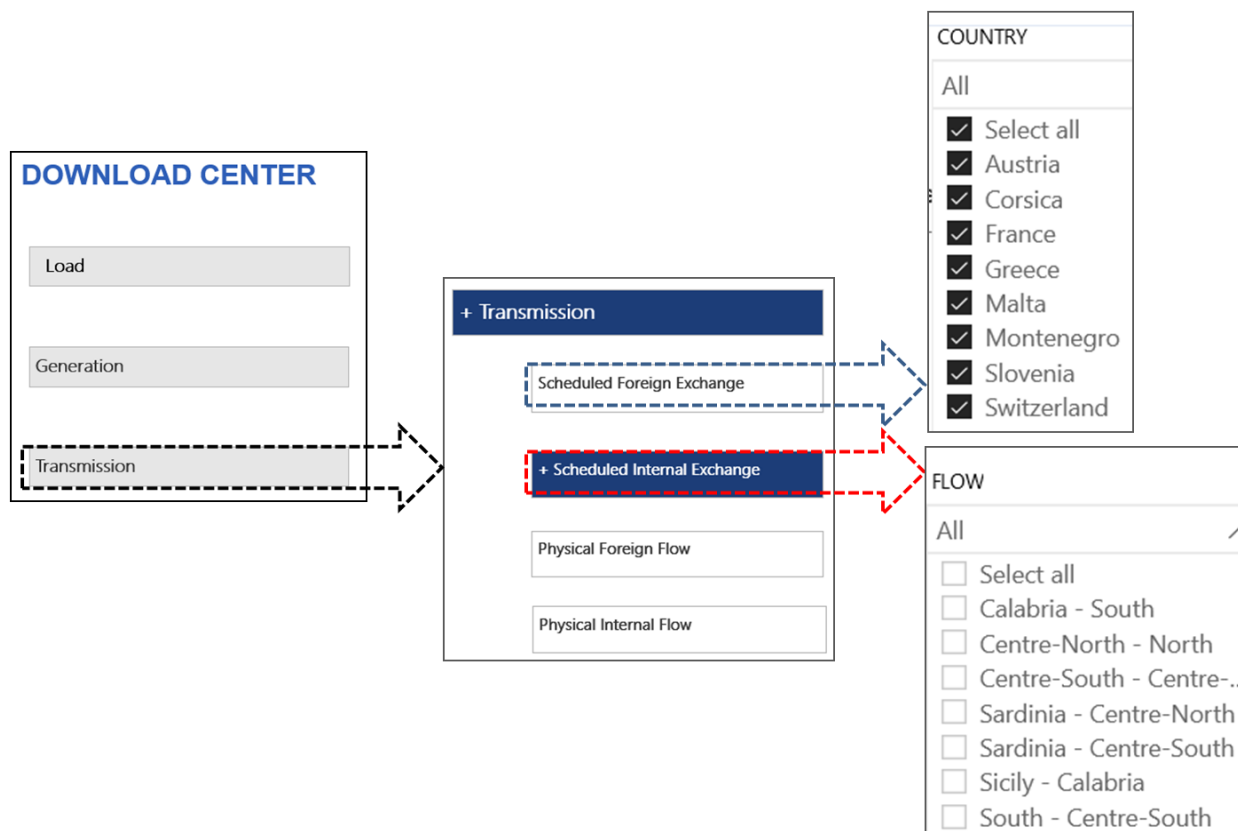


Figura A-53 Percorso per i dati TERNAsulla trasparenza relativi ai flussi di trasporto

Sono disponibili i valori medi orari degli scambi di EE con i paesi vicini e il flussi attraverso le connessioni interzonali.

Per quanto riguarda quest'ultimi, ci limitiamo a fornire nel seguente paragrafo i diagrammi che illustrano i flussi tra la zona Nord e la zona Centro-Nord, che verranno richiamati nelle valutazioni conseguenti alla suddivisione della rete nazionale in due macrozone, quella Nord, coincidente con la consueta zona di mercato Nord e la macrozona Penisola che raggruppa tutte le altre.

A1.3.1 Flusso tra zona Centro-Nord e Nord

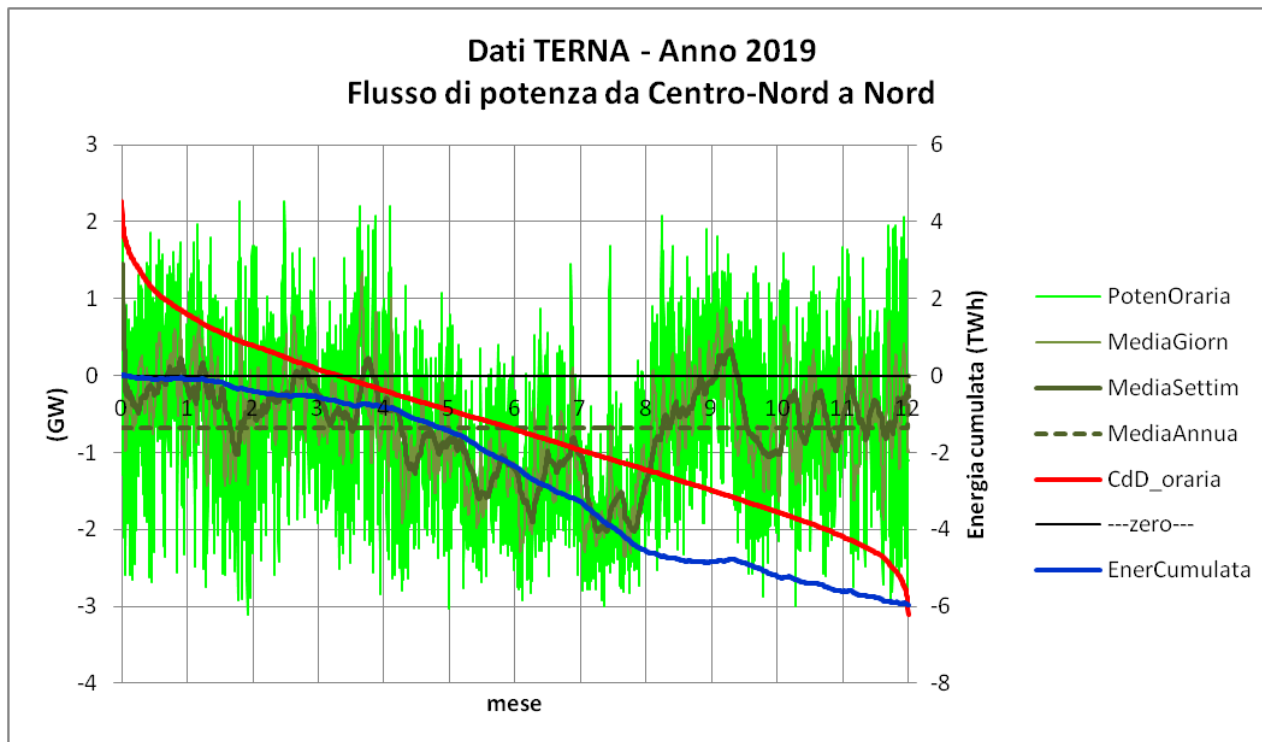


Figura A-54 Curva verde chiaro: valori orari della potenza media oraria in GW. Curva verde: media mobile su 24h. Curva verde scuro: media mobile su una settimana. Curva rossa: curva di durata della potenza media oraria (max verso nord: 2,27 GW, max verso sud: 3,10 GW). Curva blu: energia cumulata nell'anno (ca. 6 TWh)

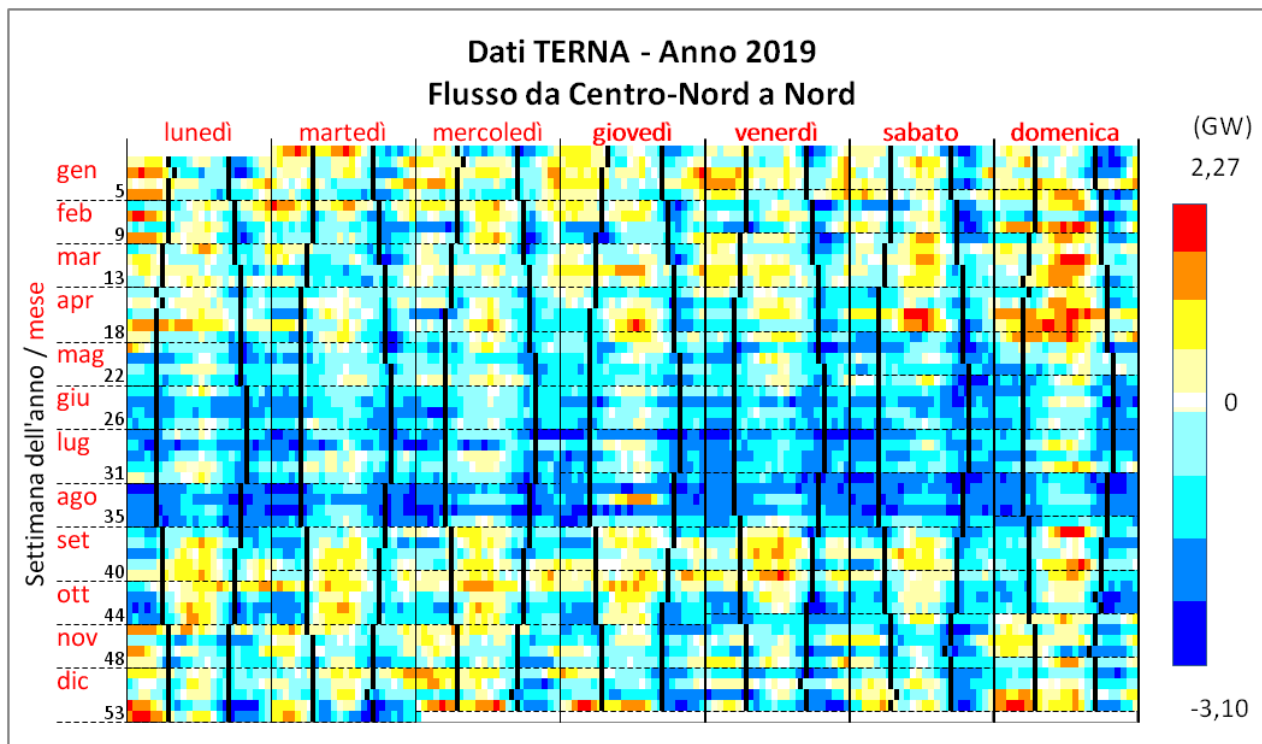


Figura A-55 Mappa calendaria del flusso di potenza da Centro-Nord a Nord nel corso del 2019

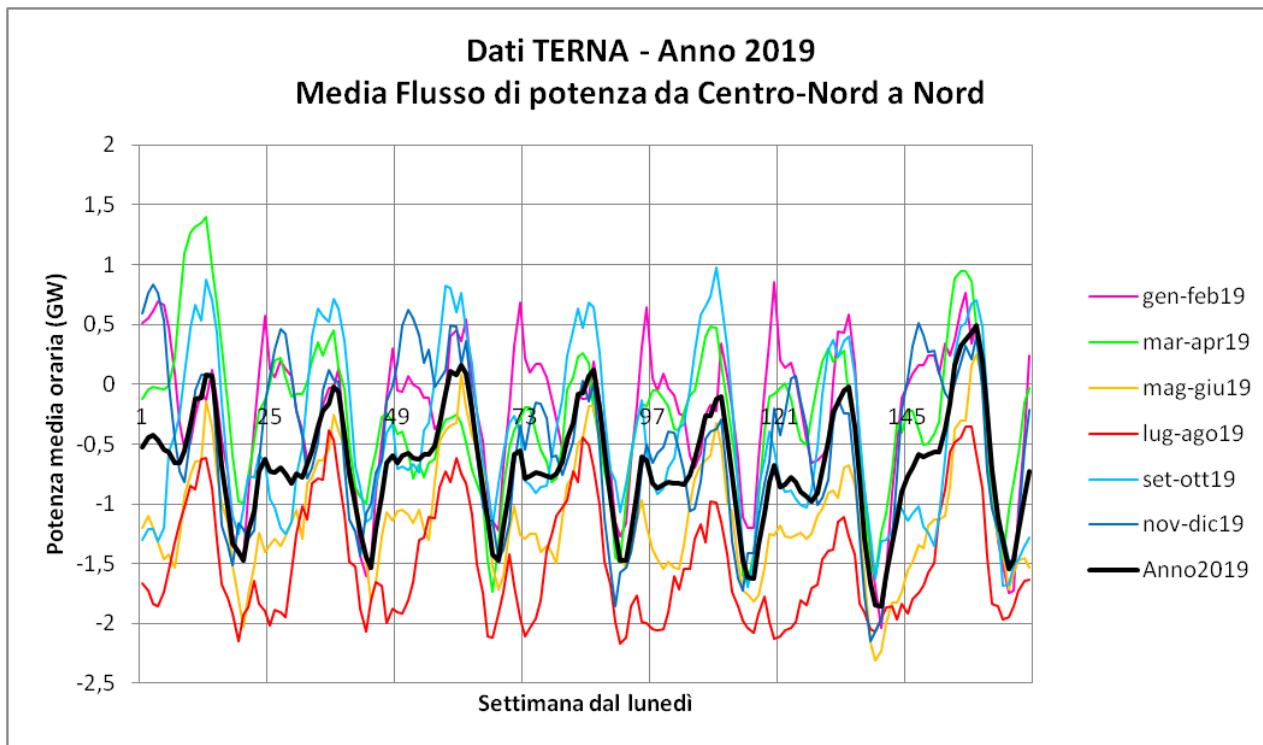


Figura A-56 *Profili settimanali dei valori medi bimestrali delle medie orarie del flusso di potenza da Centro-Nord a Nord per l'anno 2019*

Appendice A2 Risultati del caso B30

A2.1 Profili di copertura delle 4 settimane campione

Qui di seguito si mostrano i profili di copertura del fabbisogno per le 4 settimane campione selezionate per questo studio.

