

ScETuR

(Scenari Energetici Tutto Rinnovabile)

Risultati preliminari dell'effetto della redistribuzione della domanda

Stefano Tiribuzi

ASPO Italia

Pisa, 15 ottobre 2023

Scopo del presente studio

Valutare l'effetto sulla copertura del fabbisogno di politiche di ridistribuzione temporale della domanda di energia in modo da renderla più aderente alla produzione da FER.

Si confrontano i risultati di 4 scenari: **B, G, A, C.**

Lo scenario base **B** di riferimento è formalmente uguale allo scenario 6 della prima parte:

- 700 TWh/y di fabbisogno totale stimato;
- 50 TWh/y di capacità produttiva idro+geo +160 TWh/y di capacità produttiva eolica,
- 840 TWh/y di FV per raggiungere il 150% del fabbisogno = 1050 TWh/y;
- 480 GWh di accumulo circadiano (pari a 6 h di consumo medio);
- gestione modulata dell'erogazione per spalmare gli ammanchi di potenza;
- accumulo stagionale con P2M2P+CCR e 30 TWh di capacità

Gli scenari con carico ridistribuito sono i seguenti 3:

G – ridistribuzione giornaliera, spostamento della domanda verso le ore di maggiore insolazione, mantenendo invariato il consumo giornaliero

A – ridistribuzione annuale, spostamento della domanda da mesi invernali a mesi estivi, mantenendo invariata la forma dei profili giornalieri

C – ridistribuzione combinata (giornaliera + annuale), applicazione di G e A

Gli algoritmi di ridistribuzione della domanda

Gli algoritmi di redistribuzione della domanda - Generalità

Il codice ScETuR è stato corredato di una funzione che modifica uno specifico profilo di domanda in ingresso per spostare i consumi verso i momenti di maggiore produzione di FER.

La funzione può richiamare diversi algoritmi di redistribuzione, ispirati a diversi criteri, che possono essere combinati tra loro, applicandoli in modo consecutivo. Gli algoritmi possono essere applicati alle singole voci di domanda, e/o alla domanda complessiva.

In questo studio sono stati applicati 2 algoritmi di redistribuzione alla domanda complessiva. I profili della domanda così ottenuti sono identificati con la lettera:

G – redistribuzione giornaliera, spostamento della domanda verso le ore di maggiore insolazione, mantenendo invariato il consumo giornaliero;

A – redistribuzione annuale, spostamento della domanda da mesi invernali a mesi estivi, mantenendo invariata la forma dei profili giornalieri.

I due algoritmi possono essere combinati. Il relativo profilo di domanda viene identificato dalla lettera:

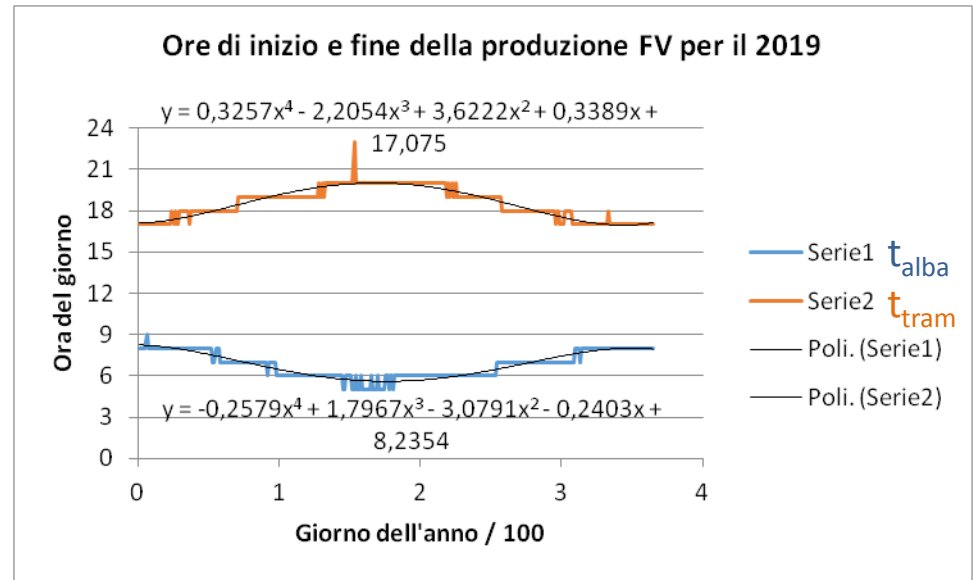
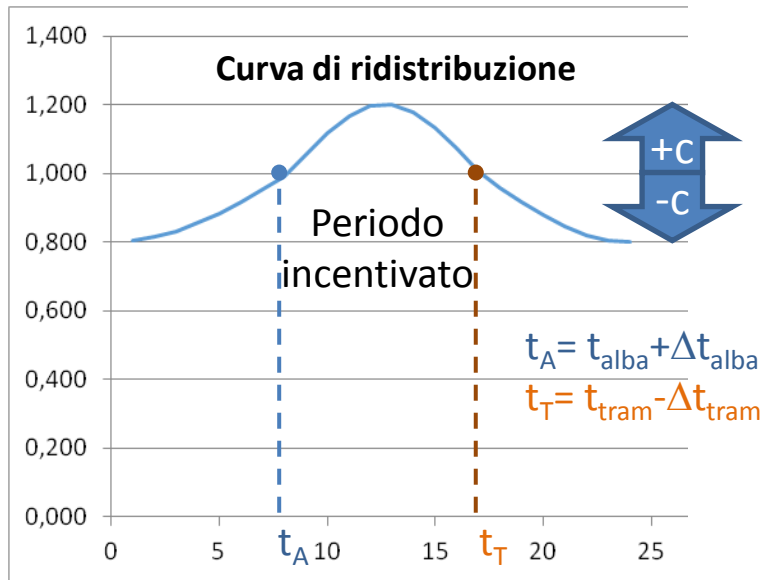
C – redistribuzione combinata (giornaliera + annuale).

Algoritmo di redistribuzione G-iornaliera – 1

Criterio base: spostamento della domanda verso le ore di maggiore insolazione, mantenendo invariato il consumo giornaliero

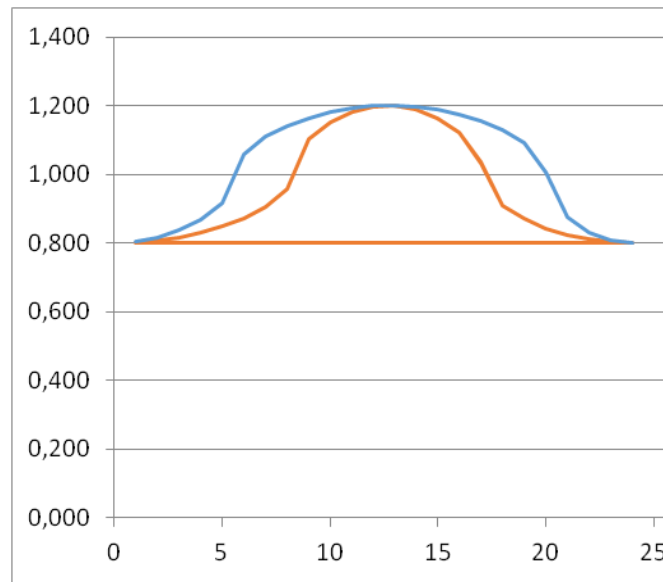
Metodo:

- 1) il profilo giornaliero da modificare (24 valori) viene moltiplicato per i valori di una curva di redistribuzione di forma parasinusoidale con valori compresi tra $1-c$ e $1+c$, con c =coeff.di redistribuzione giornaliera
- 2) la curva di redistribuzione ha valore unitario in corrispondenza delle ore t_A e t_T , calcolate a partire da t_{alba} e t_{tram} , derivate dai momenti di inizio e fine della produzione FV, aggiungendo eventualmente un ritardo Δt_{alba} e un anticipo Δt_{tram}



Algoritmo di redistribuzione G-iornaliera – 2

3) per evitare un'eccessiva variazione della domanda alle 12 e alle 24, le cuspidi sinusoidali vengono allargate elevando la funzione sinusoidale unitaria per un esponente di appiattimento. Se l'esponente è 2 si ottengono le seguenti curve di redistribuzione relative ad un giorno di inverno e uno d'estate.



4) per finire, il profilo giornaliero (24 valori) ottenuto moltiplicando quello originario per le curve di redistribuzione viene rinormalizzato in modo che il suo integrale giornaliero coincida con quello originario.

Algoritmo di redistribuzione G-iornaliera – 3

Per le simulazioni presentate in questo studio sono stati adottati i seguenti valori per i parametri impiegati nell'algoritmo di redistribuzione:

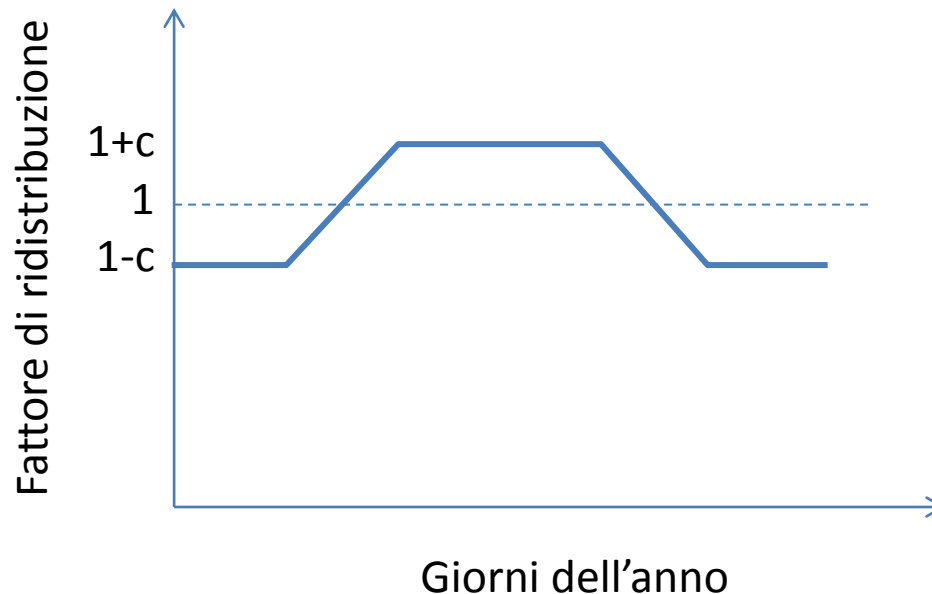
- coefficiente di redistribuzione, $c = 0,2$
- ritardo del periodo di incentivazione , $\Delta t_{alba} = 1$ ora
- anticipo del periodo di incentivazione , $\Delta t_{tram} = 1$ ora
- esponente di appiattimento = 2

Visto il carattere di analisi di sensibilità di questo studio, il coefficiente di redistribuzione è stato fissato ad un valore arrotondato di prima valutazione del 20%. Si lascia ad altra analisi il compito di definire eventualmente un valore più significativo di tale coefficiente, nonché le tecnologie , le norme e gli incentivi tariffari necessari per ottenere questo spostamento di domanda.