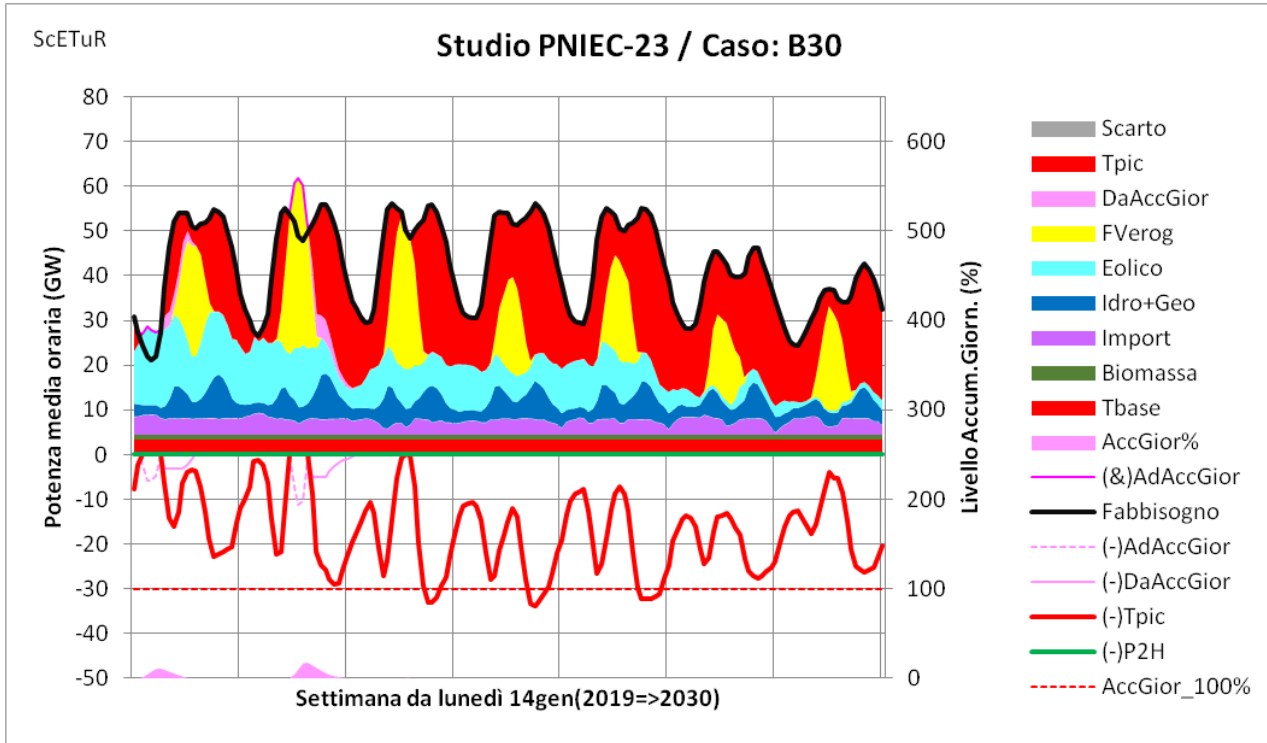


Figura A-57 Profilo orario di copertura del fabbisogno in una settimana di gennaio per il caso B30

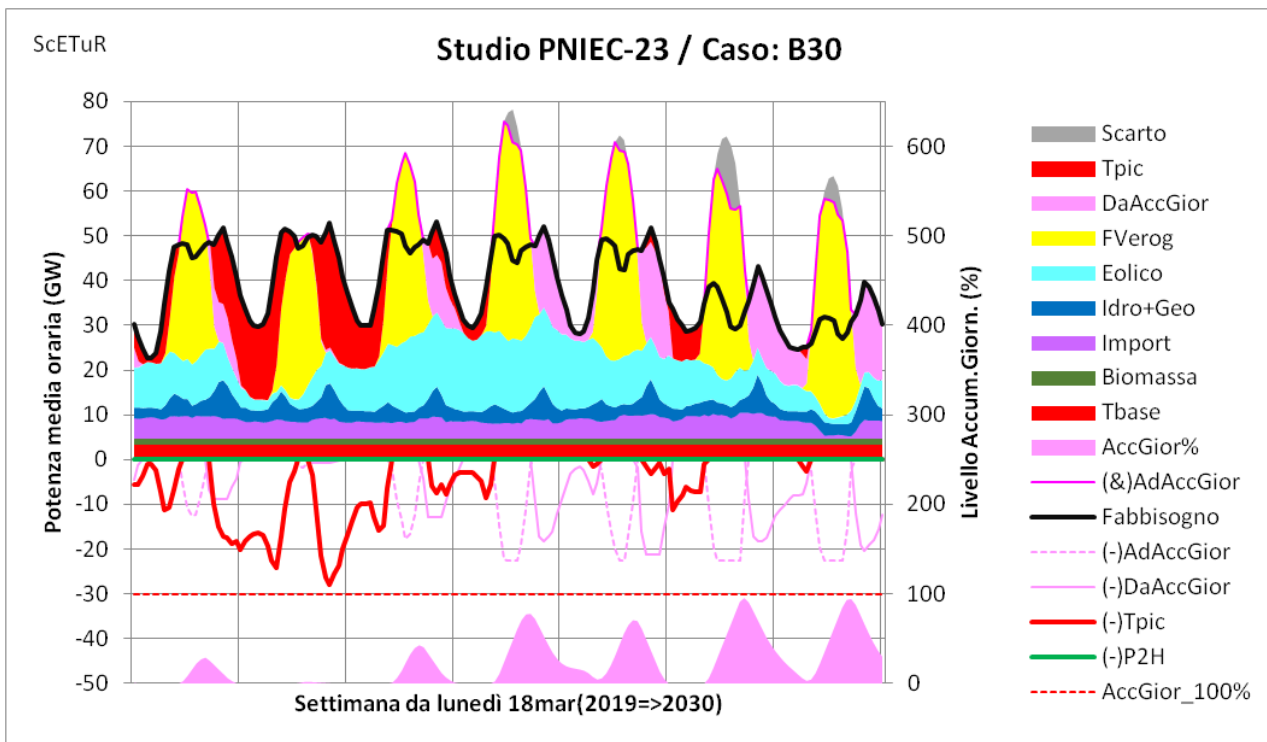


Figura A-58 Profilo orario di copertura del fabbisogno in una settimana di marzo per il caso B30

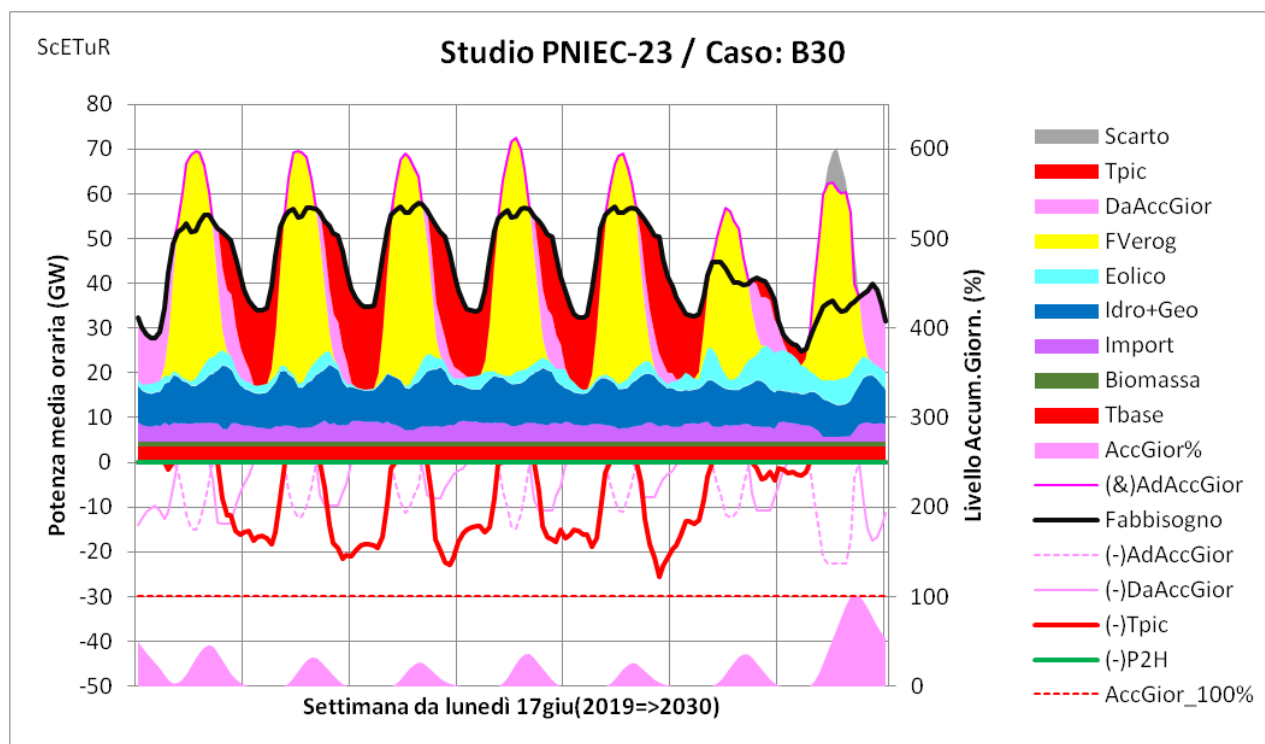


Figura A-59 Profilo orario di copertura del fabbisogno in una settimana di giugno per il caso B30

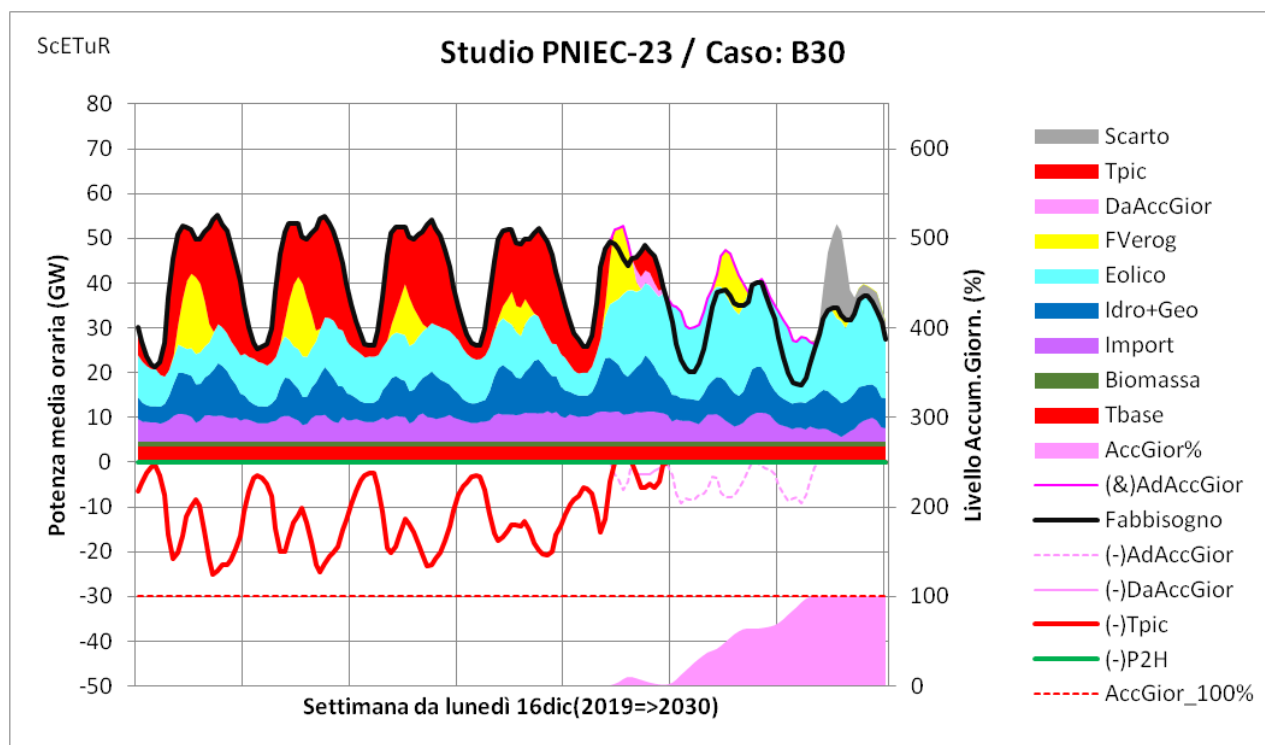


Figura A-60 Profilo orario di copertura del fabbisogno in una settimana di dicembre per il caso B30

A2.2 Analisi della produzione termoelettrica

A2.2.1 Profili di produzione nelle settimane campione e confronto con 2019

Per ciascuna delle 4 settimane campione considerate in questo studio, vengono presentati, con linee continue spesse, i profili orari settimanali relativi alla produzione TE totale no-Bio registrati nel 2019 (in arancio) e quelli della produzione TE calcolati nel caso B30 per il 2030 (in blu). Allo

scopo di evidenziare la loro dipendenza dalla produzione FV vengono mostrati anche i profili della capacità di produzione FV (linee sottili tratteggiate) dei 2 anni. Infine, nella parte bassa e con riferimento alla scala di destra, si mostrano i rispettivi andamenti del tasso di variazione oraria della potenza TE.

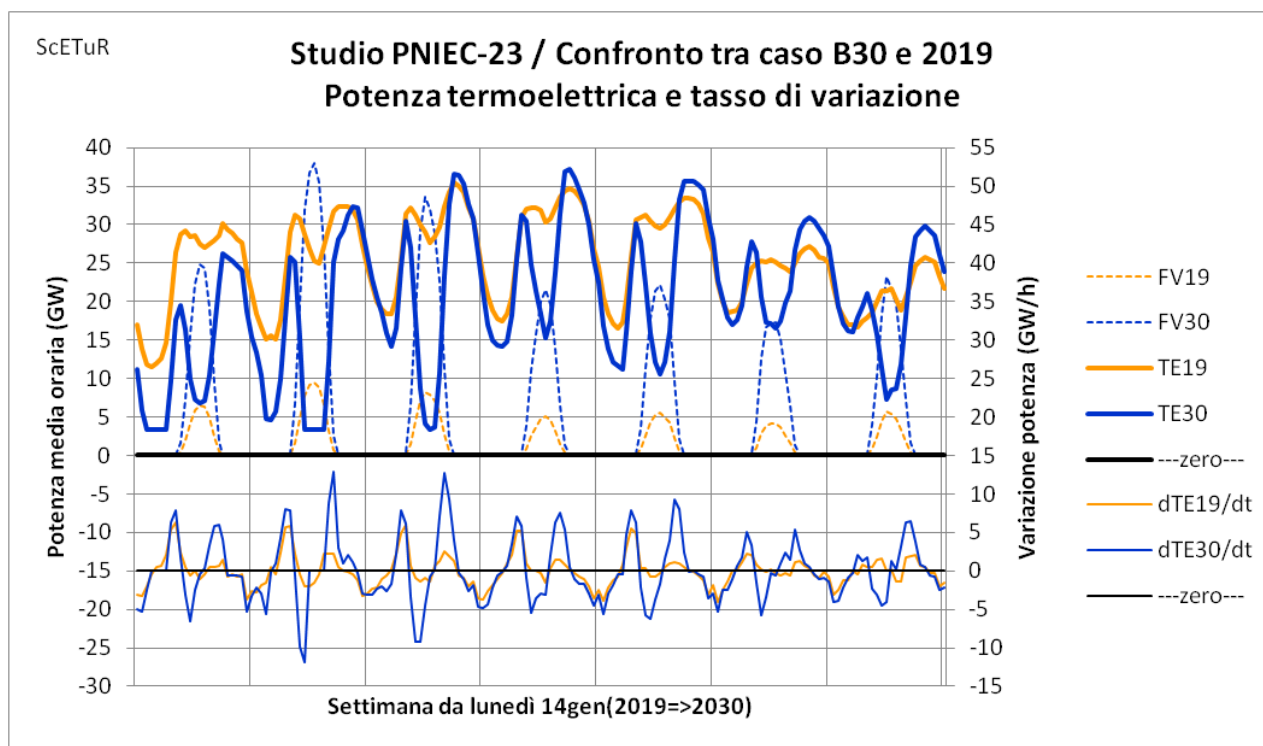


Figura A-61 Confronto tra 2019 e 2030 dei profili di produzione di energia da fonte TE, mese di gennaio

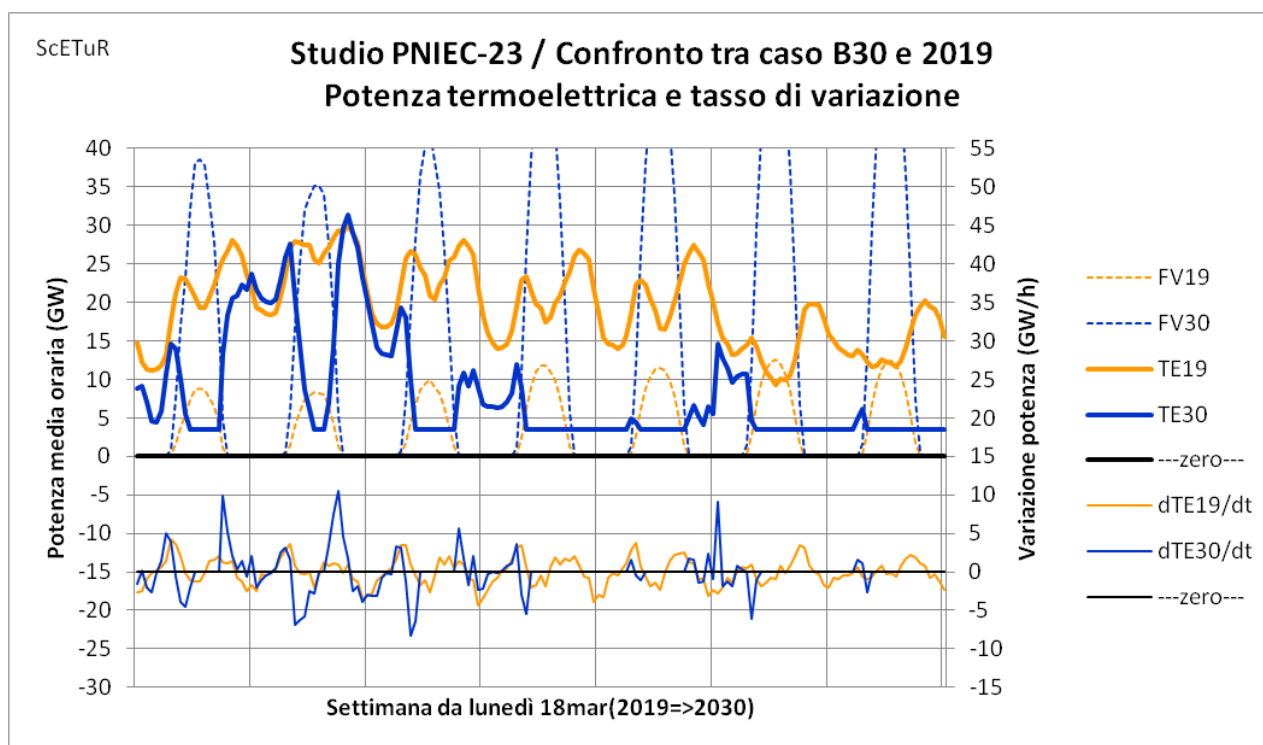


Figura A-62 Confronto tra 2019 e 2030 dei profili di produzione di energia da fonte TE, mese di marzo