Algoritmo di redistribuzione A-annuale – 1

Ha lo scopo di spostare parte della domanda dai mesi invernali ai mesi estivi, mantenendo invariata la forma dei profili giornalieri.

Nell'algoritmo attuale vengono identificati 2 periodi invernale ed estivo dell'anno. I carichi orari del periodo invernali vengono moltiplicati per un fattore $(1-c)$ e quelli del periodo estivo per un fattore $(1+c)$, dove c è il coefficiente di redistribuzione annuale. Tra i 2 periodi invernale ed estivo ci possono essere dei periodi di transizione (rampe), primaverile ed autunnale, in cui il fattore varia linearmente tra $(1-c)$ e $(1+c)$.



Algoritmo di redistribuzione A-nnuale – 2

L'applicazione dell'algoritmo precedente provoca una variazione del valore integrale della domanda annuale, per cui il profilo viene rinormalizzato per ripristinare il valore originario della domanda annuale.

Per quanto riguarda le simulazioni mostrate nel presente studio, i giorni dell'anno sono stati ripartiti nei seguenti periodi:

- 1 marzo (giorno 59) inizio rampa primaverile;
- 31 marzo (giorno 90) fine rampa primaverile;
- 1 ottobre (giorno 273) inizio rampa autunnale;
- 31 ottobre (giorno 304) fine rampa autunnale;

Al coefficiente di redistribuzione annuale c è stato assegnato un valore di 0,1, ovvero la metà del valore scelto per il coefficiente giornaliero. Ciò fa sì che il profilo della domanda ottenuto grazie all'applicazione consecutiva dei 2 algoritmi risulti tale per cui si ha una riduzione del consumo anche nelle notti estive.

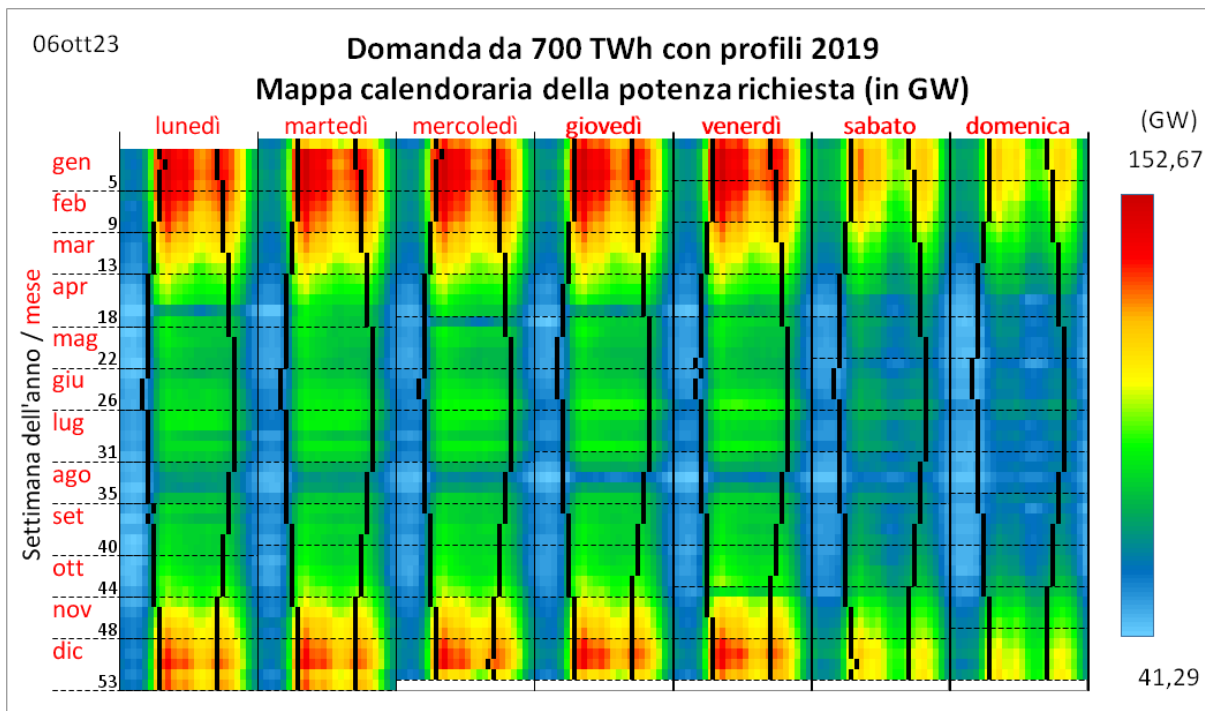
Analisi della modifica dei profili della domanda

Domanda base da modificare

Il seguente grafico mostra la mappa 2D della domanda di energia elettrica assunta negli scenari da 1 a 6 della prima parte dello studio Scetur.

Il tipo di rappresentazione consente di mostrare tutte le 8760 ore dell'anno su una mappa che ha in ascissa le 168 ore di una settimana e in ordinata le 52 settimane dell'anno. Le linee nere mostrano le ore di inizio e fine produzione FV.

La domanda annuale assomma a 700 TWh e quello orario varia da 41,3 a 153 GW, con i massimi concentrati nelle ore successive all'alba e al tramonto dei giorni feriali invernali.

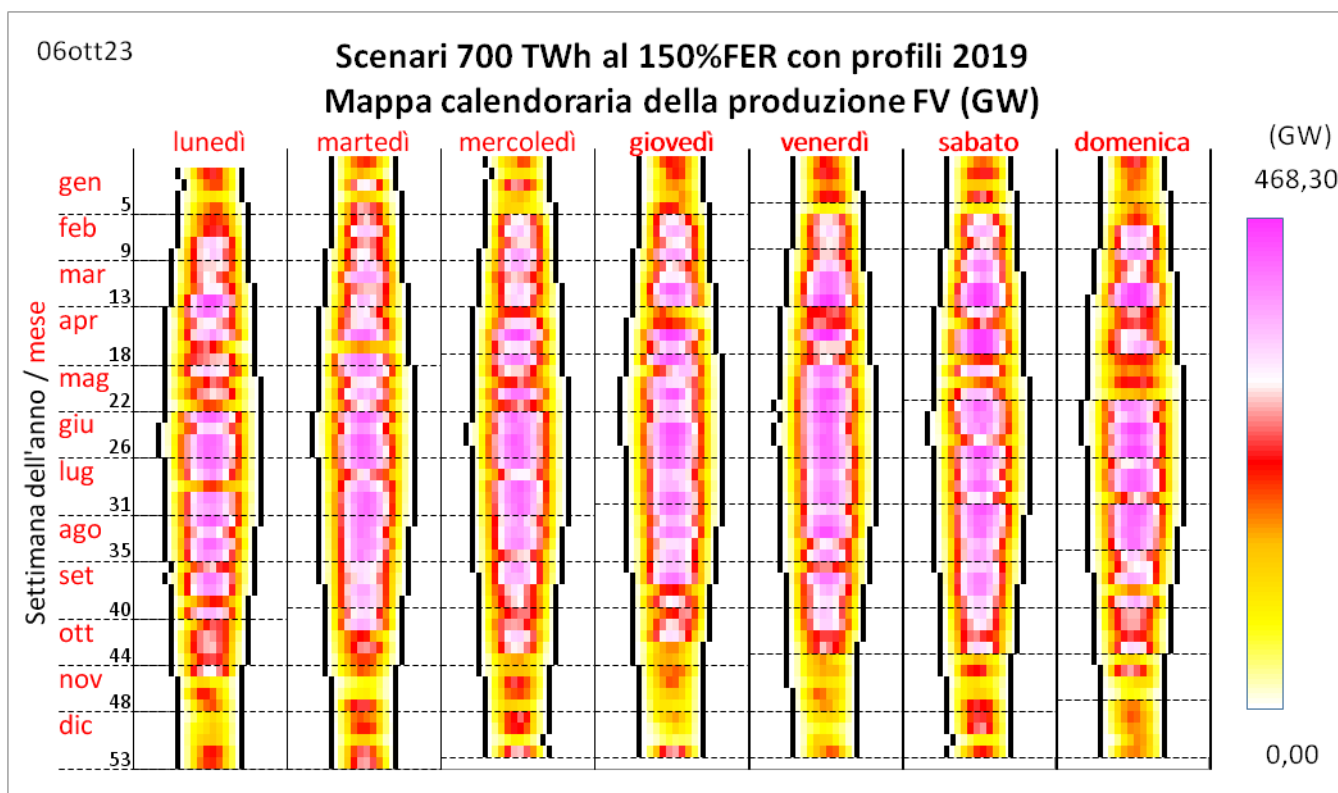


Capacità produttiva fotovoltaica

Le ridistribuzioni dei consumi analizzate sono finalizzate a concentrare il prelievo di energia elettrica nelle ore e periodi di maggiore disponibilità di energia da FV.

Il seguente grafico mostra la capacità produttiva FV considerata in tutti gli scenari.

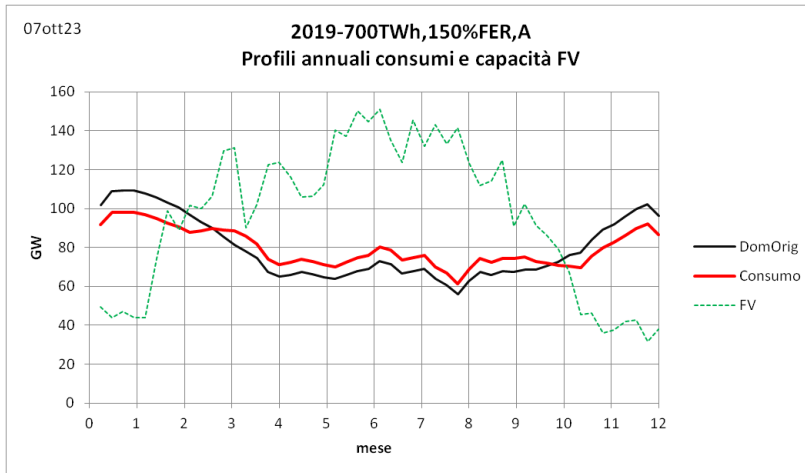
Il massimo di produzione di 468 GW è riferito ad una capacità produttiva di 840 TWh/y.



Spiegazione dei grafici presentati nei lucidi successivi

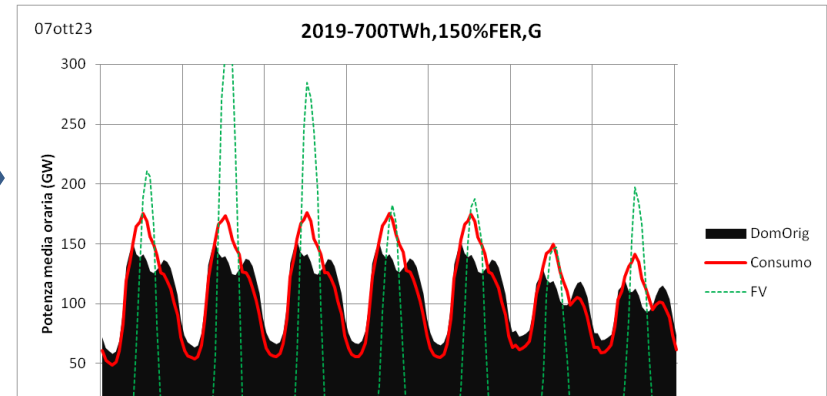
I prossimi 3 lucidi mostrano gli effetti sui profili giornalieri dei vari tipi di redistribuzione.

In ciascun foglio verranno presentati due grafici che, per le settimane del 14 gennaio e 17 giugno, mettono a confronto il profilo base di partenza (area nera) con quello modificato a seguito della redistribuzione del carico (linea rossa continua). Su ciascun grafico viene anche riportata la produzione da FV (linea verde tratteggiata).

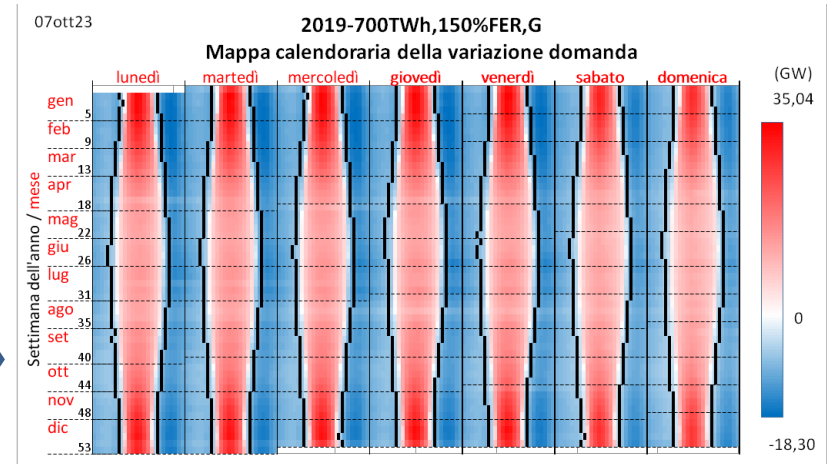


Infine una mappa 2D mostra in scala colore la variazione in GW del fabbisogno per tutte le ore dell'anno.

Le linee nere delimitano le ore di produzione FV.

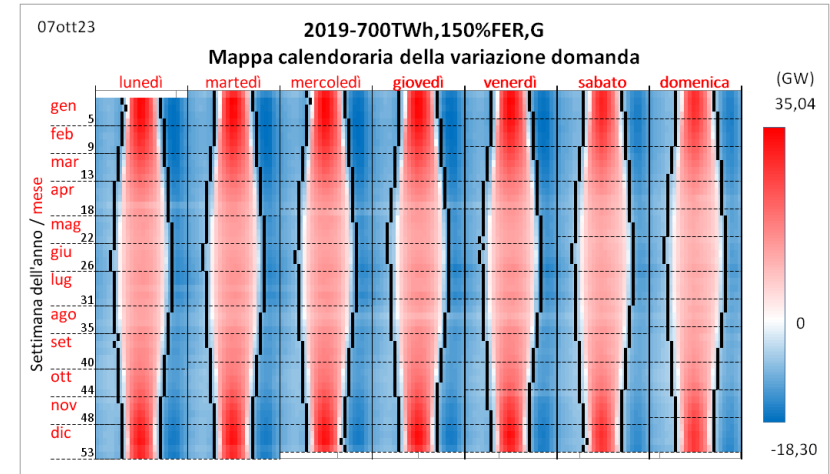
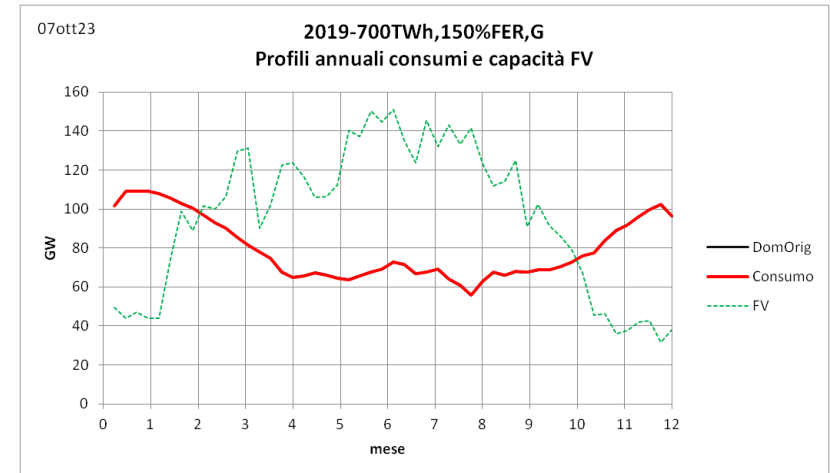
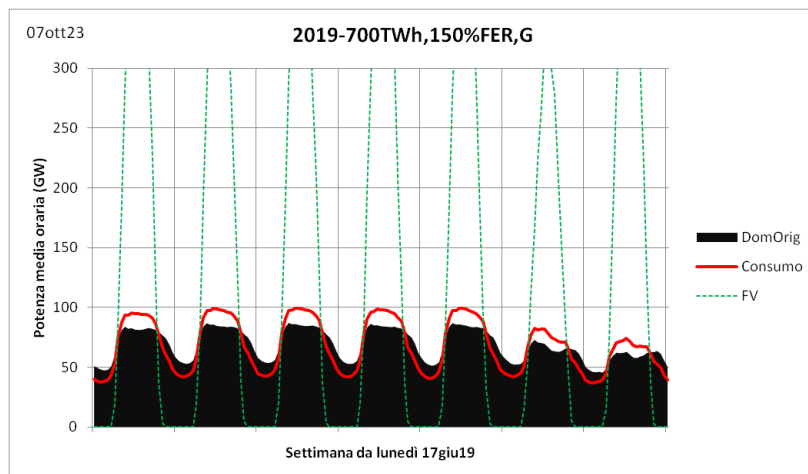
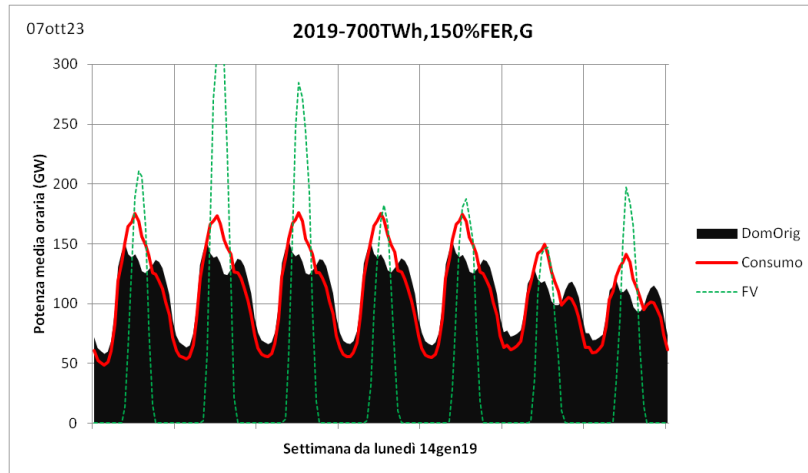


Un terzo grafico esteso all'intero anno confronta il profilo annuale originario del fabbisogno settimanale con quello derivante dall'applicazione della redistribuzione



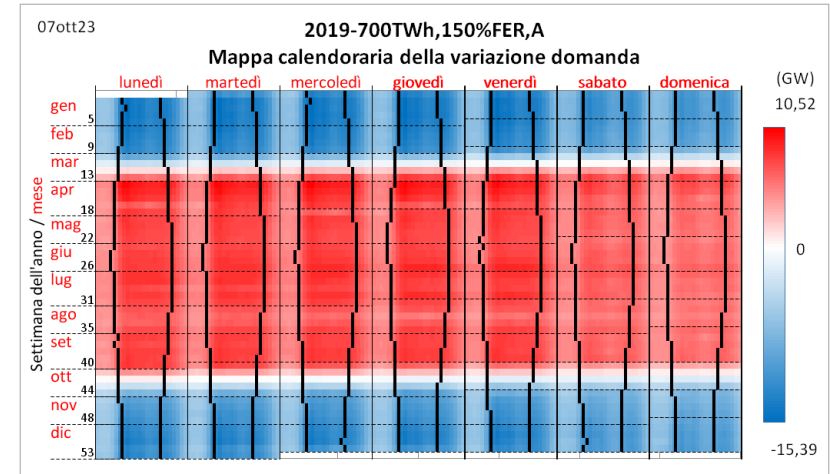
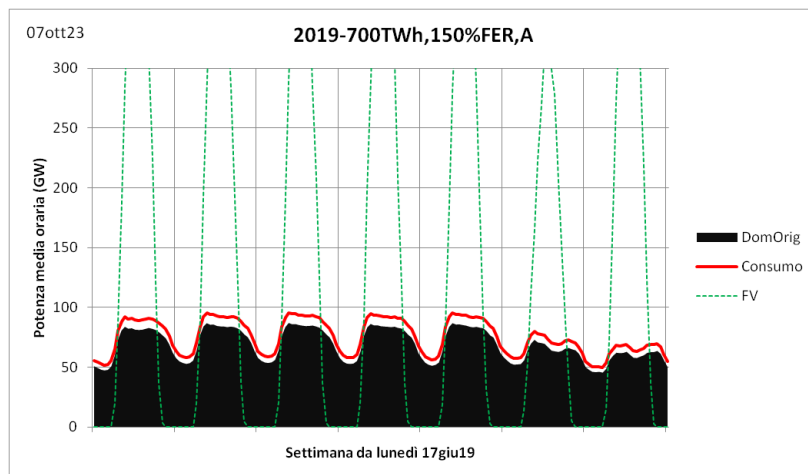
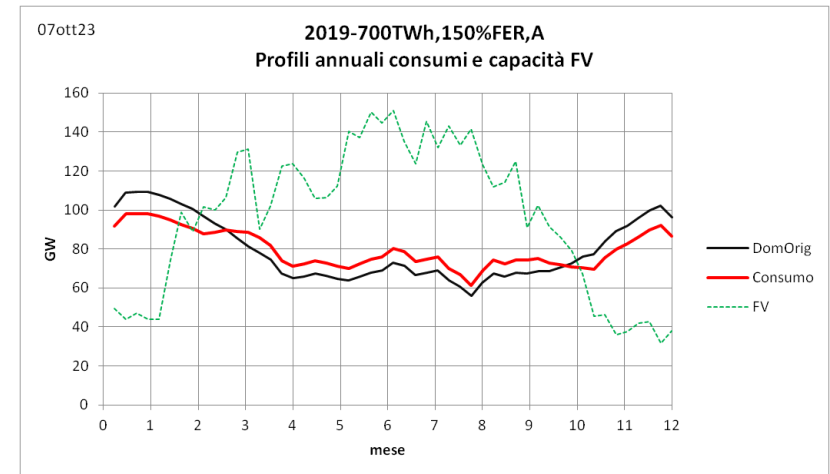
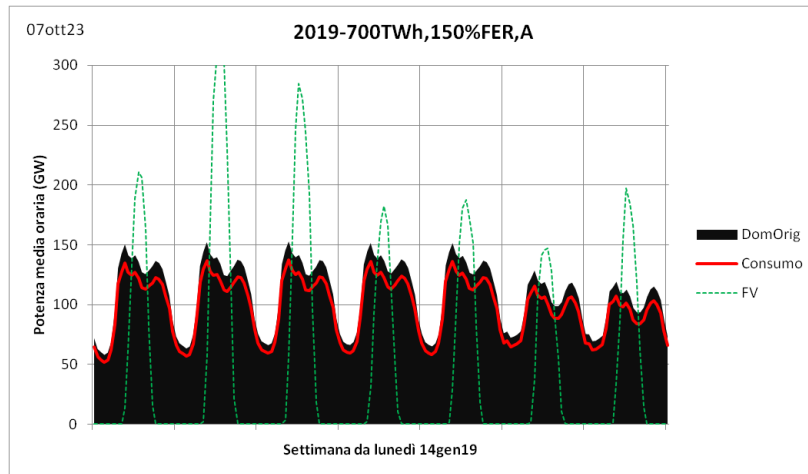
G - Ridistribuzione giornaliera della domanda