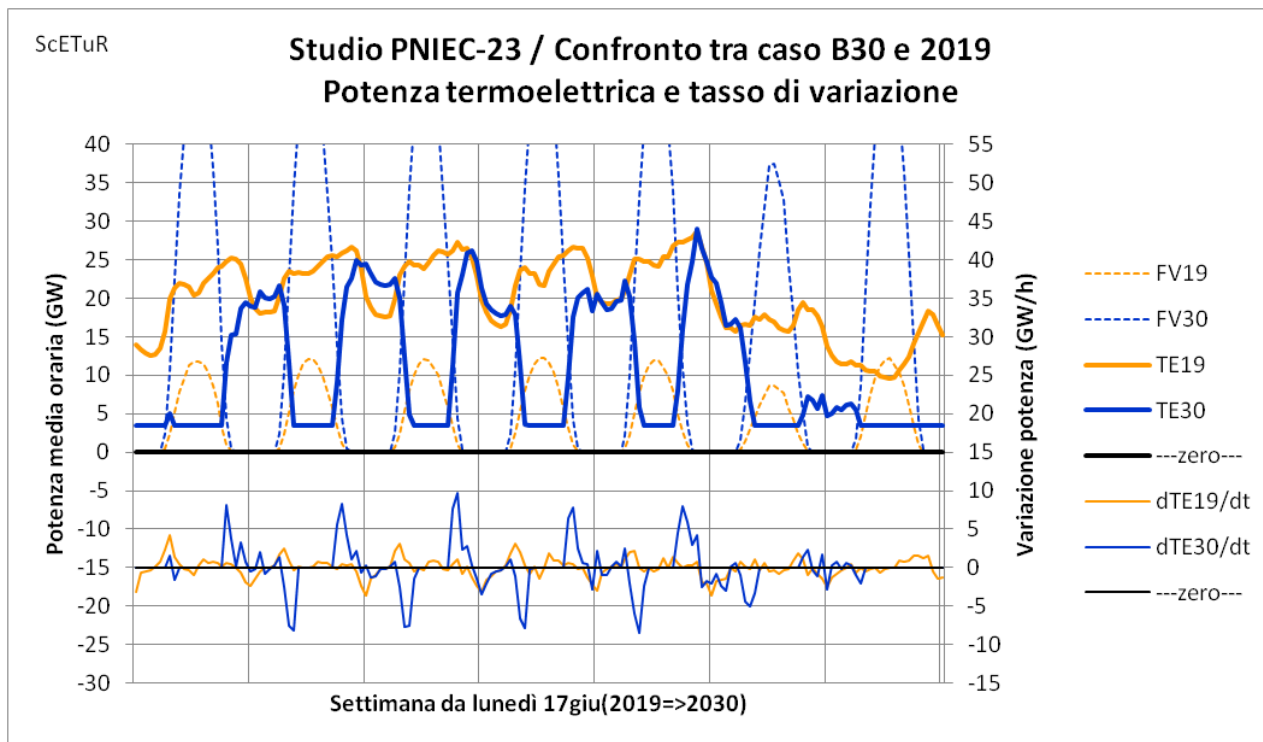


Figura A-63 Confronto tra 2019 e 2030 dei profili di produzione di energia da fonte TE, mese di giugno

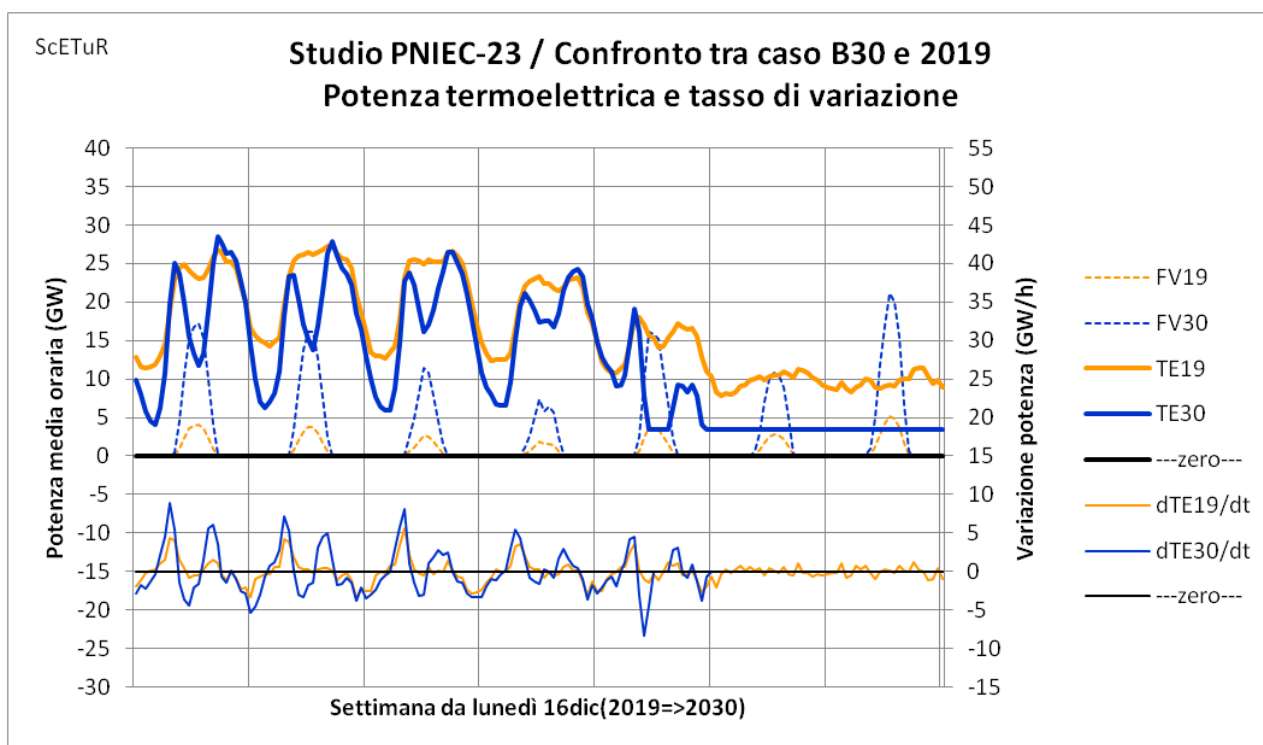


Figura A-64 Confronto tra 2019 e 2030 dei profili di produzione di energia da fonte TE, mese di dicembre

A2.2.2 Profili settimanali riguardanti la compensazione della variabilità del FV

In questa sezione sono raccolti i grafici che mostrano, per le 4 settimane campione, i profili grafici della produzione FV e delle altre 3 fonti in grado di compensarne in tutto o in parte la variabilità circadiana. In ordine di importanza, esse sono: la produzione termoelettrica, lo scarico del sistema di accumulo giornaliero e la produzione idroelettrica.

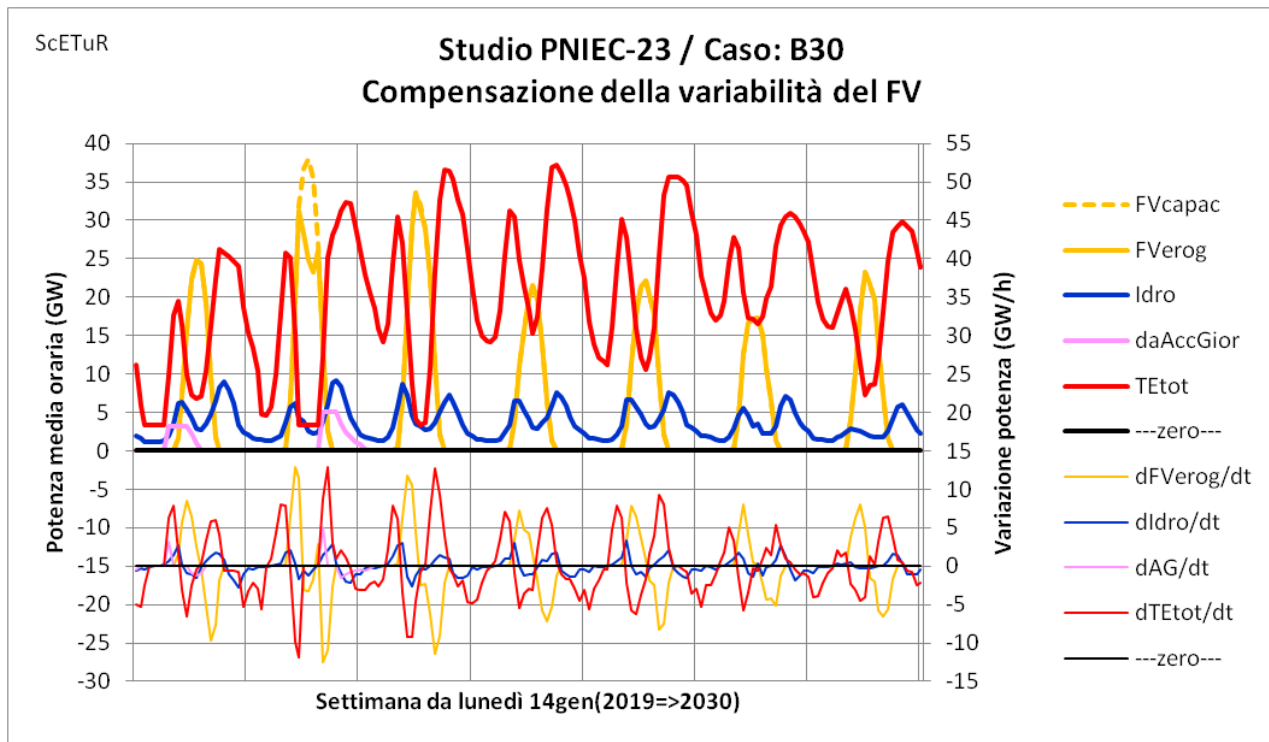


Figura A-65 Produzione FV e delle altre fonti idonee a compensarne la variabilità, per una settimana di gennaio

Nella parte superiore di ciascun grafico, e con riferimento alla scala di sinistra, si rappresentano i profili di potenza delle varie fonti. Nella parte bassa, e con riferimento alla scala di destra, sono rappresentati i ratei di variazione, ovvero le derivate temporali.

Della potenza FV (linee spesse in giallo) si rappresenta sia la parte erogata in rete (linea continua) sia la capacità produttiva (linea tratteggiata), che in alcuni giorni supera ampiamente la potenza erogata. I picchi di salita al mattino e di discesa alla sera, come mostrato nella parte inferiore, arrivano a punte di 13 GW/h. Queste variazioni del FV sono compensate soprattutto dalla potenza TE (linee rosse), la cui variazione, come mostra la parte inferiore del grafico, bilancia quasi totalmente le variazioni di segno opposto della fonte FV.

Un contributo alla compensazione della variabilità FV proviene anche dalla fonte idroelettrica (linee blu), la cui porzione modulabile viene concentrata in due picchi giornalieri, uno al mattino per far fronte all'aumento della domanda, prima del pieno dispiegamento della potenza FV, e l'altro alla sera per compensare in parte il rapido calo di potenza FV.

Un ulteriore contributo proviene dall'energia proveniente dagli accumuli giornalieri (linee lilla), che nel grafico di Figura A-65, relativo ad una settimana di gennaio, interviene solo nei primi due giorni e in misura inferiore alla fonte idroelettrica, e ciò a causa del fatto che nei mesi invernali gli accumuli si ricaricano solo parzialmente o per niente a causa della carenza di surplus produttivo. Viceversa nei periodi più ventosi, come nella settimana di marzo mostrata nel grafico successivo, l'importanza degli accumuli nella compensazione del solare diventa preponderante fino a ridurre drasticamente il ricorso alla produzione termoelettrica.

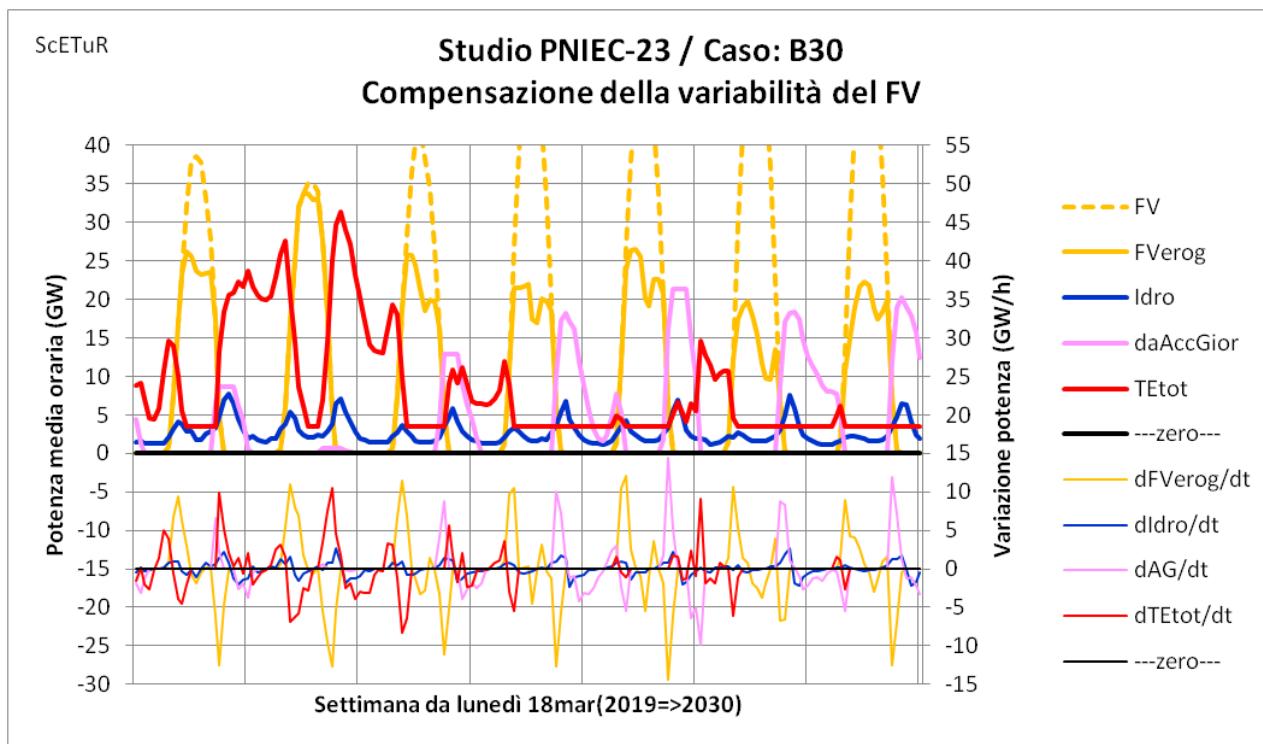


Figura A-66 Produzione FV e delle altre fonti idonee a compensarne la variabilità, per una settimana di marzo

Nei mesi estivi, caratterizzati da scarsa produzione eolica, il regime di compensazione del FV cambia e le centrali TE si attivano alla sera per restare in funzione fino al mattino seguente come mostrato nel grafico di Figura A-67.