Metodo di calcolo: incremento della domanda del 20% nelle ore di produzione FV, riduzione del 20% nelle altre ore e rinormalizzazione per mantenere invariata la domanda complessiva nelle 24 ore



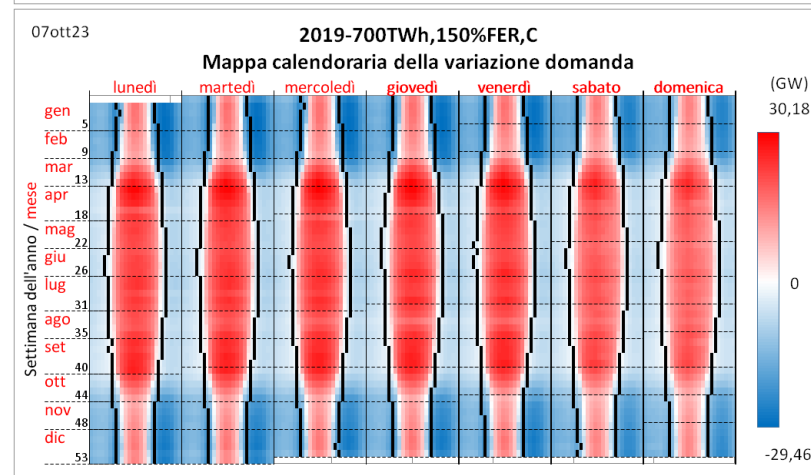
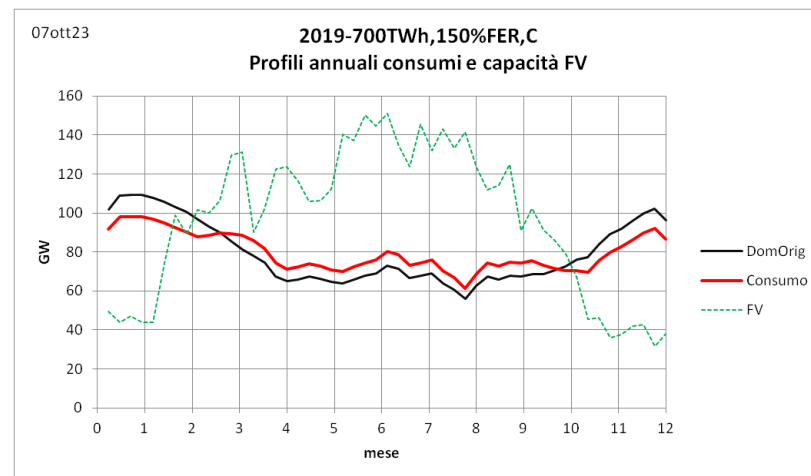
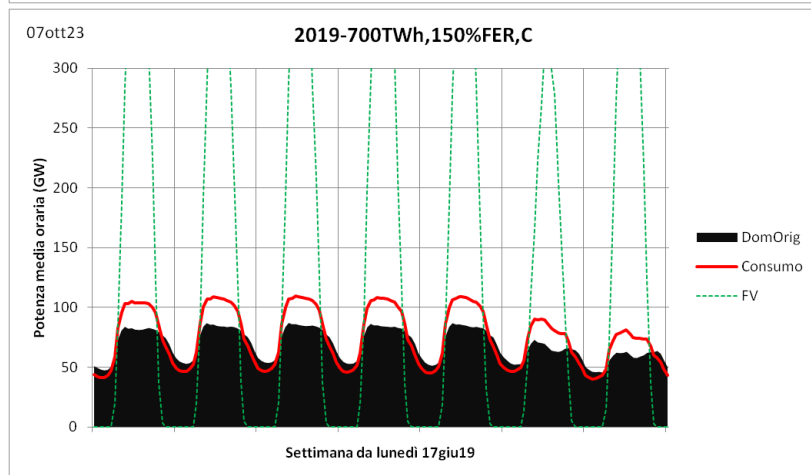
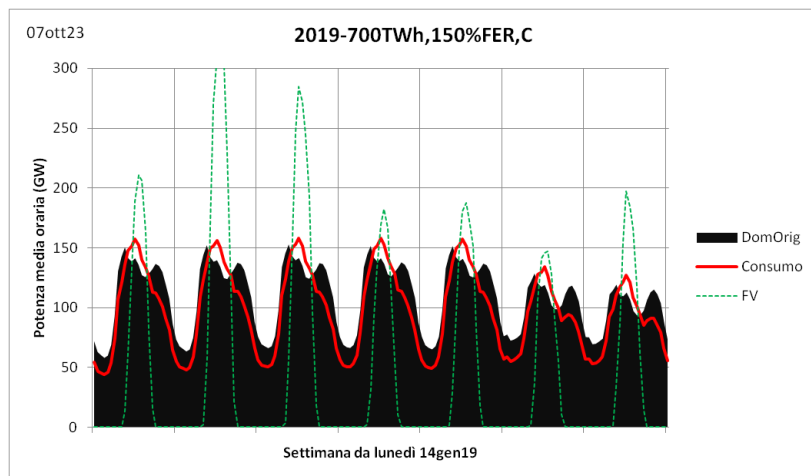
A - Ridistribuzione annuale della domanda

Metodo di calcolo: incremento della domanda del 10% nei mesi assolati, riduzione del 10% negli altri mesi e rinormalizzazione per mantenere domanda complessiva annuale.



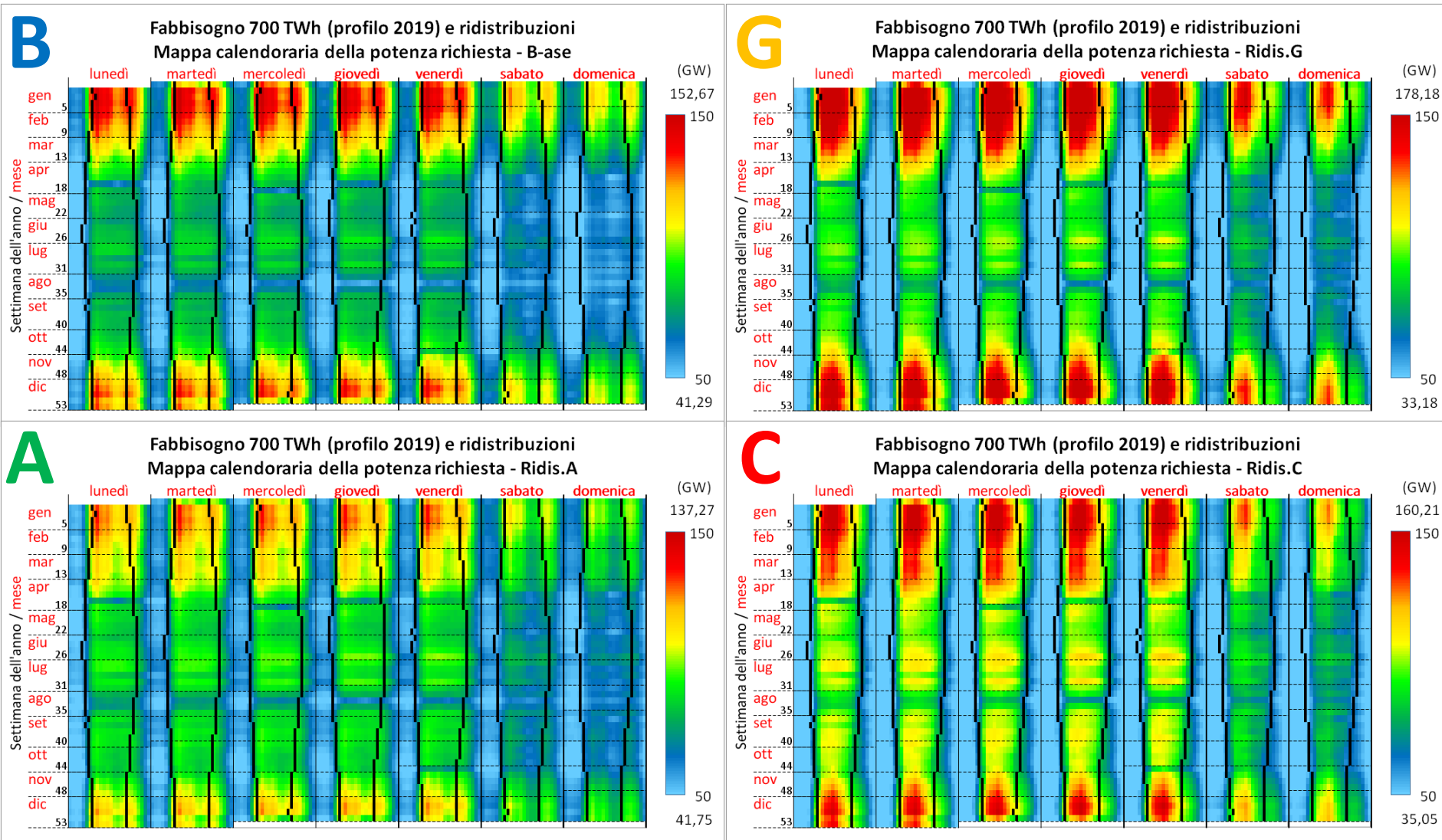
C - Ridistribuzione combinata della domanda

Metodo di calcolo: applicazione consecutiva della redistribuzione giornaliera G (al 20%) e di quella annuale A (al 10%)



Distribuzioni finali della domanda

La 4 mappe mostra l'andamento annuale della domanda per le 4 distribuzioni considerate



Effetto su sbilanciamento FER-consumo

Una volta ridefiniti i 4 profili di consumo derivanti dal tipo di ridistribuzione applicato, si valuta preliminarmente l'andamento dello sbilanciamento rispetto alla capacità complessiva di produzione elettrica da FER