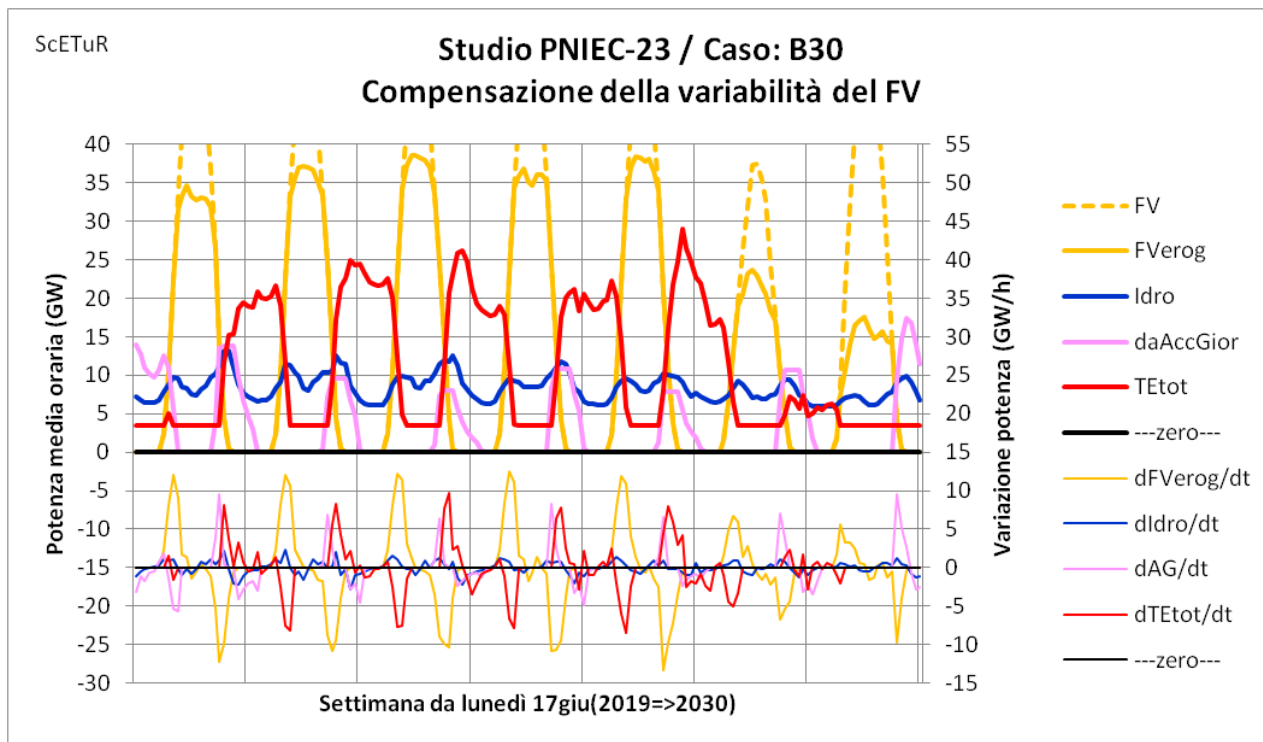


Figura A-67 Produzione FV e delle altre fonti idonee a compensarne la variabilità, per una settimana di giugno

Per finire, la settimana campione di dicembre, caratterizzata nei giorni finali da un'intensa produzione eolica.

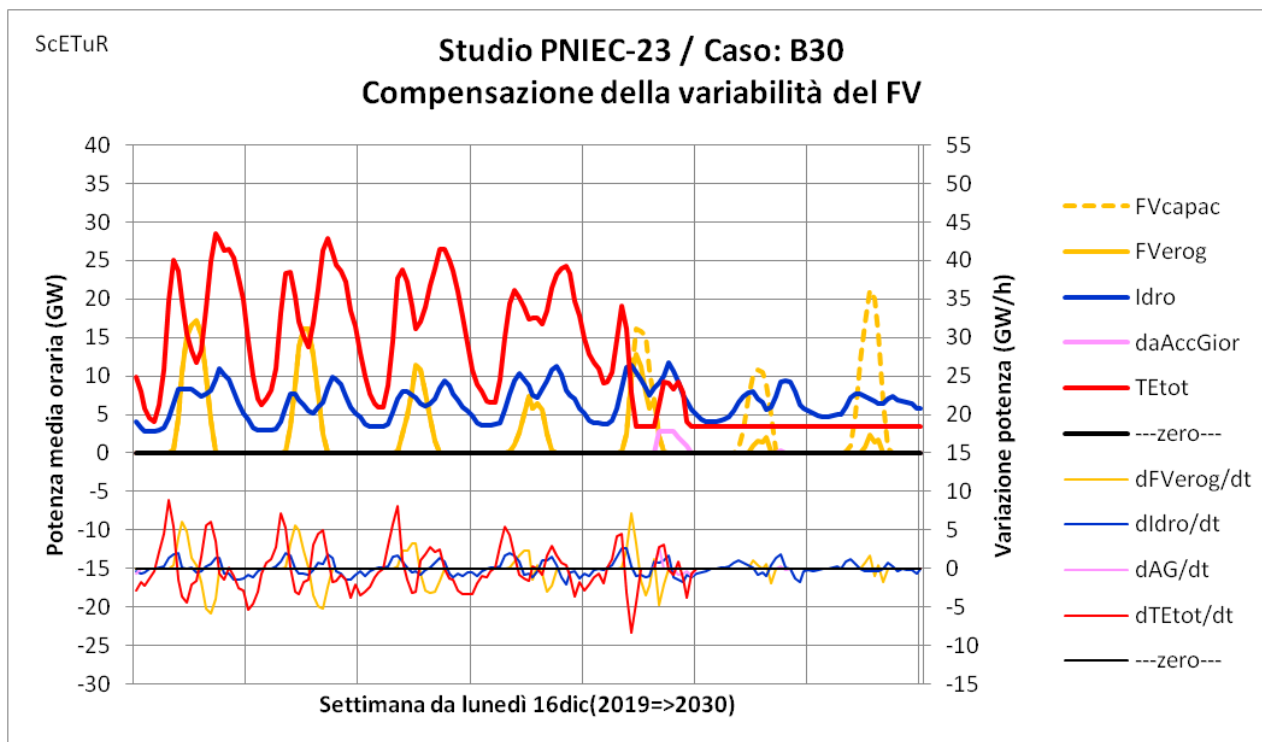


Figura A-68 Produzione FV e delle altre fonti idonee a compensarne la variabilità, per una settimana di dicembre

Appendice A3 Analisi degli effetti delle interconnessioni tra Nord e Penisola

Vengono riportate, con maggior dettaglio, alcune immagini utilizzate nella sezione in cui si tratta del ruolo che le interconnessioni interne hanno sui profili di produzione.

A3.1 Grafici di copertura del fabbisogno nelle due macrozone al 2030

Per ciascuna delle 4 settimane campione, si riportano i grafici delle coperture del fabbisogno di entrambe le macrozone Nord e Penisola considerate nell'analisi dell'impatto del PNIEC sulle connessioni interzonalistiche della rete elettrica nazionale.

Il confronto tra i grafici delle due macrozone, e relativi alla stessa settimana, mette in risalto, a differenza di quanto appare nei corrispondenti grafici su scala nazionale, la grande diversità della composizione del mix produttivo tra le due macrozone. Per la zona Nord la base produttiva è costituita dall'ampia fascia viola dell'import, sormontata dalle ondulazioni della fascia blu che mostrano il contributo della componente idroelettrica alla compensazione delle variazioni dovute ai transitori diurni della componente FV. Al contrario, alla base dei grafici relativi alla macrozona Penisola prevale la fascia celeste della componente eolica, una componente molto variabile, a volte intensa per diversi giorni consecutivi, a volte quasi impercettibile per lunghi periodi. La parte colorata dei grafici di entrambe le zone è completata dai caratteristici picchi gialli di produzione del fotovoltaico, molto più pronunciati nell'area peninsulare, e dalla spessa area rossa che rappresenta la quota parte, attribuita alla specifica macrozona, della produzione termoelettrica di picco.

La parte colorata è delimitata da una linea sottile nera tratteggiata, che rappresenta l'EE prodotta in zona più quella affluente dall'estero. La parte colorata che in alcuni periodi eccede questa curva rappresenta la parte di energia FER che non può essere assorbita dalla rete elettrica zonale.

Sovrapposta alle fasce colorate degli apporti di energia, c'è la curva nera continua che indica il fabbisogno di EE per gli usi finali. Questa curva è sormontata a tratti da archi lilla che indicano la parte di energia necessaria a caricare gli accumuli giornalieri. Il livello di carica degli accumuli è indicato in percentuale dalle ondulazioni, rappresentata da aree di colore lilla, poste alla base dei grafici e facenti riferimento alla scala a destra. Da questi accumuli proviene l'energia che contribuisce alla copertura del fabbisogno nei momenti di carenza delle fonti preventivate di energia.

Altra e principale differenza tra i grafici delle due macrozone è che in quella Nord il profilo del fabbisogno normalmente supera l'area colorata che rappresenta la disponibilità zonale di energia. Viceversa nella macrozona Penisola è il bordo dell'area colorata a sovrastare la curva del fabbisogno locale. Questo reciproco e complementare sbilanciamento tra produzione e consumo viene compensato su scala nazionale dal trasferimento di energia tra le due macrozone, che, tranne in qualche limitato periodo dell'anno, dovrà fluire solitamente dall'area peninsulare verso nord. L'intensità di questo flusso è rappresentato dalla curva spessa nera tratteggiata e, come si può facilmente verificare, comprende anche l'energia necessaria a ricaricare gli accumuli giornalieri della zona Nord, ovvero quella che nei grafici della zona Nord è rappresentata dall'area compresa tra la curva nera del fabbisogno e gli archi lilla sovrastanti.

Dal punto di vista dell'impatto sulla rete elettrica, ovvero sulla sua capacità di trasferire la potenza richiesta oppure sull'entità delle opere di potenziamento necessarie a far fronte alle nuove esigenze di trasporto, ciò che conta sono i valori massimi di potenza che deve essere trasferita.

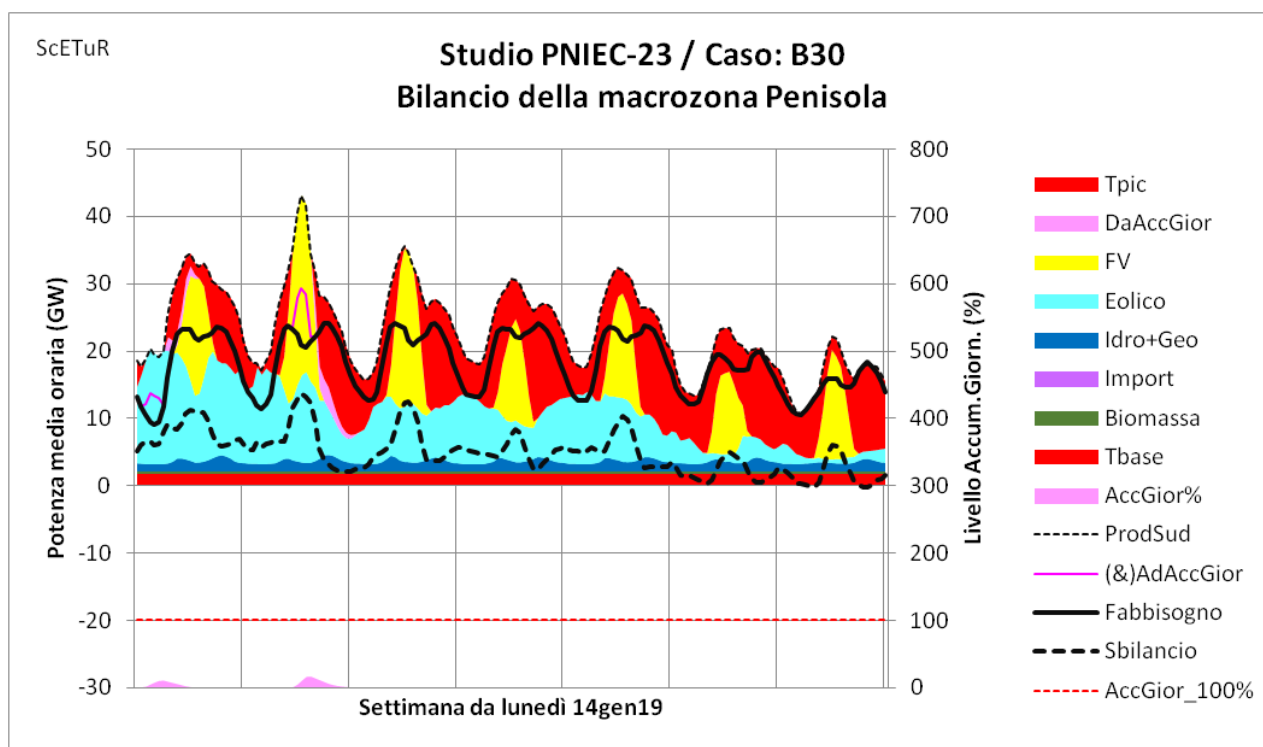
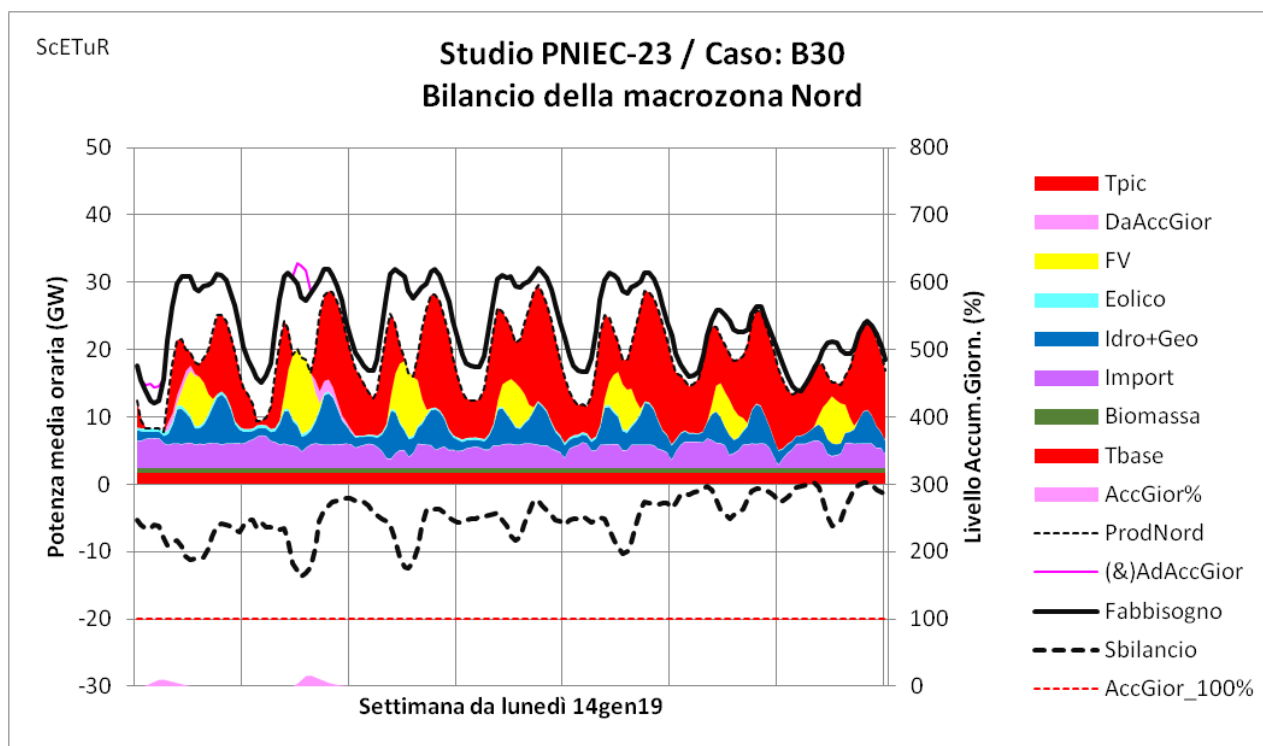


Figura A-69 Grafico di copertura del fabbisogno durante una settimana di gennaio del 2030 - sopra: per la macrozona Nord; sotto: per la macrozona Penisola

Come mostrato in Figura A-70, il massimo valore (di tutte le settimane campione) della potenza da trasferire si raggiunge il giovedì della settimana di marzo, con un valore di circa 15 GW di potenza elettrica verso nord. Questo picco si registra intorno alle ore meridiane, cioè al massimo della produzione FV lungo la penisola, che in quei giorni si sovrappone ad un'elevata produzione eolica nella stessa area, capace da sola di soddisfare quasi tutto il fabbisogno della macrozona Penisola.

La produzione FV si trova quindi ad essere assorbita solo dagli accumuli giornalieri ripartiti tra le due macrozone.

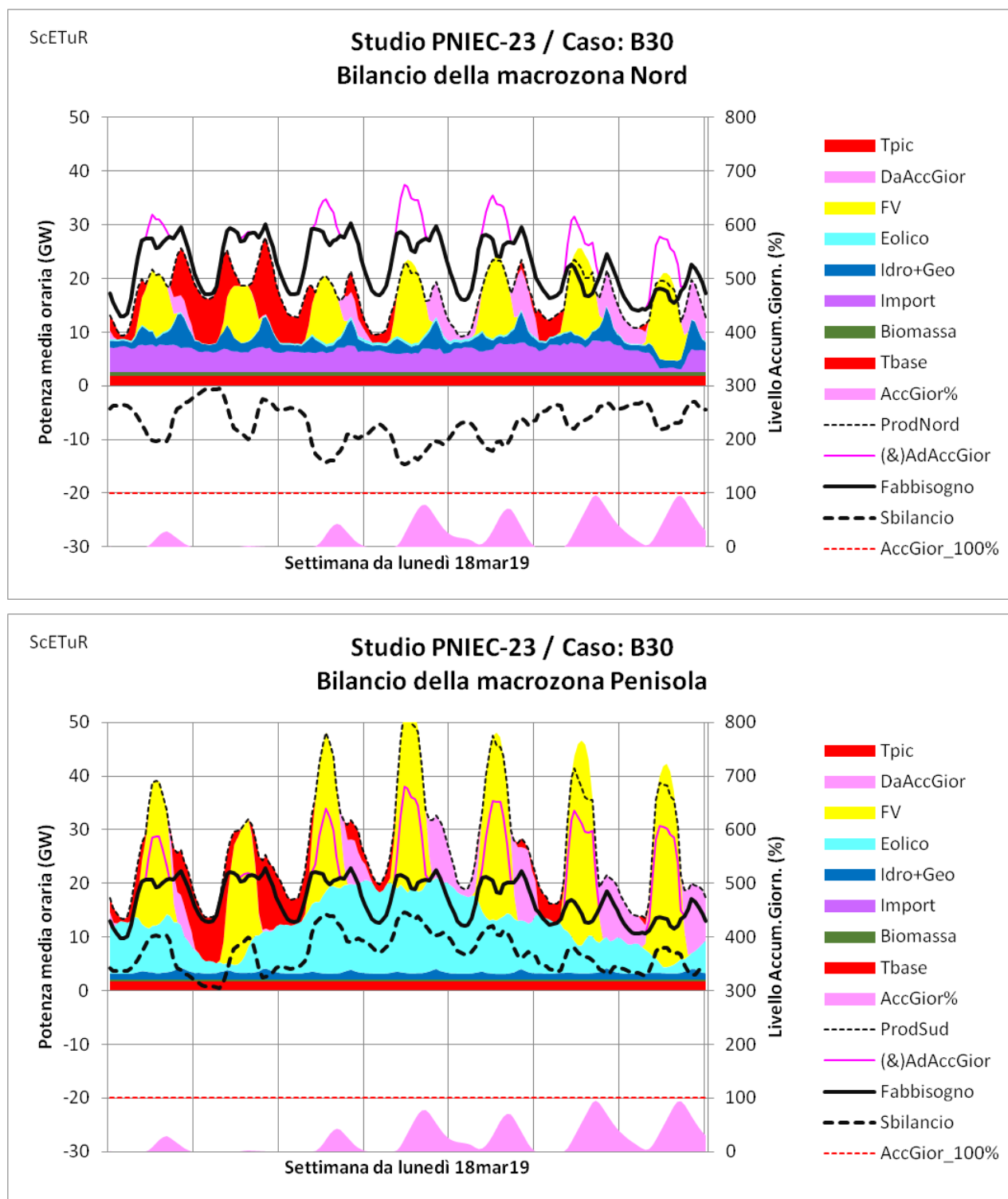


Figura A-70 Grafico di copertura del fabbisogno durante una settimana di marzo del 2030 - sopra: per la macrozona Nord; sotto: per la macrozona Penisola

Le ondulazioni lilla alla base del grafico inferiore mostrano che il surplus di potenza viene parzialmente utilizzato per caricare gli accumuli ubicati lungo la penisola, mentre la parte eccedente viene trasferita al nord per essere stoccata negli accumuli settentrionali.

I due grafici di Figura A-70 mostrano che, a parte la quota di produzione di base, durante queste ore di intenso trasferimento di elettricità verso nord non sono attive le centrali termoelettriche di punta, ovvero lo scambio tra le due macrozone è interamente dovuto allo sbilanciamento momentaneo della produzione da FER, quindi risulta insensibile a provvedimenti di dispacciamento.

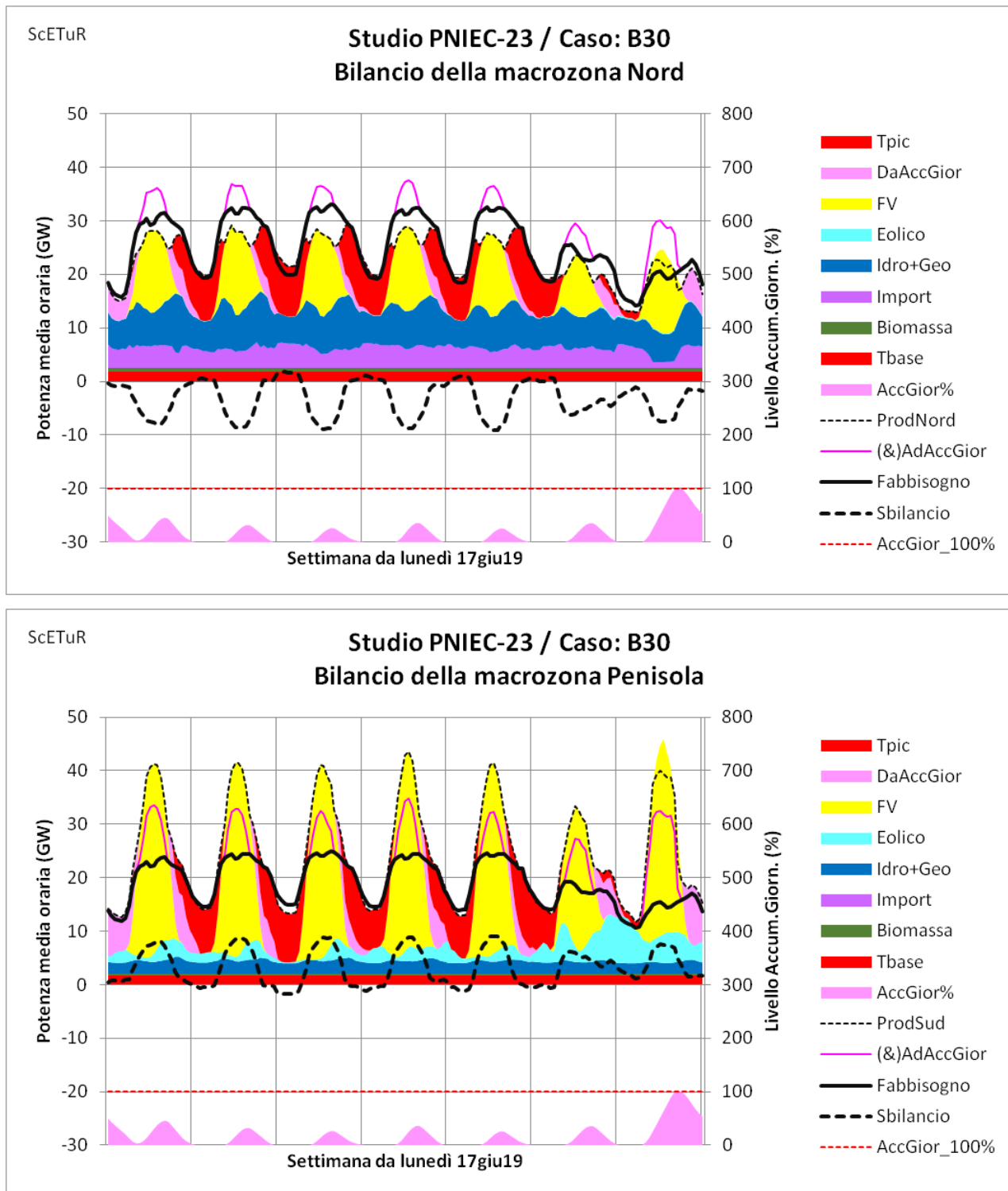


Figura A-71 Grafico di copertura del fabbisogno durante una settimana di giugno del 2030 - sopra: per la macrozona Nord; sotto: per la macrozona Penisola

Durante la settimana campione di giugno, mostrata in Figura A-71, si incontrano i primi periodi, concentrati nelle ore notturne, in cui il flusso si inverte e la potenza fluisce verso sud.

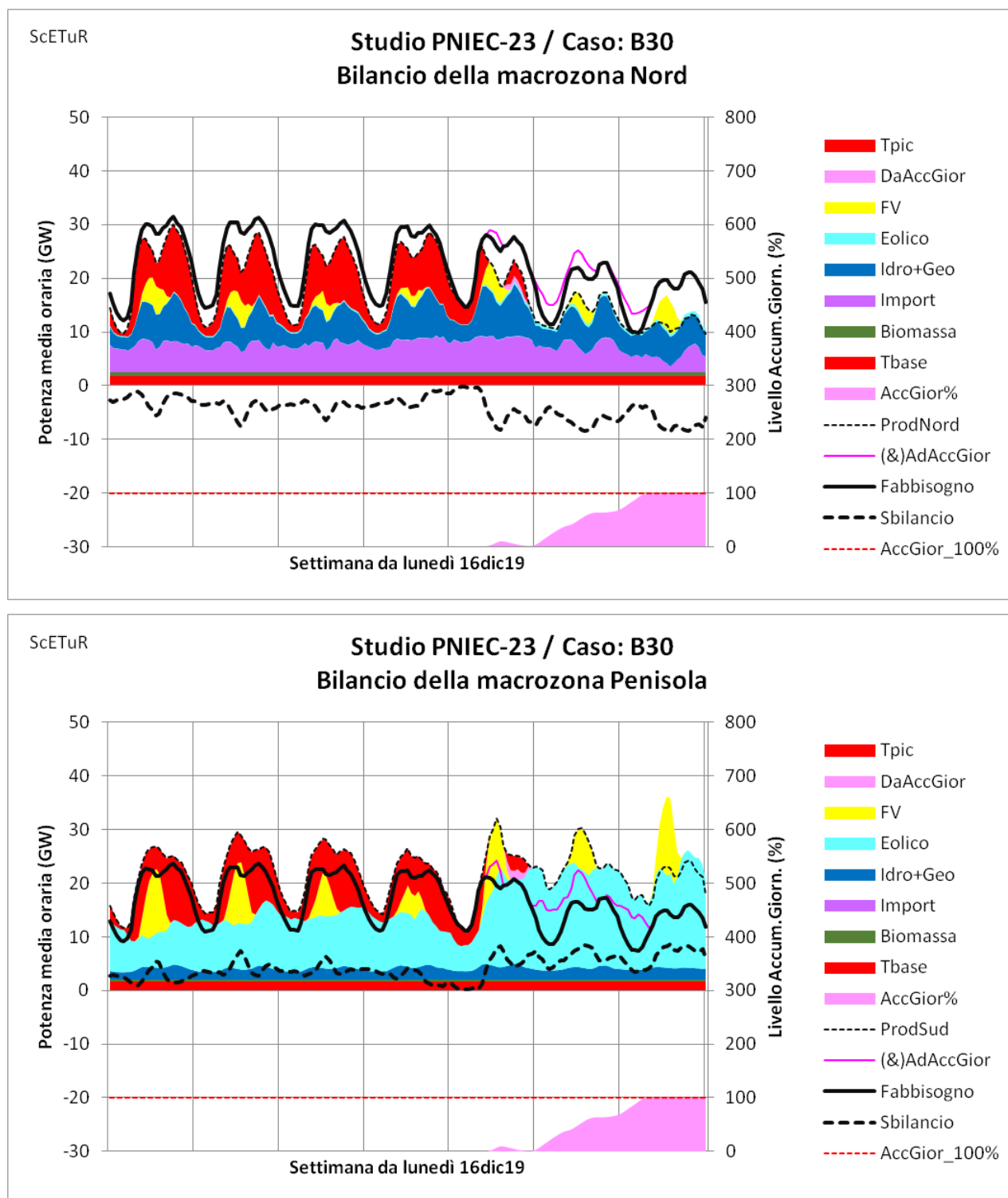


Figura A-72 Grafico di copertura del fabbisogno durante una settimana di dicembre del 2030 - sopra: per la macrozona Nord; sotto: per la macrozona Penisola

Nella settimana di dicembre, il flusso riprende a scorrere permanentemente verso nord, con una accentuazione nei giorni di elevata ventosità.

A3.2 Effetto dei limiti delle linee AT sul bilancio delle due macrozone

Nel testo principale si è mostrato come i limiti della capacità di trasporto tra zona Nord e le restanti zone di mercato imponga di aumentare la produzione termoelettrica al Nord oltre la quantità calcolata nel caso di riferimento B30.

Questo aumento nella macrozona Nord, comporterebbe un equivalente aumento dello scarto di energia producibile da FER nel resto della rete, cioè nella macrozona Penisola. Questo aumento dello scarto potrebbe però venir parzialmente evitato riducendo la produzione termoelettrica prevista lungo la penisola.

Le seguenti 4 figure, contenenti ciascuna una coppia di grafici, uno per il Nord l'altro per la Penisola, spiegano meglio in cosa consista questa parziale compensazione.

Sopra l'asse del tempo di entrambi i grafici di ogni coppia, l'area in rosato rappresenta la potenza TE di base e l'area in rosso quella TE di picco, entrambe derivanti dalla ripartizione tra Nord (51%) e Penisola (49%) del valore calcolato a livello nazionale nel caso B30.

Per la macrozona Nord, i nuovi profili della produzione TE - conseguenti alle limitazioni delle linee AT, secondo le capacità di trasporto assunte per il 2030 - sono rappresentate da una linea rossa. Questa linea è sempre maggiore o uguale al profilo dell'area rossa, per cui la parte bianca compresa tra le due indica di quanto occorre incrementare la produzione TE di picco nella macrozona Nord.

Invece nella macrozona Penisola, la nuova produzione TE conseguente alle limitazioni delle linee AT, essendo sempre inferiore o uguale a quella precedente, viene rappresentata da una linea tratteggiata chiara, che risalta sullo sfondo dell'area rossa. L'area rossa compresa tra la linea tratteggiata e il profilo dell'area rossa indica di quanto può essere ridotta la produzione TE di picco nella macrozona Penisola, avendo a disposizione il surplus di energia che non può essere trasferito al Nord a causa delle suddette limitazioni.

Infine, sotto l'asse del tempo dei grafici di entrambe le macrozone, una linea nera continua riporta la ripartizione (30/70) dello scarto calcolato nel caso B30 a livello nazionale (ScartoB30). Per la sola macrozona Penisola, viene riportato, con una linea nera tratteggiata, il nuovo e finale profilo dello scarto (ScartoFin), che tiene conto dell'incremento dello scarto dovuto alla limitazione del flusso verso la zona Nord.