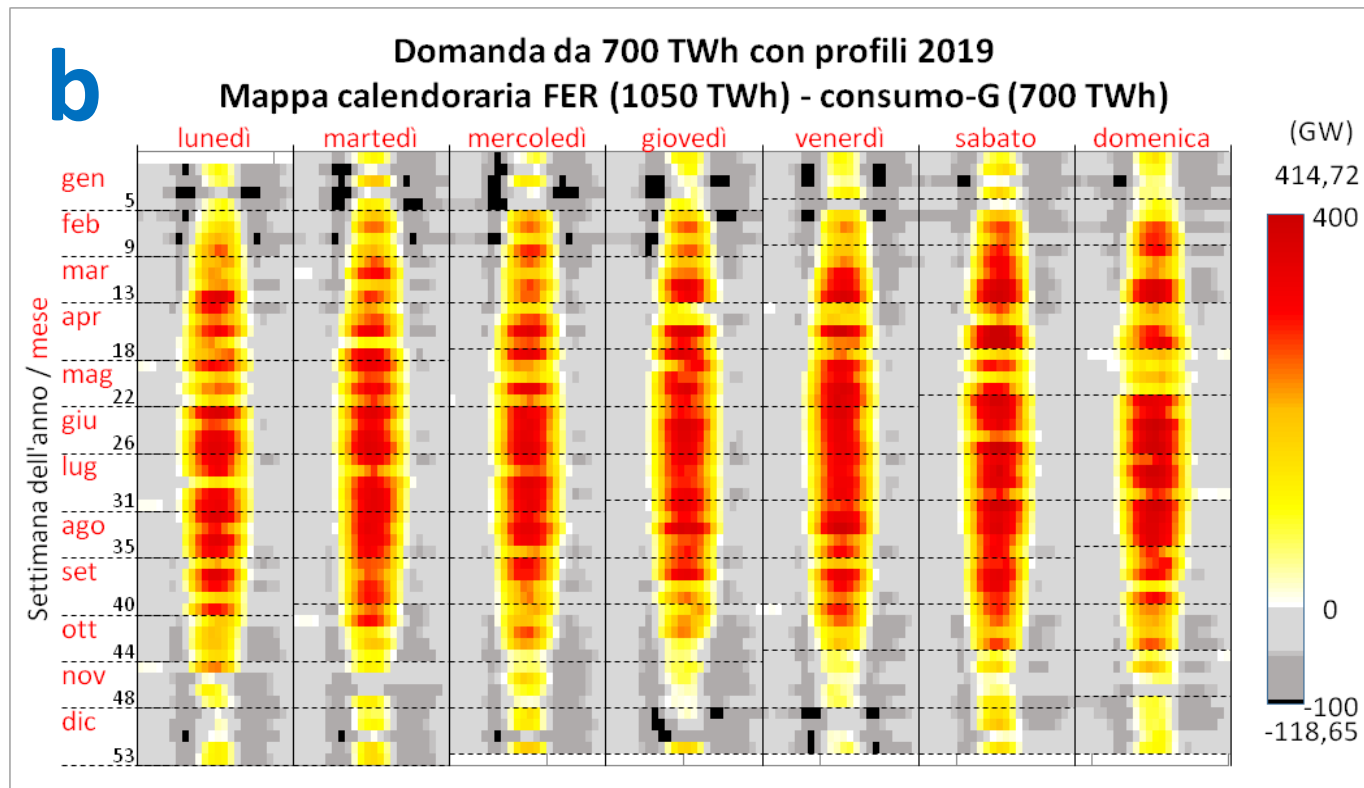
(Nota: i seguenti 4 casi verranno identificati con le lettere minuscole b, g, a, c, per distinguerli dagli scenari successivi in cui verrà tenuto conto anche dell'effetto degli accumuli)

Ammanchi ed esuberi della produzione da FER

La mappa riporta la differenza tra il consumo stimato per il 2019 normalizzato a 700 TWh e la produzione FER (Idro+Geo+Eolico+FV) con capacità complessiva di 1050 TWh (150% FER). Il bianco sulla scala colori indica le ore di sostanziale equilibrio.

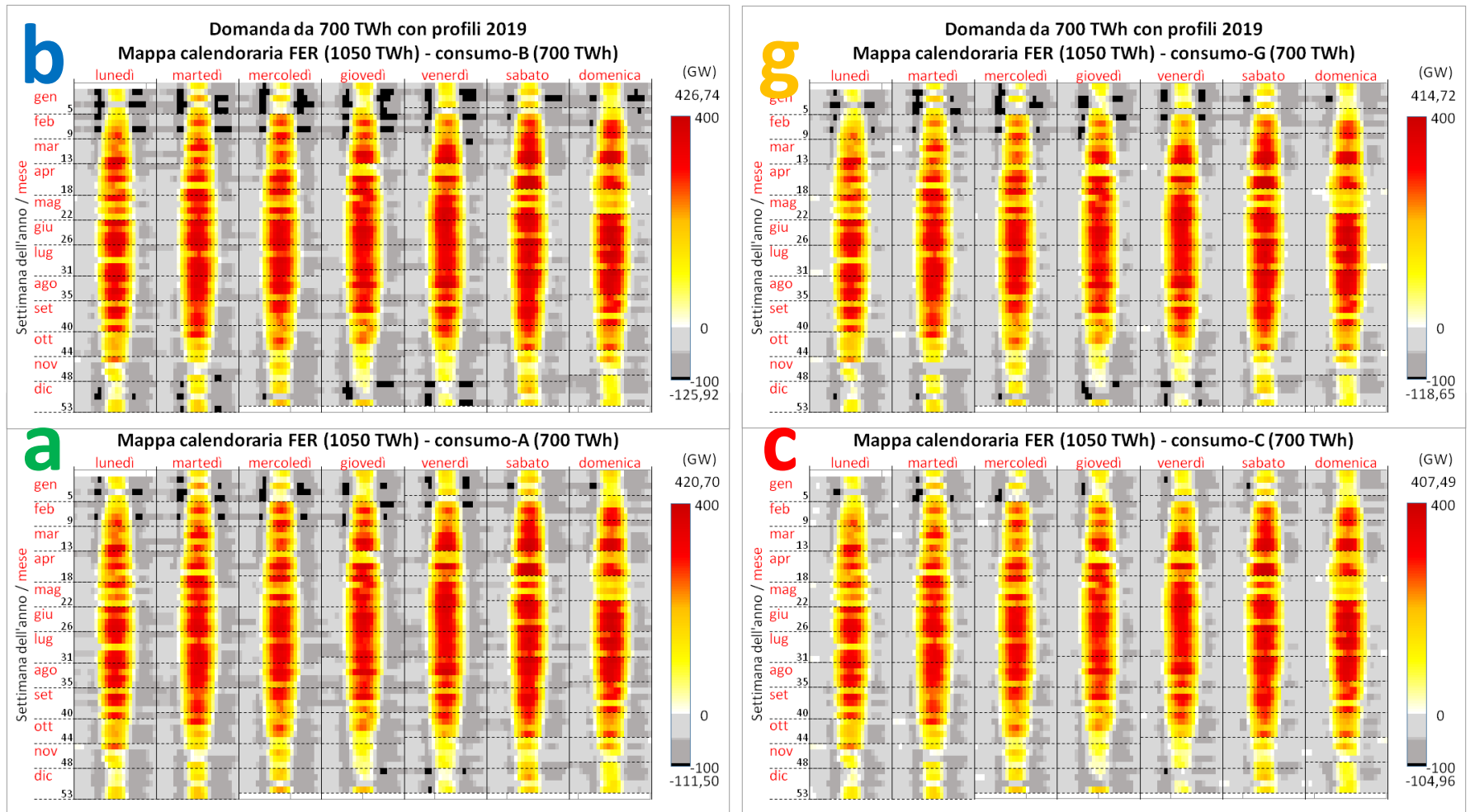
La scala dei grigi indica i periodi di ammanco. Le zone nere, quelle con ammanchi intorno e superiori ai 100 GW, si addensano prima dell'alba e dopo il tramonto dei mesi freddi.

Gli esuberi di FER rispetto ai consumi superano abbondantemente i 400 GW.



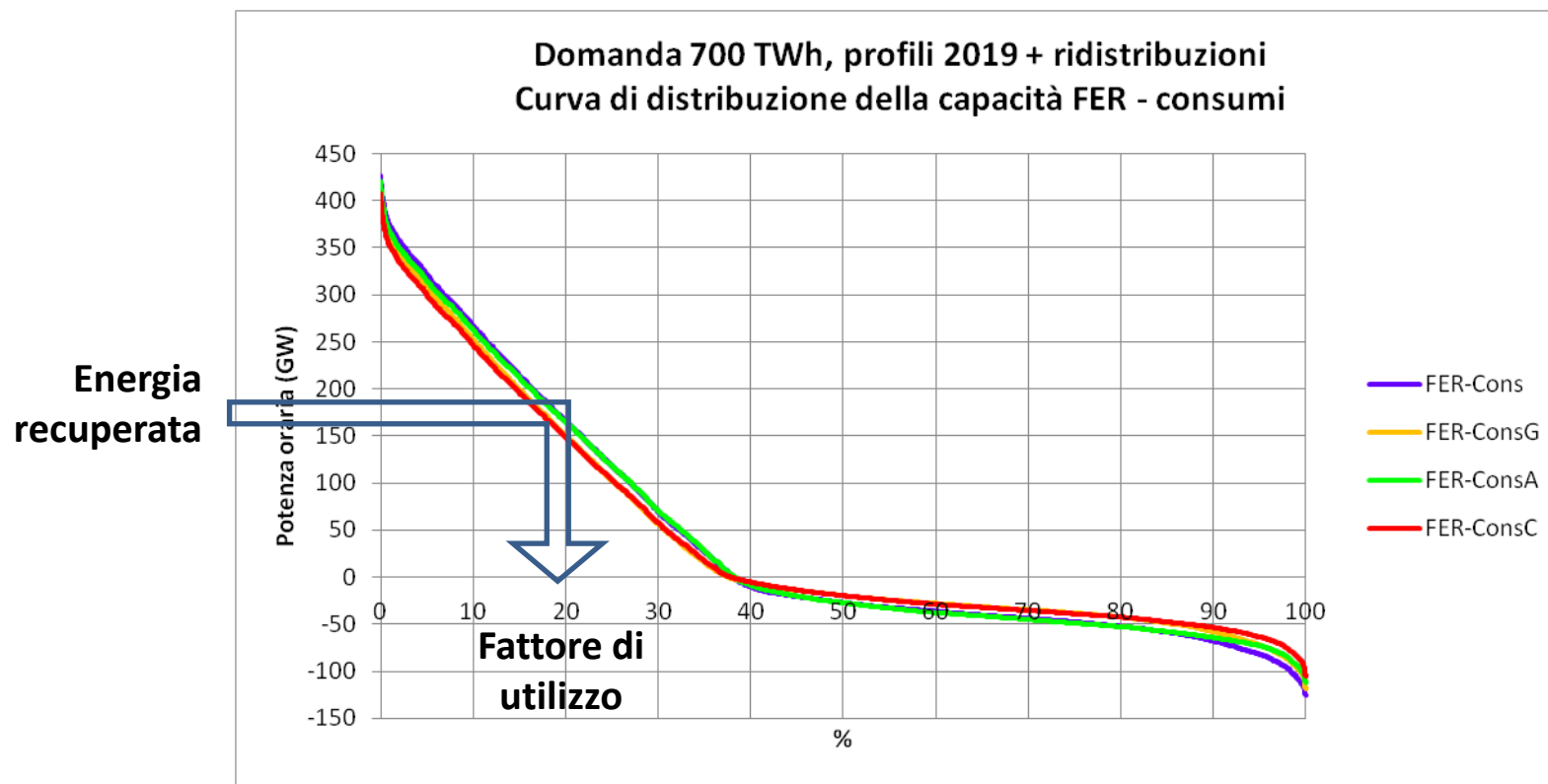
Variazione ammanchi ed esuberi per i 4 casi

L'applicazione dei vari tipi di redistribuzione consente di ridurre leggermente numero e durata dei periodi di carenza potenza superiore a 100 GW. Con la redistribuzione combinata (in basso a destra) questi ammanchi si limitano ad alcune ore pre-mattutine di gennaio



Curva di distribuzione dello sbilanciamento tra FER e consumi

Le 4 curve del grafico mostrano lo sbilanciamento tra FER totali e consumi, con questi ultimi calcolati in base ai vari tipi di ridistribuzione temporale considerati. L'applicazione della ridistribuzione combinata (curva rossa) riduce leggermente sia l'esubero estivo che l'ammancio invernale rispetto al profilo iniziale dei consumi (curva blu), ma non ne cambia sensibilmente l'andamento. Il recupero di esuberi e la copertura di ammanchi di maggior potenza comporta quindi l'installazione di sistemi a bassissimo fattore di utilizzo.