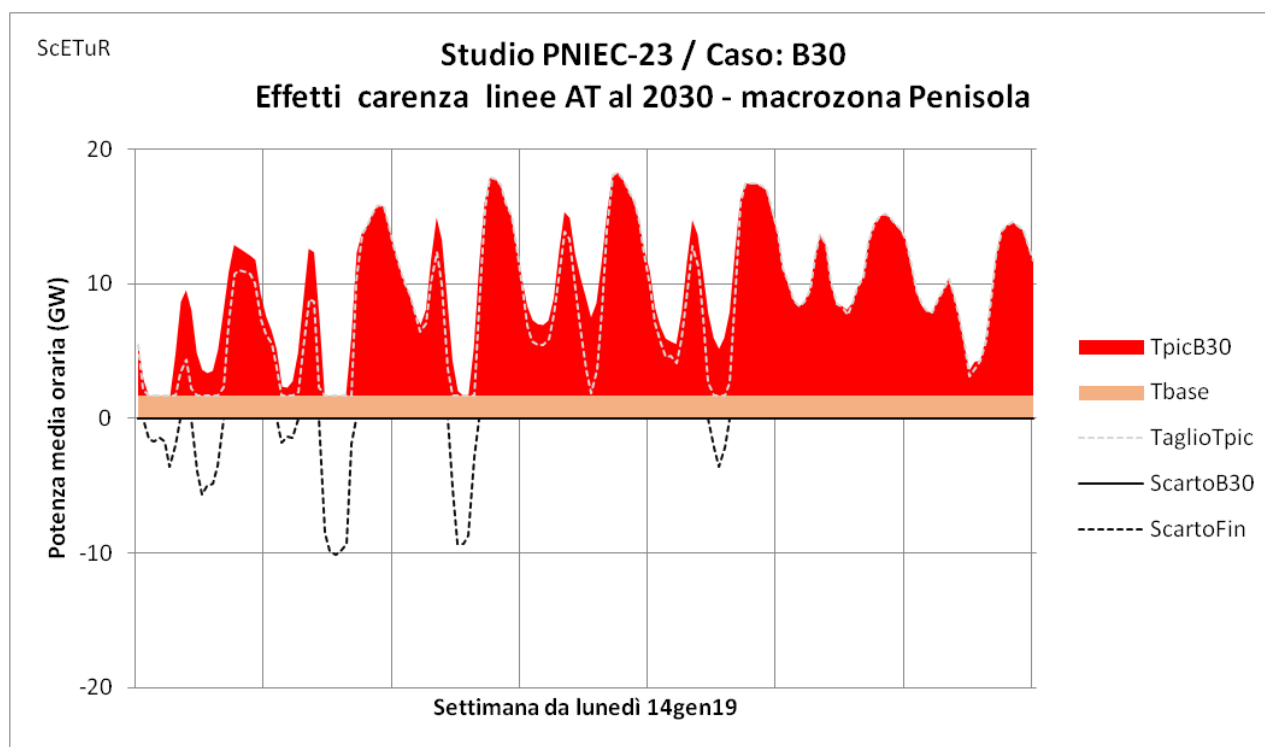
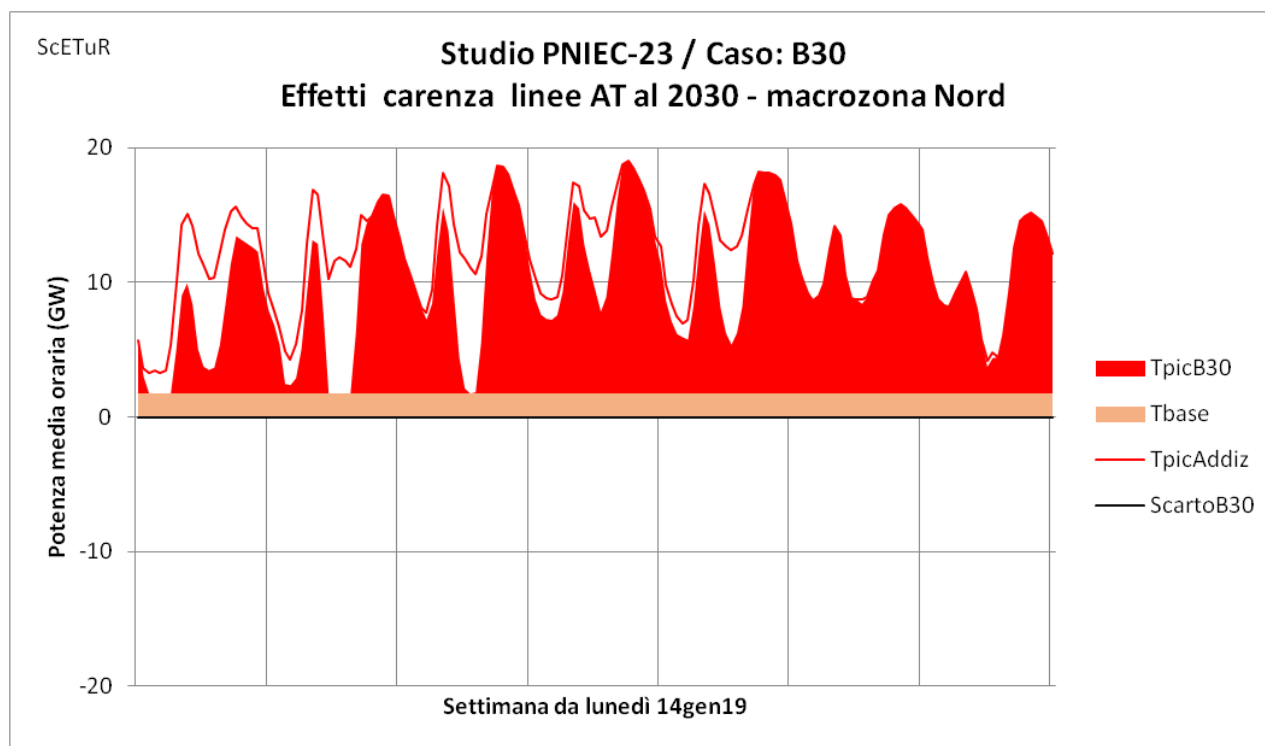


Figura A-73 Andamenti orari per una settimana di gennaio delle variazioni della produzione termoelettrica e dello scarto, per la macrozona Nord (sopra) e per la macrozona Penisola (sotto)

Con riferimento alla giornata di mercoledì della Figura A-73, la maggior produzione necessaria a Nord nelle ore diurne viene compensata dalla riduzione della produzione nella Penisola al mattino e alla sera, ovvero nelle sole ore concomitanti in cui, nel caso B30, era prevista della produzione TE in quell'area. Ma nelle ore centrali del giorno, quando cioè la produzione di picco nella Penisola è inferiore al valore da tagliare o addirittura assente, è giocoforza necessario procedere allo scarto di produzione da FER.

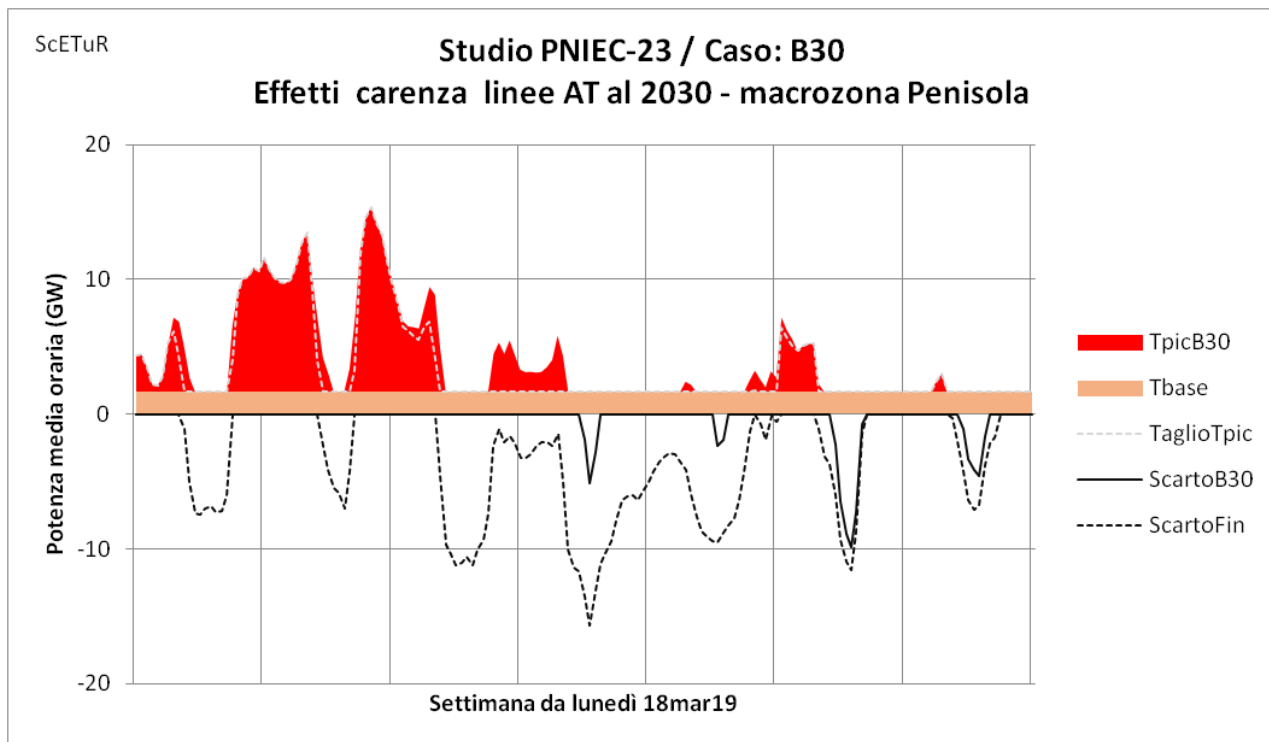
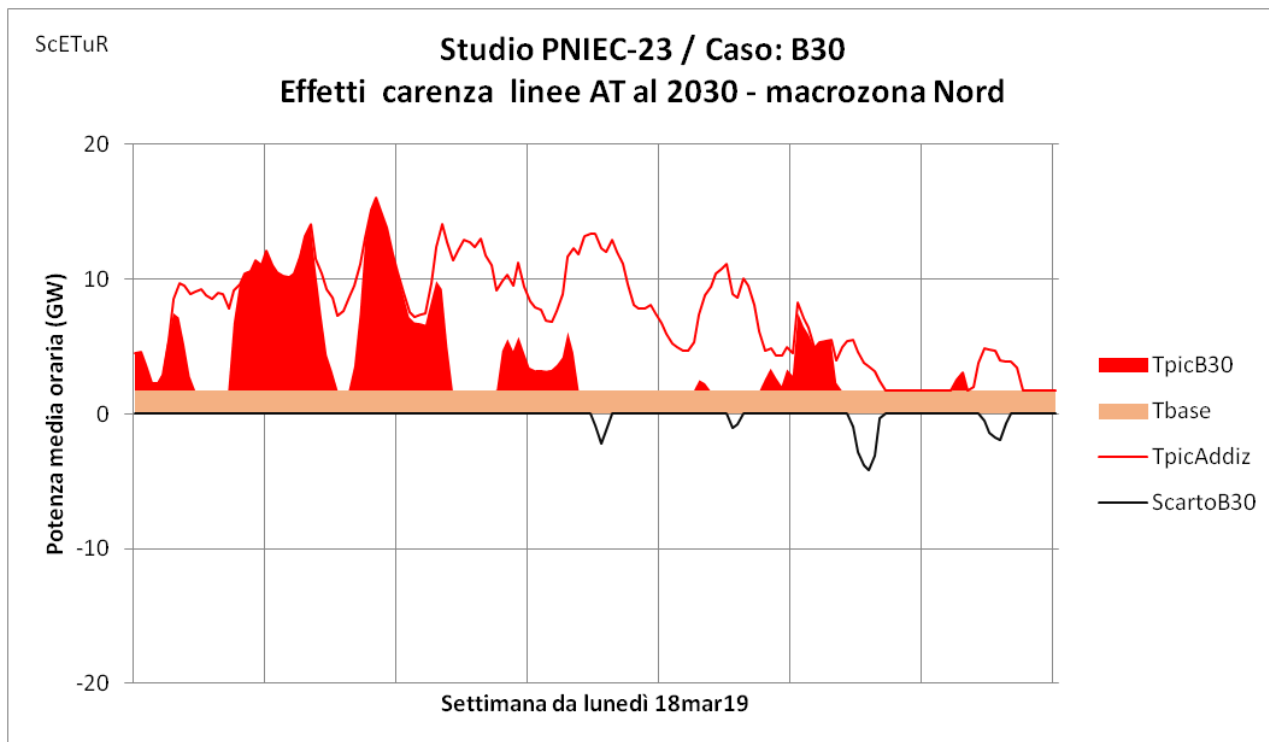


Figura A-74 Andamenti orari per una settimana di marzo delle variazioni della produzione termoelettrica e dello scarto, per la macrozona Nord (sopra) e per la macrozona Penisola (sotto)

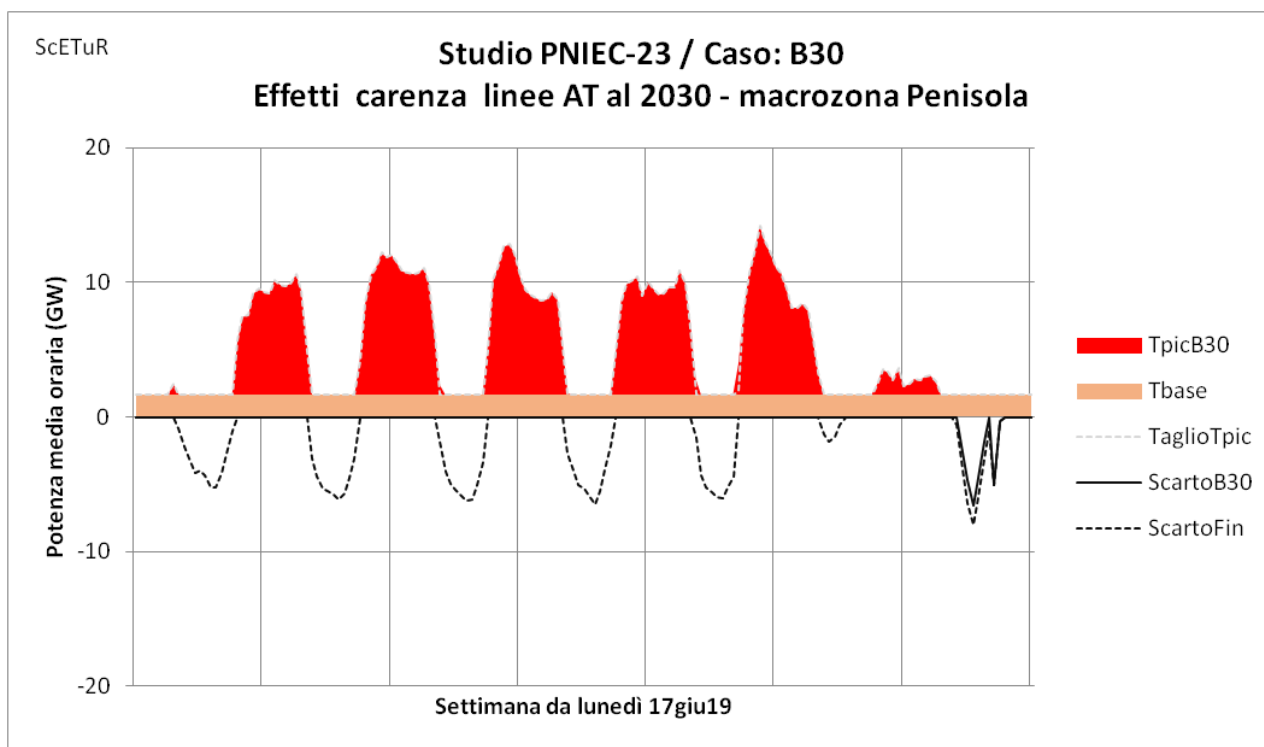
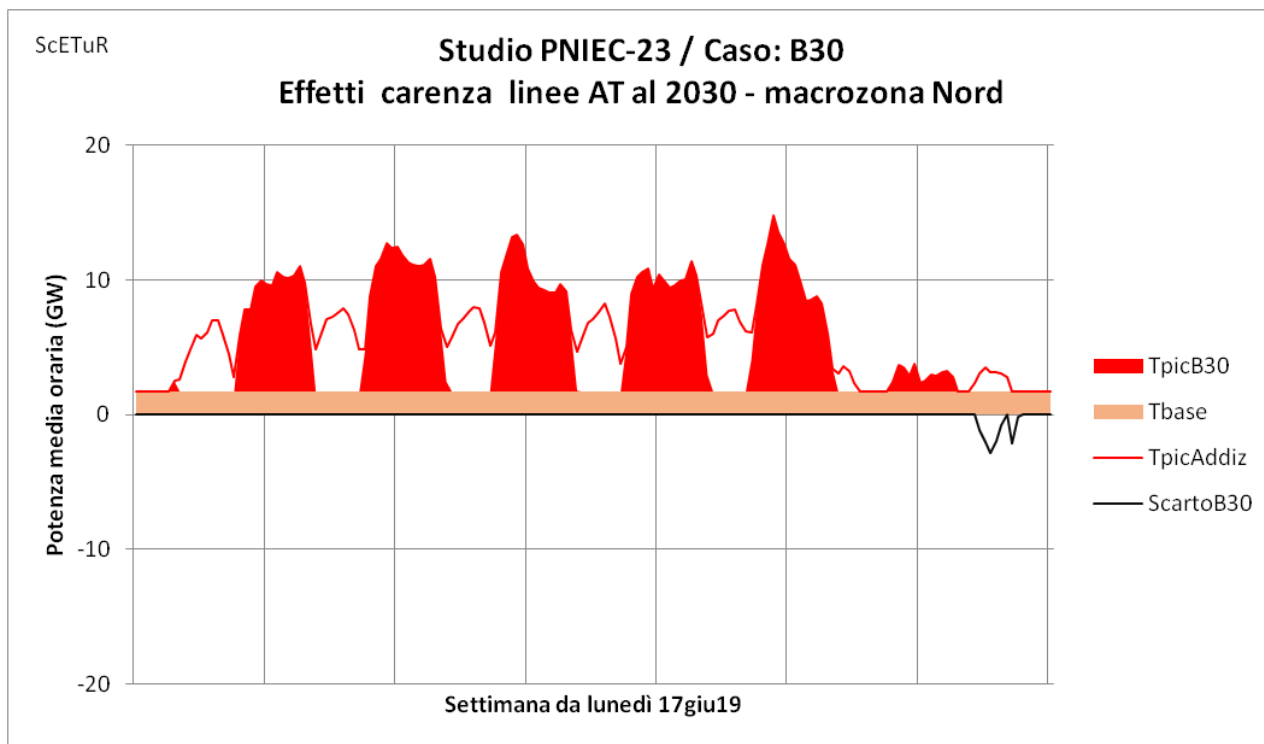


Figura A-75 Andamenti orari per una settimana di giugno delle variazioni della produzione termoelettrica e dello scarto, per la macrozona Nord (sopra) e per la macrozona Penisola (sotto)

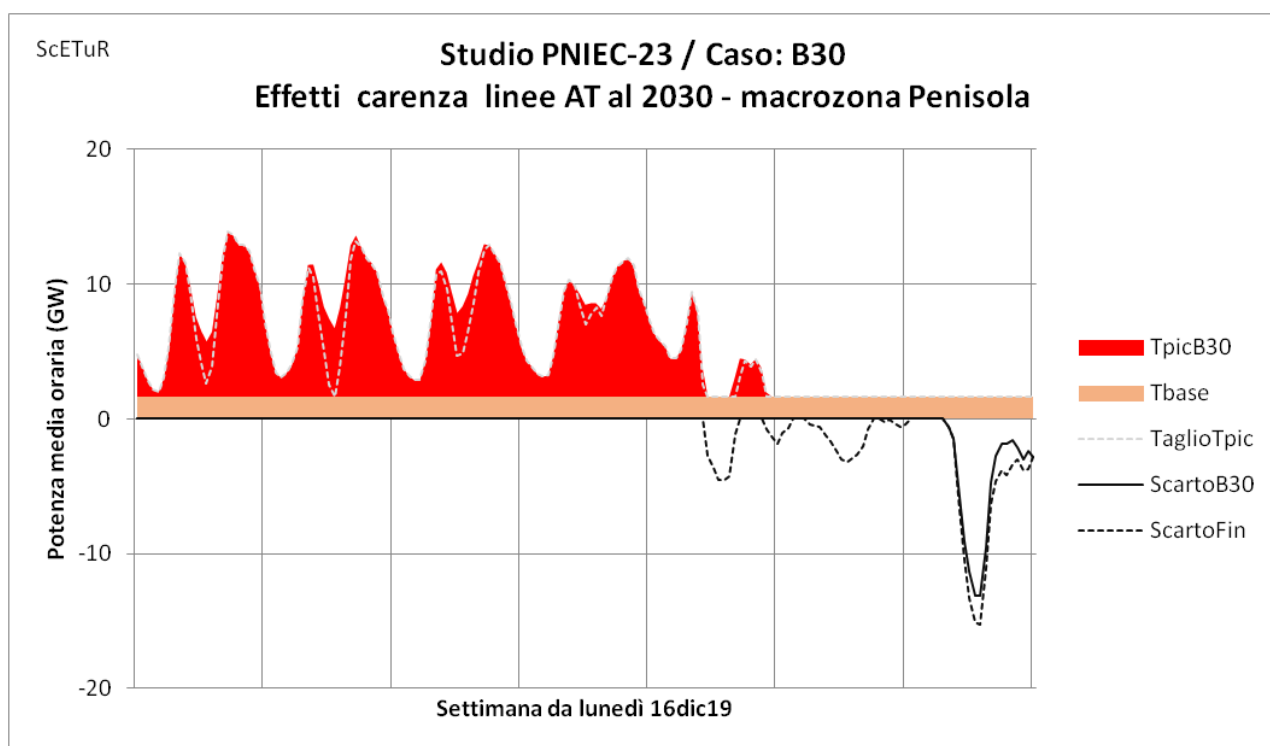
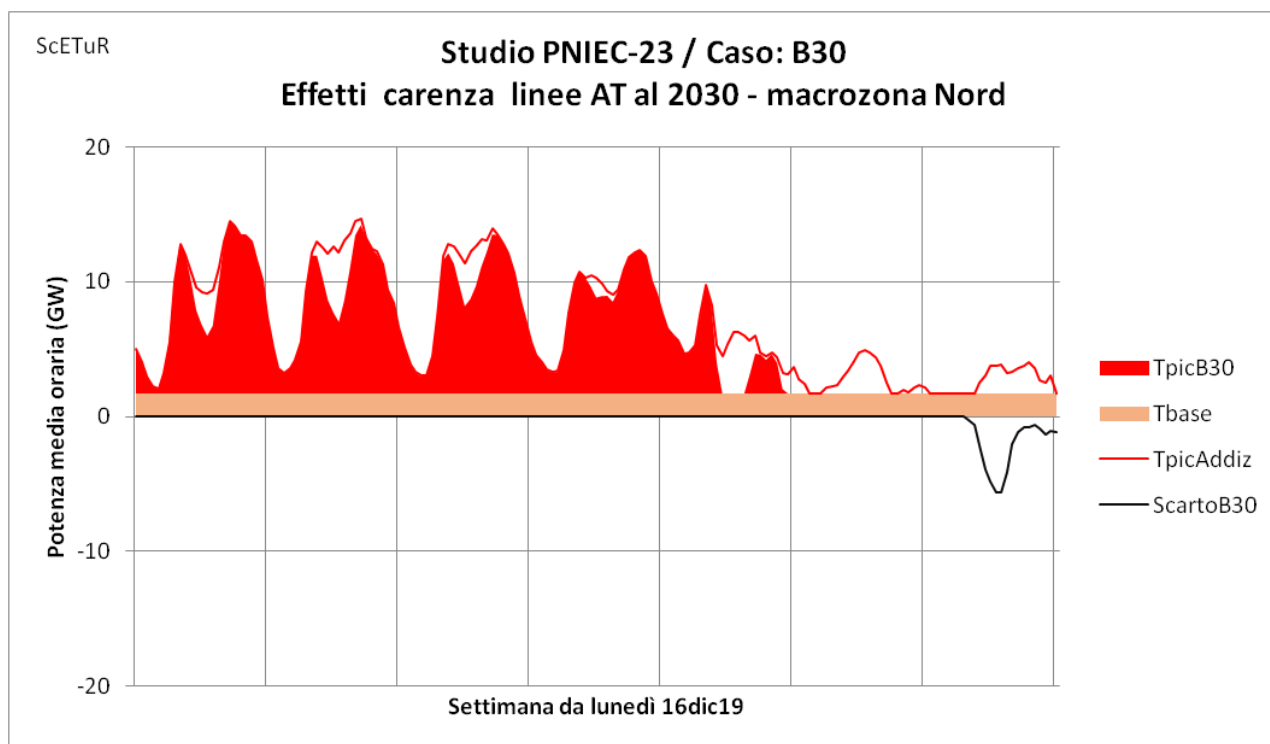


Figura A-76 Andamenti orari per una settimana di dicembre delle variazioni della produzione termoelettrica e dello scarto, per la macrozona Nord (sopra) e per la macrozona Penisola (sotto)

I grafici precedenti mettono in evidenza il consistente aumento della parte di FER da scartare nella macrozona Penisola, che si presenta con elevati picchi intermittenti nelle ore centrali dei giorni ad alta produzione FV (ad esempio nella settimana di giugno, ma che nei periodi di alta produzione eolica, come nei giorni centrali della settimana di marzo, può persistere continuamente per diverse giornate.

B Appendici ausiliarie

Appendice B1 Tipologie di grafici usati nello studio

In questo studio fa ampio uso di grafici e si affida ad essi una buona parte della capacità di esprimere in modo visivo dei concetti e delle considerazioni non altrimenti spiegabili.

I grafici sono realizzati con un apposito programma di post-processamento e graficazione delle serie di dati utilizzate in input e prodotte in output dal codice ScETuR vero e proprio. Anche questo programma è scritto in Visual Basic.

B1.1 I diagrammi cronologici cartesiani

Il modo più comune e familiare di rappresentazione grafica di grandezze variabili nel tempo è ovviamente quello dei diagrammi cartesiani cronologici con il tempo riportato in ascissa.

La rappresentazione delle serie numeriche usate e prodotte da ScETuR, come da qualsiasi altro codice di simulazione di scenari di sistemi elettrici, pone tuttavia delle problematiche particolari, dovute alla lunghezza delle serie numeriche e alla variabilità delle grandezze analizzate.

In Figura A-77 si riporta un esempio, tratto dal testo principale, di diagramma cartesiano in cui si rappresentano i valori orari di due grandezze, rappresentate in azzurrino e arancione.

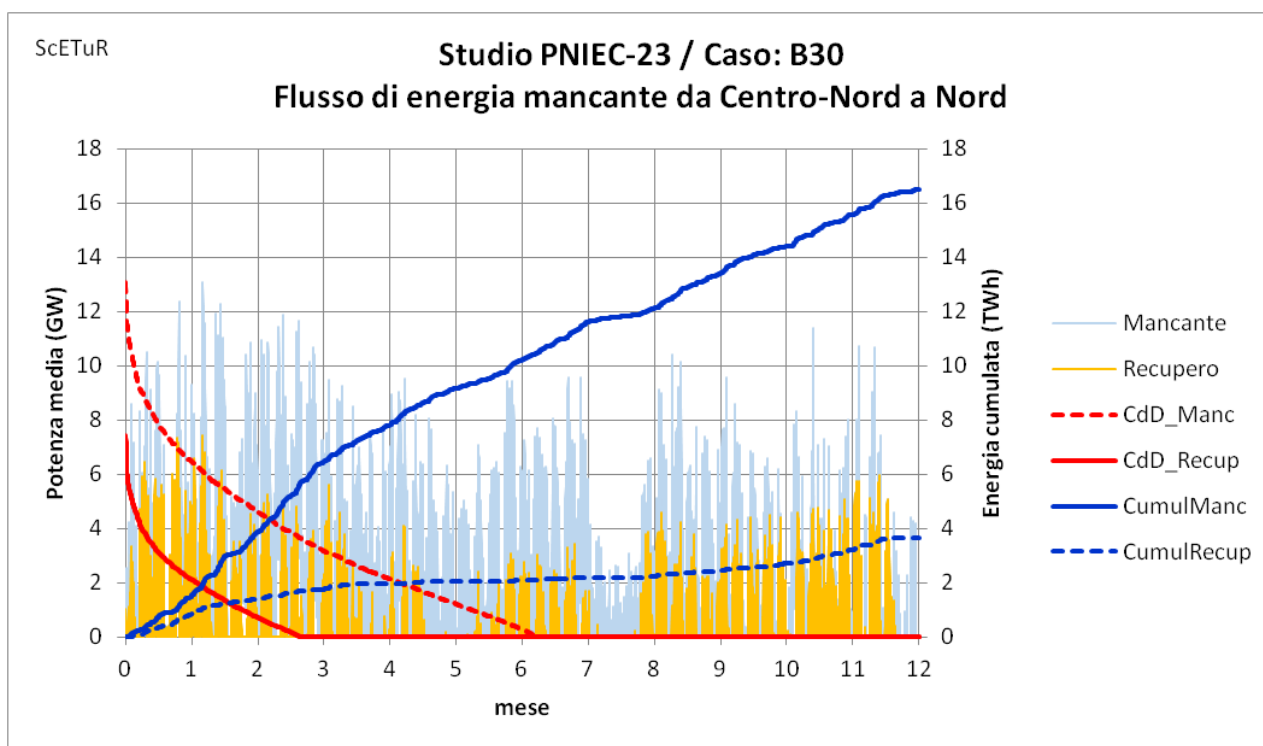


Figura A-77 Esempio di diagramma cartesiano tipico dello studio e delle informazioni correlate alle grandezze rappresentate (tratto da Figura 30 del testo principale)

La variabilità giornaliera dei dati fa sì che gli 8760 valori di ciascuna delle due serie numeriche, relative alle prime due grandezze elencate in legenda, si presentino come un'area di colore compatto, benché frastagliata da una più marcata variabilità a cadenza settimanale. L'impressione è che queste grandezze persistano per buona parte della durata del tempo raffigurato, ovvero

dell'anno. In realtà questa impressione è falsata dallo spessore delle linee rispetto al tempo che esse rappresentano.

Per evidenziare la reale durata in cui una grandezza ha un valore maggiore di una certa soglia occorre mettere in ordine tutti i valori della serie dal più grande al più piccolo ottenendo quella che viene chiamata **curva di durata** (abbreviata talvolta in CdD nel presente documento), che in questo documento verrà solitamente rappresentata con linee rosse. Questa è una curva monotona decrescente, che fa riferimento alla stessa unità di misura della serie temporale di partenza, i cui valori sono rappresentati sull'asse delle ordinate principale, quello che sta a sinistra del grafico. Si vede così, con riferimento al grafico preso ad esempio, che contrariamente alle apparenze, la grandezza rappresentata dalla linea azzurrina ha valore zero per quasi la metà del tempo, mentre quella della linea gialla vale zero per più di 3/4 dell'anno.

Nell'esempio in questione, le curve di durata esprimono per quanto tempo la grandezza si discosta da zero nel corso dell'anno, ma non danno alcuna informazione sui periodi dell'anno in cui questo scostamento è maggiore. Per fornire questa informazione sono utili le **curve cumulative** che mostrano il valore progressivo dell'integrale fino al tempo t della grandezza a cui si riferiscono. Normalmente, in questo studio, queste curve sono rappresentate da una linea blu. La grandezza che esprimono, essendo l'integrale temporale, è diversa rispetto a quella della variabile a cui si riferiscono per cui il loro valore si legge sull'asse secondario delle ordinate, cioè quello a destra del grafico. In tutti i casi di interesse per questo documento la grandezza principale è una potenza e la scala di sinistra è quotata in GW, mentre il suo integrale è un'energia e la scala di destra è quotata in TWh. Il valore finale delle curve cumulative dà ovviamente il valore annuo dell'integrale della grandezza di partenza, ovvero l'area compresa tra la curva di durata e i due assi cartesiani principali. La pendenza della curva cumulativa indica i periodi dell'anno in cui la grandezza di partenza è più presente per intensità o durata.

B1.2 Le mappe calendarie

Nel documento si fa ampio uso di una modalità di rappresentazione dei valori orari delle grandezze analizzate, che consente di stimare visivamente i valori che esse assumono per tutte le ore l'anno, come ad esempio quella rappresentata in Figura A-78.