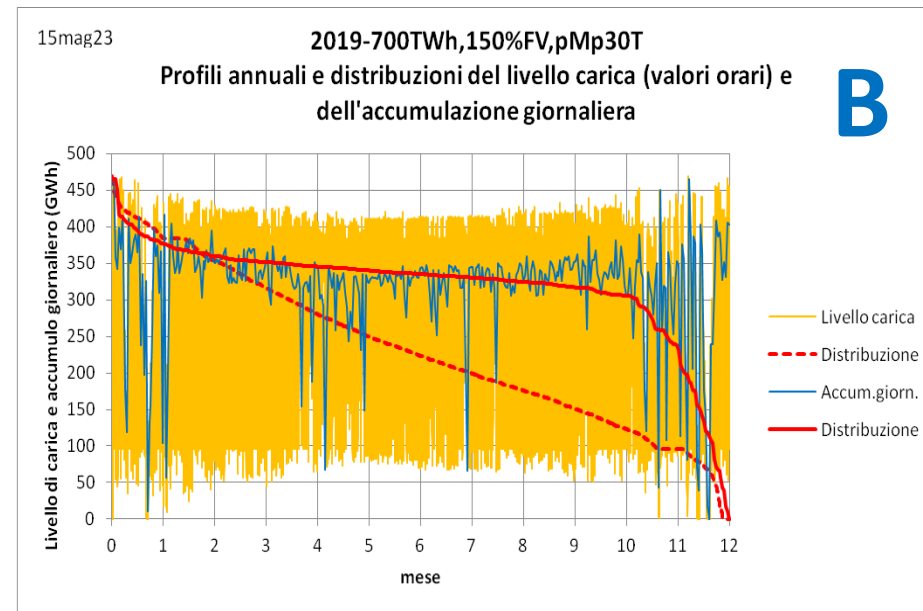
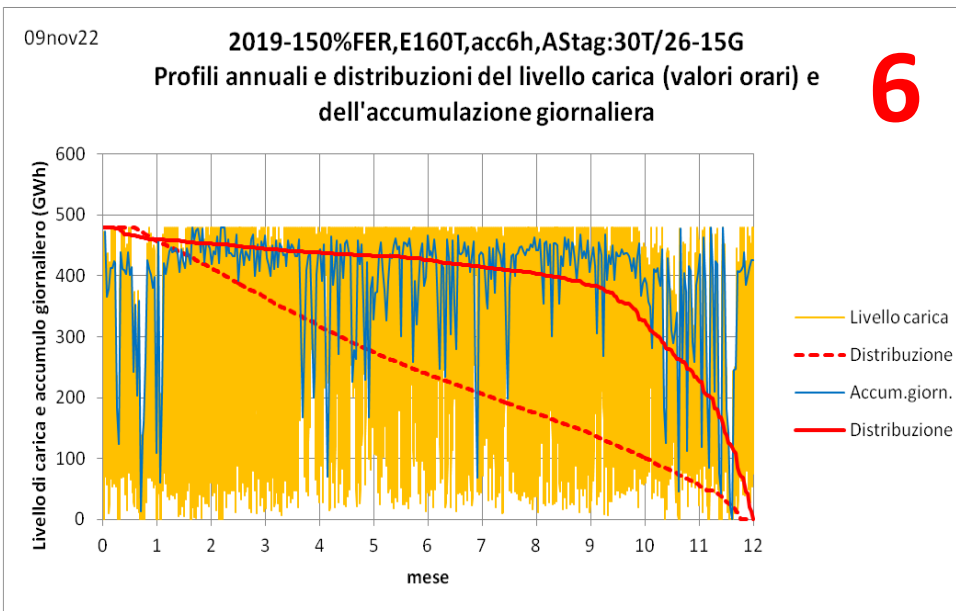


Risultati delle simulazioni degli scenari B, G, A, C

I prossimi lucidi mostrano i risultati ottenuti dalle simulazioni di scenario che tengono conto anche degli interventi dei sistemi di accumulo circadiano e stagionale

Variazione dell'algoritmo modulazione carica/scarica batterie

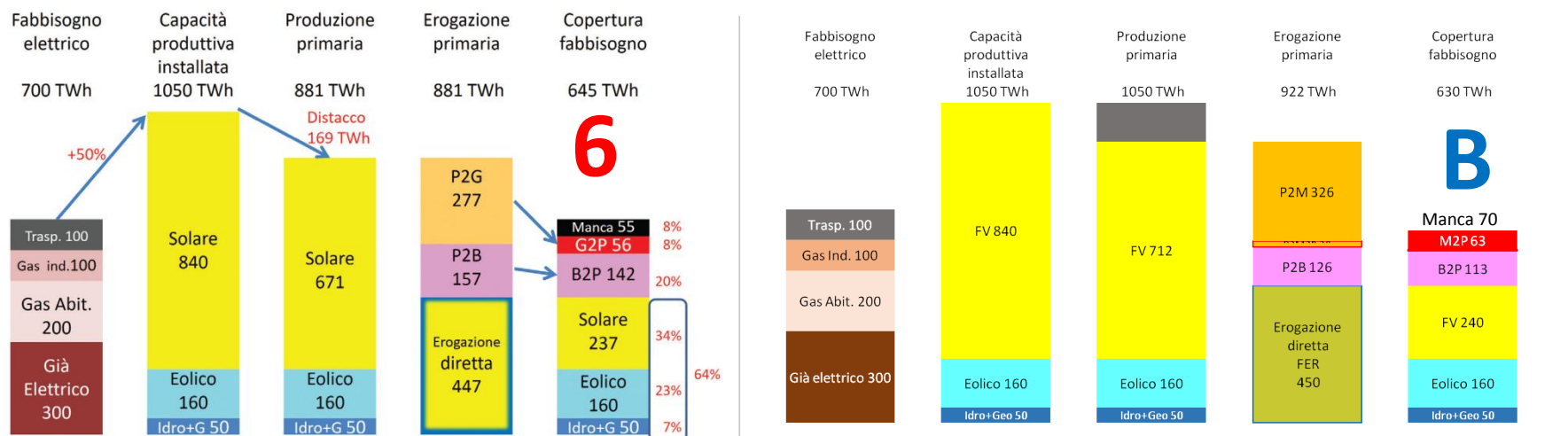
Va premesso che rispetto agli scenari 6 e 7 già pubblicati nella prima parte, è stato modificato l'algoritmo di modulazione della carica e scarica delle batterie, che ora oscilla prudenzialmente intorno ad un 70-80% della capacità totale delle batterie (grafico a dx), rispetto ad un 90% dello scenario 6 (grafico a sx).



Ciò ha determinato una leggera variazione dei bilanci energetici tra gli scenari 6 e B. In particolare la mancata copertura del fabbisogno è salita da 55 a 70 TWh.

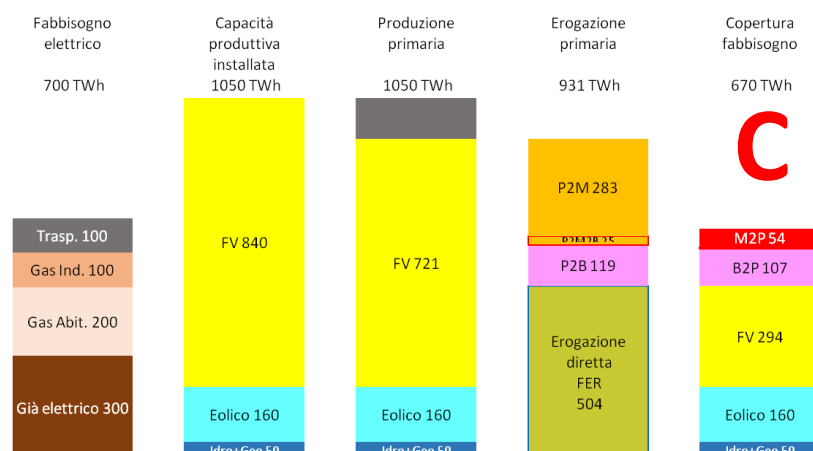
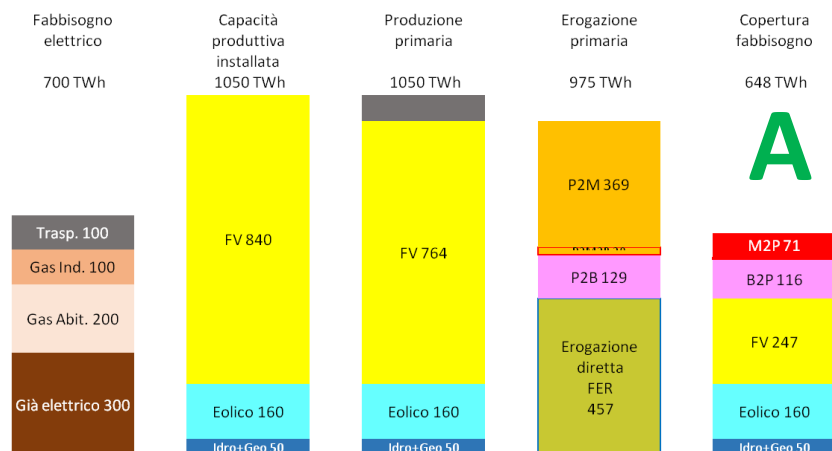
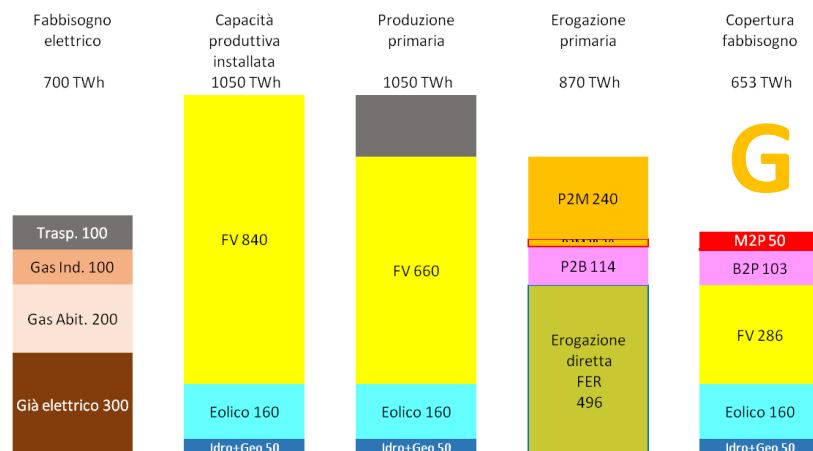
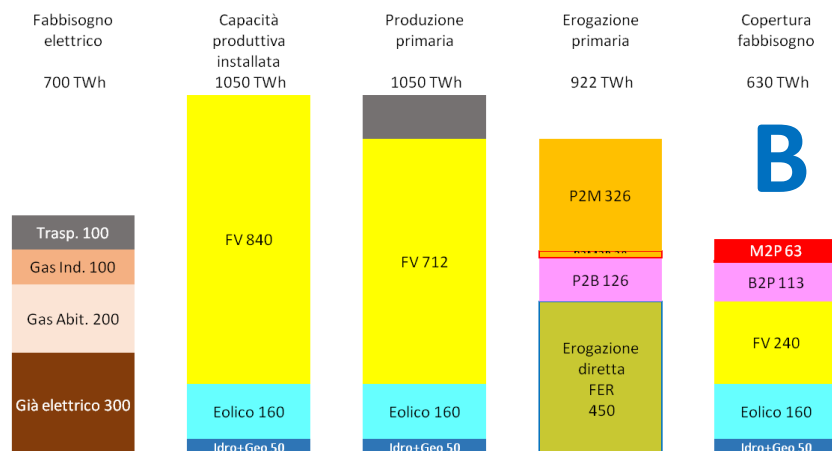
Confronto tra bilanci dello scenario Base e dello scenario 6