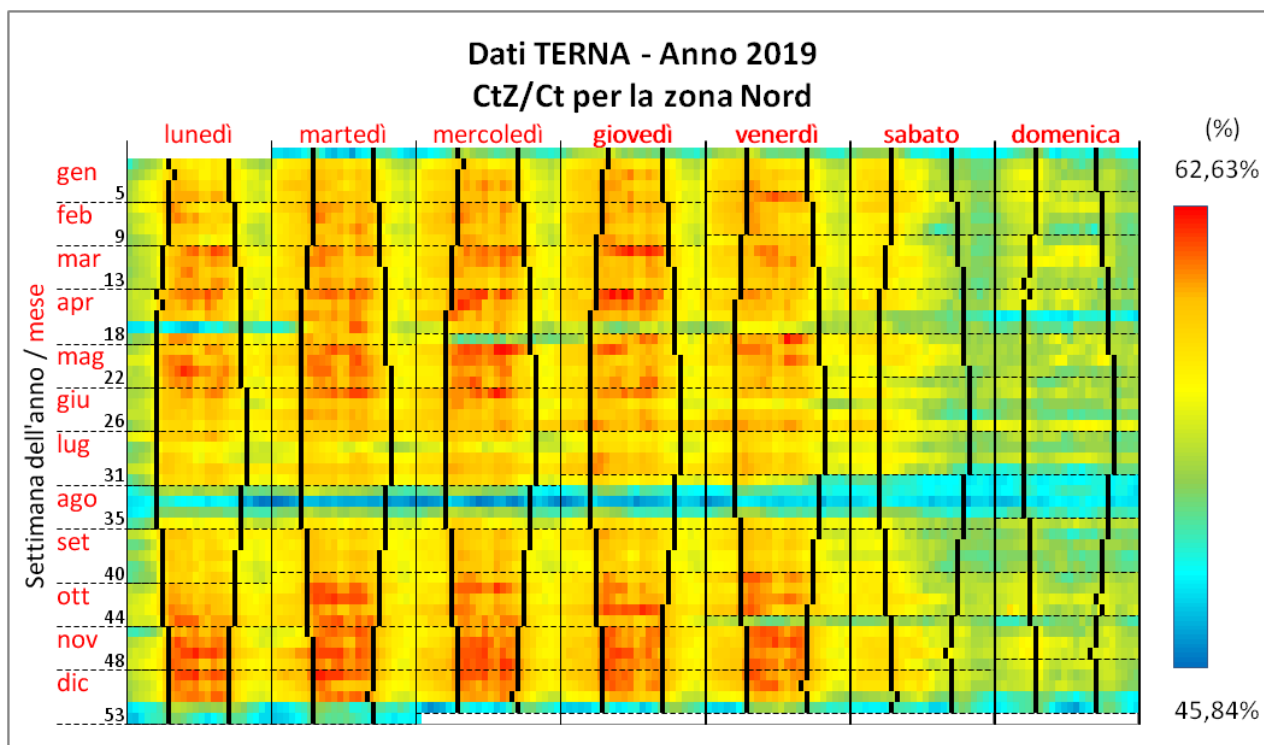


Figura A-78 Esempio di mappa calendaria (tratto da Figura 25 del testo principale)

Lo scopo è quello di distinguere su un unico grafico i valori assunti dalle grandezze in tutte le ore di un anno (8760 valori in un anno non bisestile), cosa impossibile in un normale diagramma cartesiano, soprattutto quando le variabili rappresentate cambiano con frequenza almeno giornaliera, come nel caso di quelle relative a produzione e consumo di elettricità nella rete nazionale.

Dato il grande numero di citazioni a questo tipo di grafici contenute nel testo, si è ritenuto opportuno per chiarezza attribuirgli un nome specifico e si è optato per la denominazione di **mappa calendaria**, un neologismo la cui ratio è evidente da quanto illustrato in questo paragrafo.

Per questa funzione è meglio ricorrere a rappresentazioni bidimensionali a colori chiamate "mappe di calore" o "mappe termiche" (sul calco dell'inglese *heatmap*), in cui la o le variabili indipendenti (solitamente quelle temporali e/o spaziali) sono distribuite su un rettangolo e quella dipendente viene rappresentata mediante una scala colori.

Una variante di questa forma di rappresentazione grafica è quella che dispone sul rettangolo la variabile indipendente temporale estesa ad uno o più anni, con la stessa disposizione tipica dei calendari. In inglese questi grafici sono chiamati *calendar heatmap* (o *calendar map*) e non esiste un termine equivalente in italiano.

Per quanto riguarda le analisi di scenari energetici, la forma più appropriata per gli 8760 valori orari su una mappa bidimensionale, avendo cura di scegliere una soluzione che massimizzi l'area a disposizione di ciascun punto e che sia significativa per quanto riguarda le scale temporali tipiche della variabilità delle grandezze da rappresentare, è quella di disporre lungo il lato maggiore,

quello orizzontale, le 168 ore di una settimana, a partire dalla prima ora del lunedì e lungo l'asse minore verticale le 52 settimane di un anno. La direzione dell'asse delle settimane è stata scelta dall'alto verso il basso in modo da risultare più familiare con l'usuale ordine dei mesi in un calendario.

I valori orari delle grandezze rappresentate vengono resi mediante opportune scale colori, con variazione dei colori continua o discreta a seconda delle necessità.

Sovrapposte alla mappa bidimensionale colorata ci sono due griglie, una verticale e una orizzontale. La griglia verticale è costituita da linee nere sottili, che marcano la separazione tra i 7 giorni della settimana. La griglia orizzontale è costituita da linee nere sottili tratteggiate e marcano i confini tra i 12 mesi dell'anno. Queste linee sono spezzate in corrispondenza del cambio mese in modo da agevolare l'individuazione di tutti i singoli giorni dell'anno. L'esempio di mappa calendararia qui presentato, consente di riconoscere facilmente le giornate del 1° maggio e 1° novembre dalla evidente riduzione della richiesta di energia nelle giornate rispettivamente di mercoledì e di venerdì.

Per questo tipo di rappresentazione è stata predisposta la possibilità di sovrapporre alla mappa colori della grandezza principale, una mappa a linee di isolivelli di una grandezza secondaria.

Questa possibilità è stata impiegata nelle mappe presentate in questo studio per tracciare i confini tra i periodi notturni e diurni delle giornate, mediante delle spesse linee nere arcuate ad andamento quasi verticale, il cui spessore è pari ad un'ora. Le ore di ciascuna giornata marcate da queste linee sono quelle della prima e dell'ultima ora della giornata in cui la produzione FV differisce da zero.

Le ore dell'anno sono sistemate secondo l'ordine delle ore solari, pertanto nei mesi di vigenza dell'ora legale c'è un disallineamento tra l'ora riportata ad esempio nei dati scaricabili dal sito TERNA e quella desumibile dalla posizione orizzontale sulla mappa calendararia.

Un algoritmo di identificazione automatica dei giorni festivi basato sul consumo giornaliero ha dato il risultato illustrato in Figura A-79.

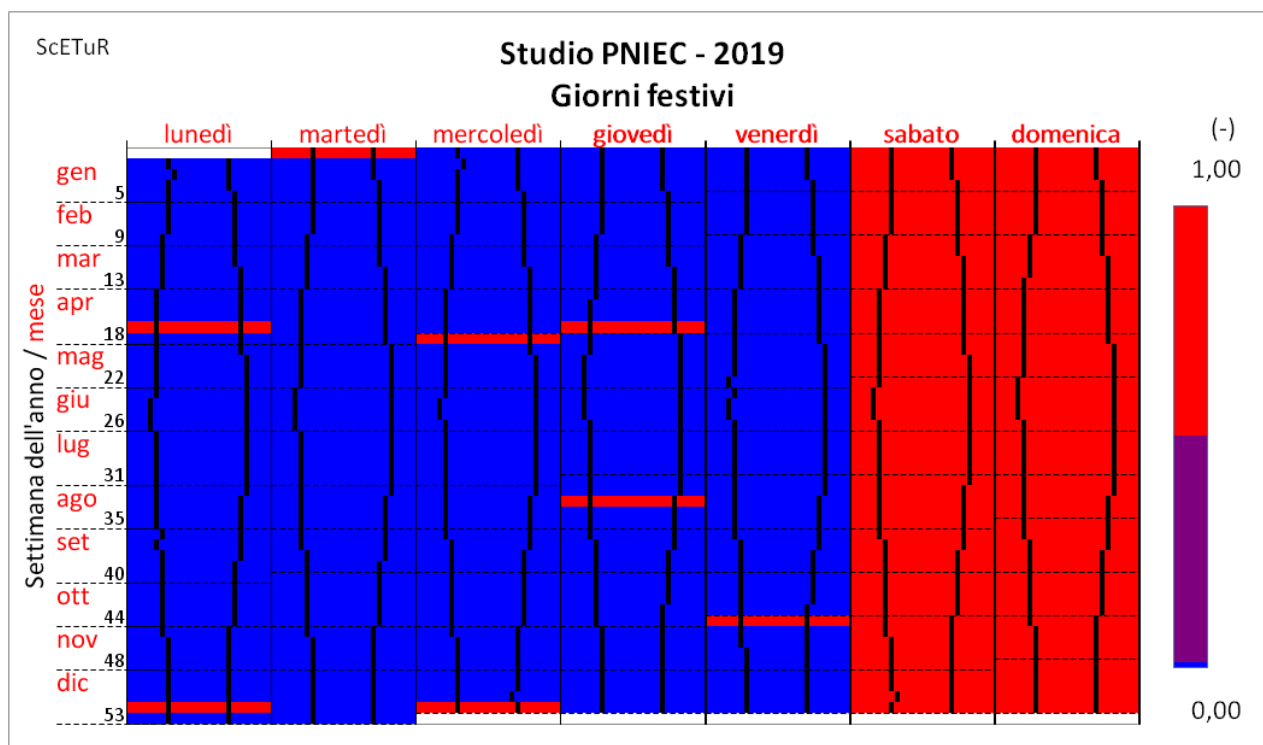


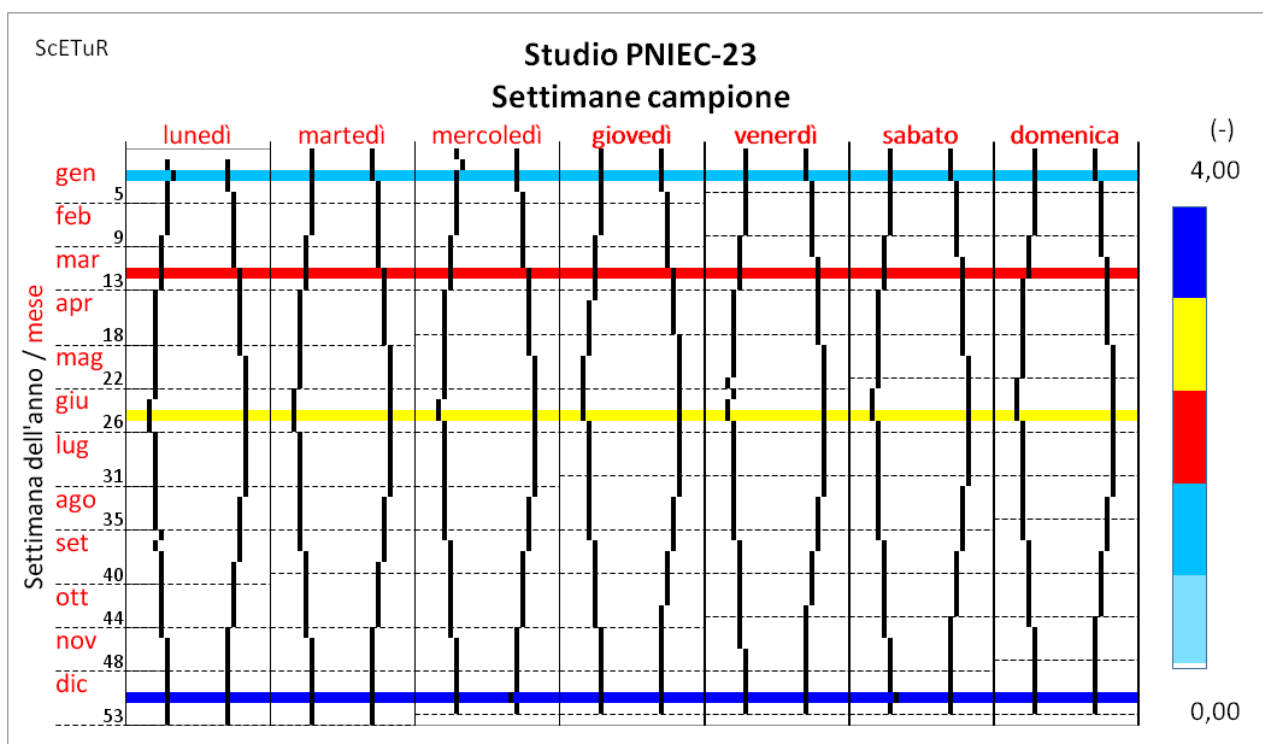
Figura A-79 Mappa calendararia con identificazione dei giorni festivi del 2019

B1.3 Le 4 settimane campione

Oltre ai diagrammi cartesiani di durata annuale, in questo studio vengono spesso presentati dei grafici che si estendono su una sola settimana. Ovviamente la settimana costituisce la lunghezza temporale che meglio rappresenta la variabilità delle grandezze elettriche di rete che, come noto, presentano in Italia, come nel resto dei paesi occidentali, una forte variabilità tra i 5 giorni feriali e i 2 festivi del fine settimana.

Per concentrare le informazioni sempre sulle stesse settimane sono state scelte 4 settimane dell'anno 2019 (anno di riferimento dei profili TERNA assunti nel calcolo), chiamate *settimane campione*. Le settimane vanno dal lunedì alla domenica e fanno sempre riferimento alla distribuzione dei giorni della settimana del 2019, anche quando si utilizzano per presentare risultati proiettati nel 2030.

Le 4 settimane sono quelle evidenziate nella mappa calendararia di Figura A-80.



	da lunedì	N.settimana dell'anno	Motivo della scelta
1	14 gennaio	3	Domanda elevata
2	18 marzo	12	Include l'equinozio di primavera
3	17 giugno	25	Include il solstizio d'estate
4	16 dicembre	51	Include il solstizio d'inverno

Figura A-80 Mappa calendararia con identificazione delle 4 settimane campione

Appendice B2 Acronimi e varie

B2.1 Acronimi

AG – Accumulo Giornaliero (sistema di -)

AT – Alta Tensione, inteso come linee di connessione interzonali e internazionali

CCGT – Combined Cycle Gas Turbine

CdD – Curva di Durata

CHP – Combined Heat Power (cogenerazione di calore ed elettricità)

EB – Energy Balance (sezione del sito TERNA con dati orari di Generazione)

EE – Energia Elettrica

FER – Fonte Energetica Rinnovabile

FV - Fotovoltaico

GN – Gas Naturale

MASE – Ministero per l'Ambiente e la Sicurezza Energetica

OCGT – Open Cycle Gas Turbine

PNIEC – Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima

P2H – Power to Hydrogen, impiego dell'energia elettrica da FER per produrre idrogeno verde

RG – Renewable Generation (sezione del sito TERNA con dati orari di Generazione)

ScETuR – Scenari Energetici Tutto Rinnovabile

TE – Termoelettrico

B2.2 Convenzioni

Tabelle e figure specifiche di questo documento verranno indicate con la scrittura estesa e l'iniziale maiuscola (Tabella, Figura).

Tabelle, figure e pagine richiamate in questo documento ma riferentesi ad altri riferimenti verranno indicate con la scrittura abbreviata e l'iniziale maiuscola (Tab. , Fig. , Pag.).

Le parole tabella e figura scritte per esteso e in minuscolo indicano tabelle e figure generiche o l'ultima tabella o figura specifica menzionata nel testo.

B2.3 Cos'è ASPO Italia

ASPO Italia è la sezione italiana dell'associazione scientifica ASPO (*Association for the Study of Peak Oil*) il cui scopo principale è lo studio del Picco del Petrolio, delle sue gravi conseguenze sui sistemi ecologici, economici e sociali e della mitigazione di questi effetti. Si occupa inoltre dell'esaurimento delle risorse non rinnovabili, dell'inquinamento, dei cambiamenti climatici e, più in generale, dei limiti alla crescita economica. ASPO Italia è formata principalmente, ma non solo, da studiosi ed esperti nei campi dell'energia, delle risorse, dell'economia e dell'ambiente.