Le modifiche all'algoritmo di modulazione della carica /scarica delle batterie hanno determinato una riduzione della copertura da erogazione differita da accumulo circadiano che è passata dai 142 TWh dello scenario 6 (di Scetur 1) ai 113 TWh dello scenario B. Questo calo è stato parzialmente recuperato da una maggiore erogazione diretta del FV, passata da 237 a 240TWh e soprattutto un maggior contributo della copertura M2P passata da 56 a 63 TWh.



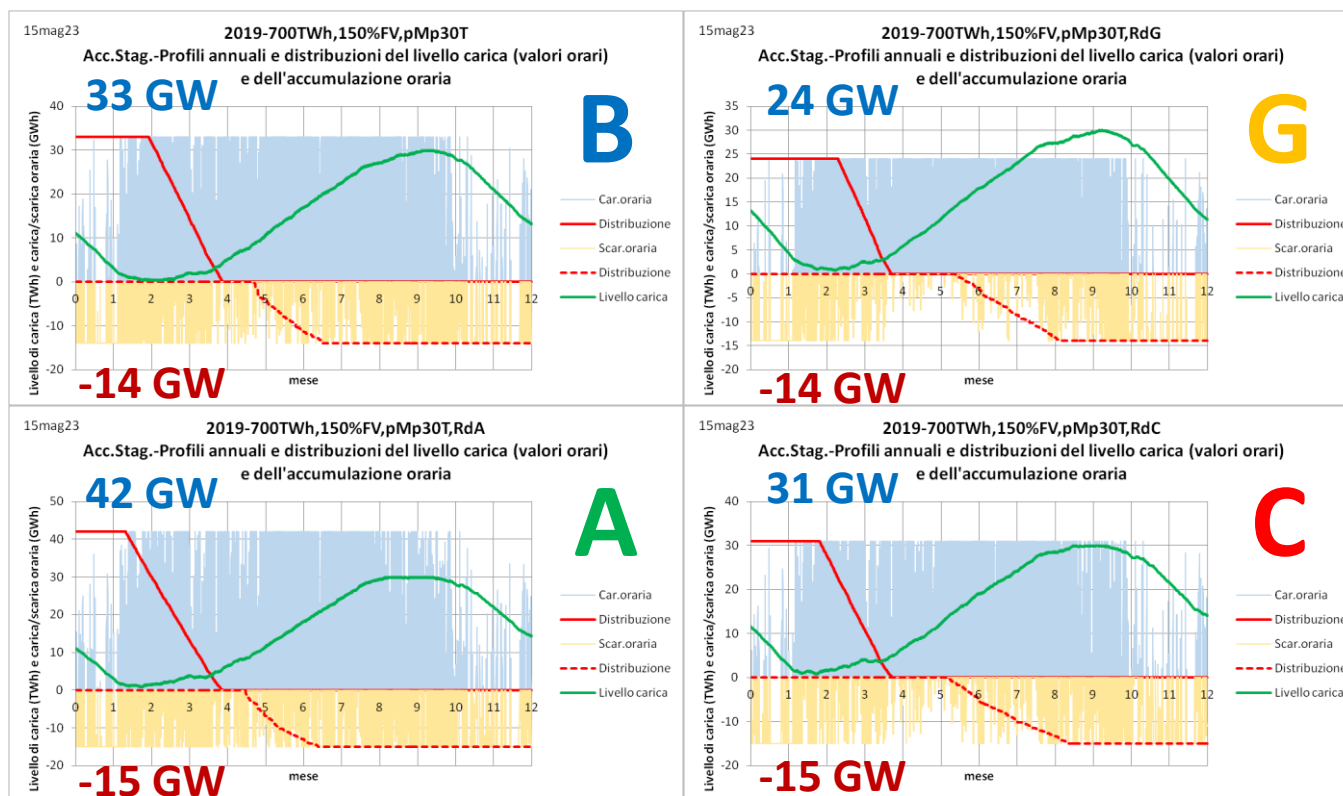
Istogrammi dei bilanci energetici

Per i 4 casi analizzati (B-G-A-C) si ottengono diversi valori dell'energia FV erogata direttamente in rete (240-286-247-294 TWh), di quella erogata dalle batterie (113-103-116-107 TWh) e di quella prodotta da turbogas (63-50-71-54 TWh).



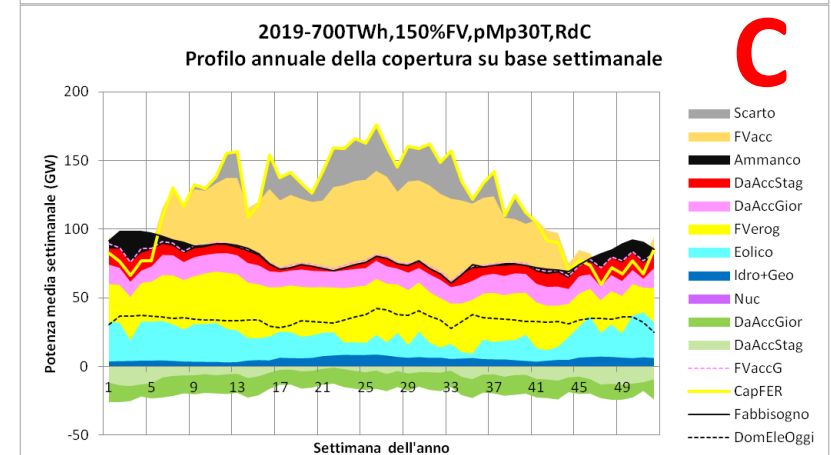
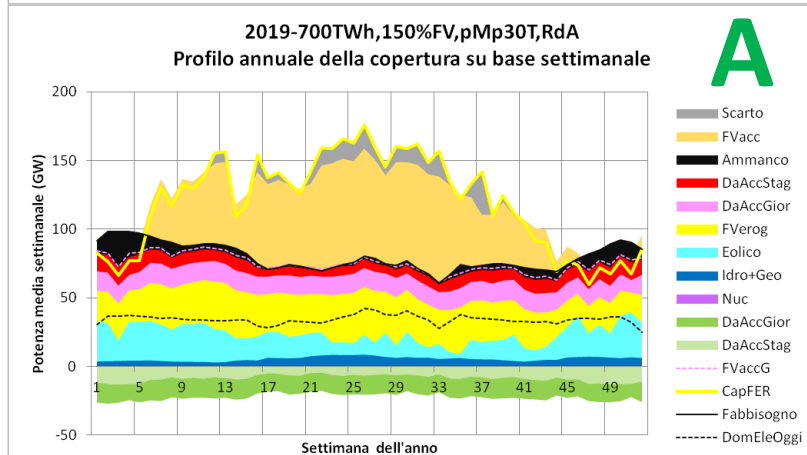
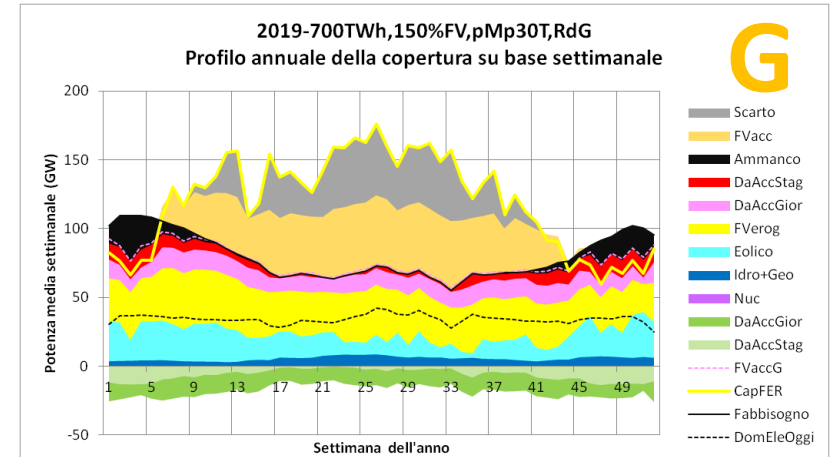
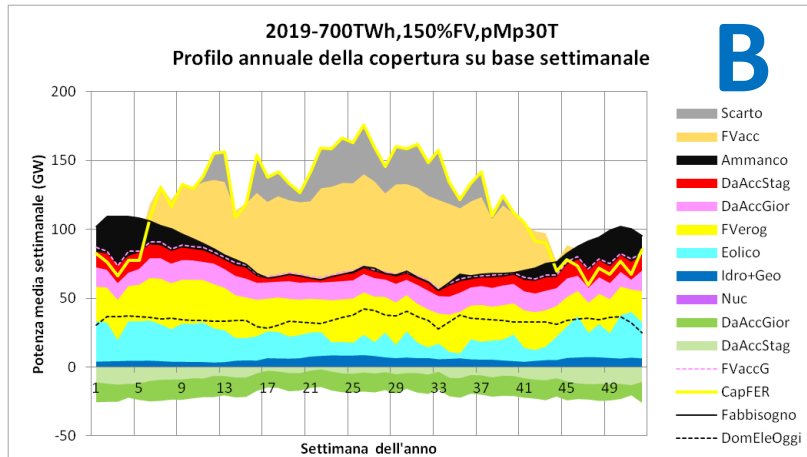
Gestione accumulo stagionale

La curva di carica (in verde) dell'accumulo stagionale dipende dai valori di potenza dei sistemi di produzione (elettrolizzatori+metanatori) e di consumo (turbogas) del metano sintetico. Questi valori vengono calcolati in modo che l'escursione della curva verde si avvicini ai 30 TWh di disponibilità di accumulo e che la differenza tra l'accumulo iniziale e finale risulti entro il +/-10%.



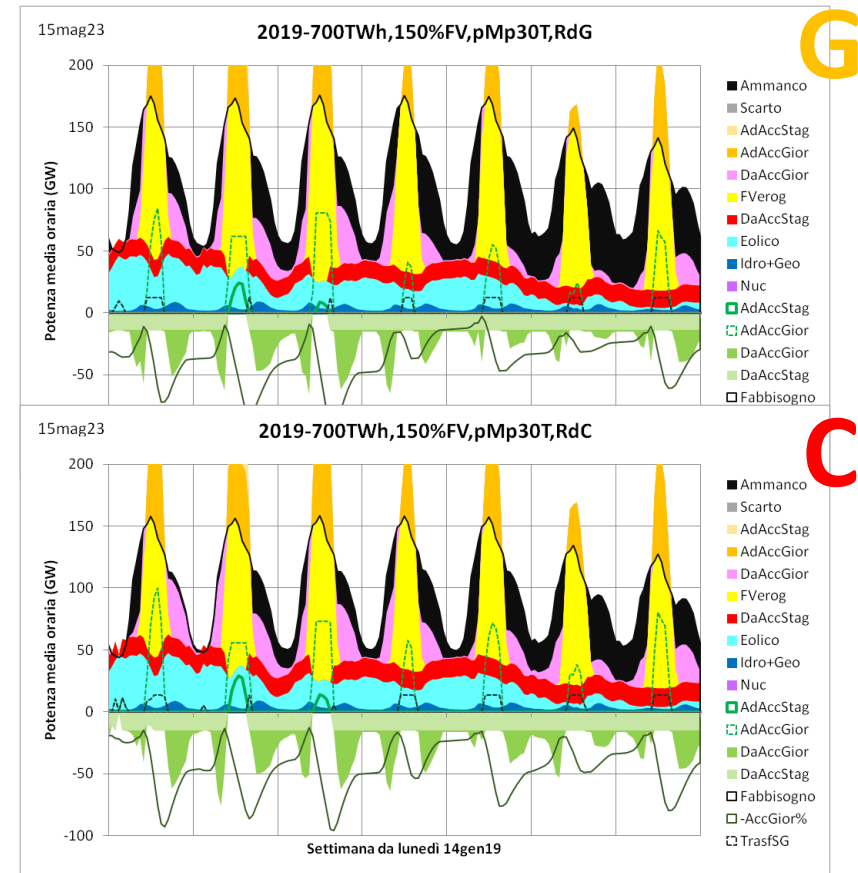
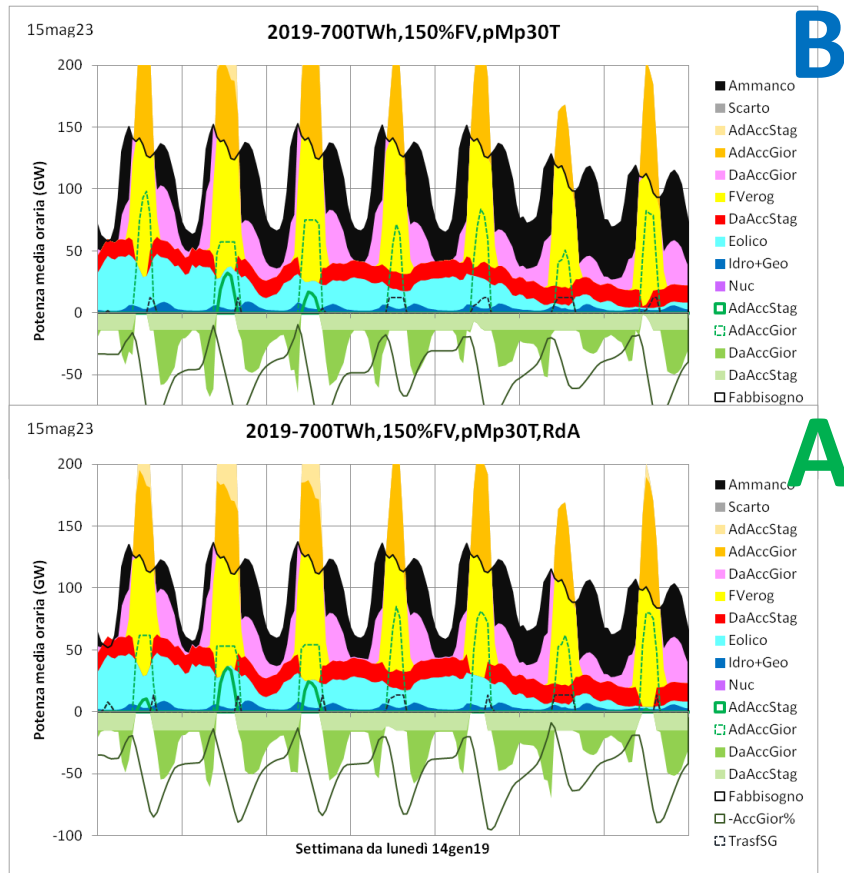
Distribuzioni della copertura della domanda su base settimanale

I 4 grafici mostrano la copertura della domanda dalle varie fonti FER considerate e dall'energia proveniente dall'accumulo circadiano e stagionale. Il fabbisogno scoperto (mancanza) è rappresentato in nero, la capacità inutilizzata in grigio.



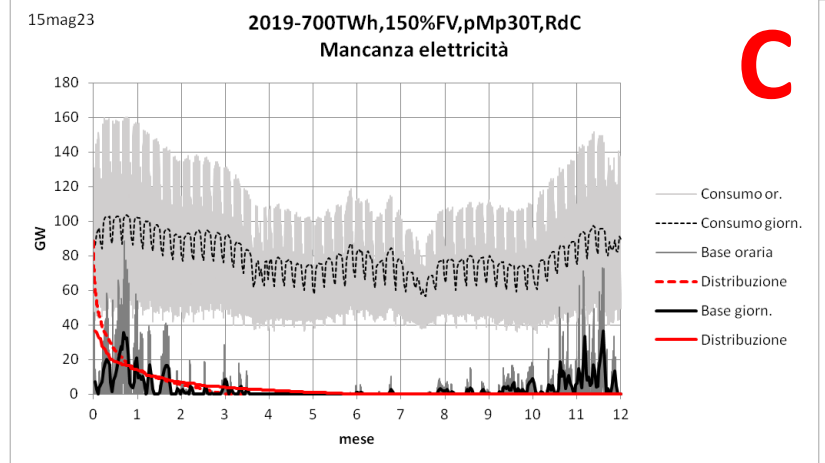
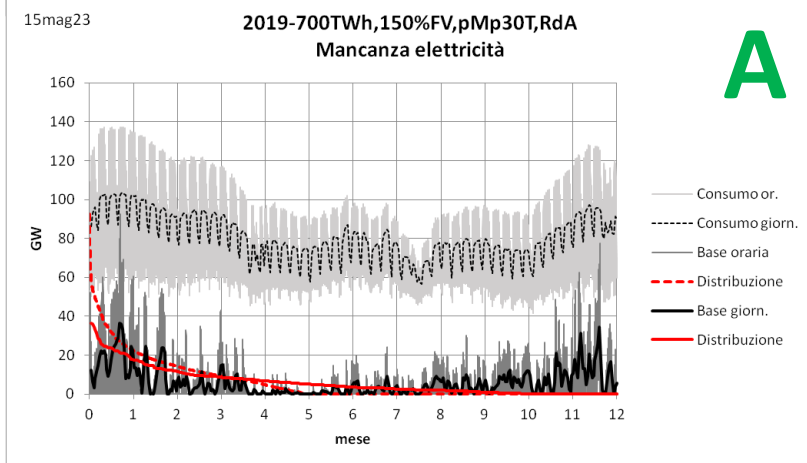
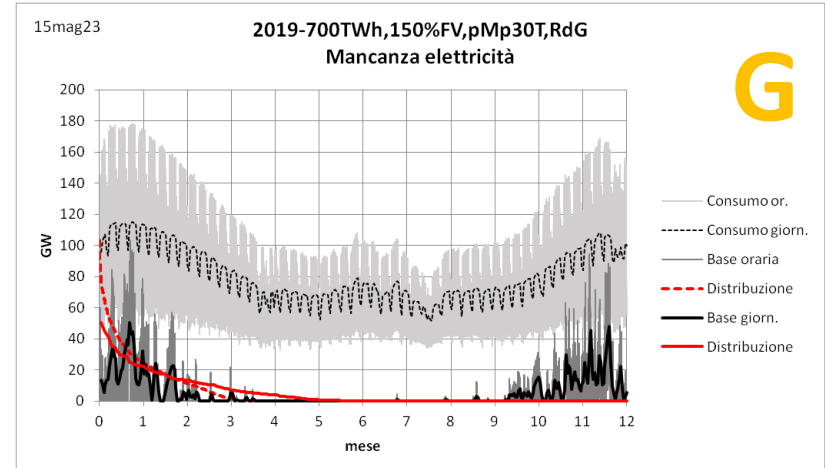
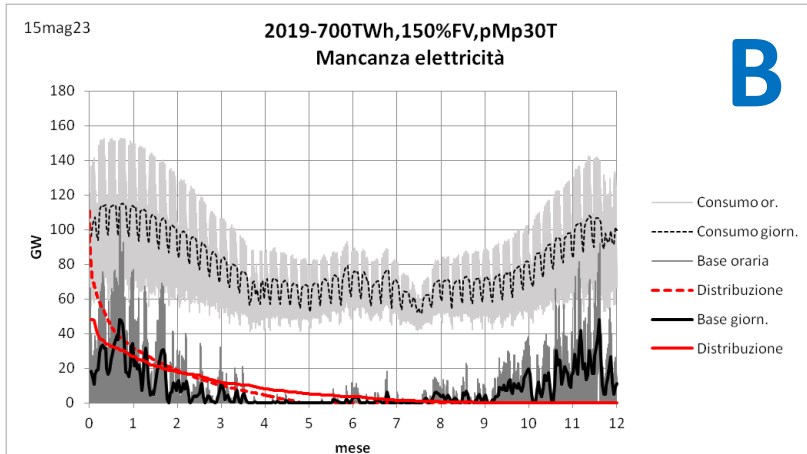
Effetto dei vari tipi di redistribuzione dei consumi

I 4 grafici riportano la copertura del fabbisogno per i 4 casi di redistribuzione considerati per la settimana del 14 gennaio. L'adozione di politiche di redistribuzione del carico riduce l'entità della mancanza di energia (area nera), ma non la elimina. Anche nel caso di redistribuzione composta (giornaliera + annuale) in periodi di bassa ventosità (area azzurra) si registrano cospicui ammanchi, anche durante il fine settimana.



Distribuzione annuale della mancanza

Nella parte alta di ciascun grafico sono riportati i profili dei consumi orari (grigio chiaro) e giornalieri (grigio scuro). Nella parte bassa l'entità degli ammanchi orari (grigio) e giornalieri (nero). Di quest'ultimi vengono riportati in rosso gli andamenti delle curve di distribuzione.

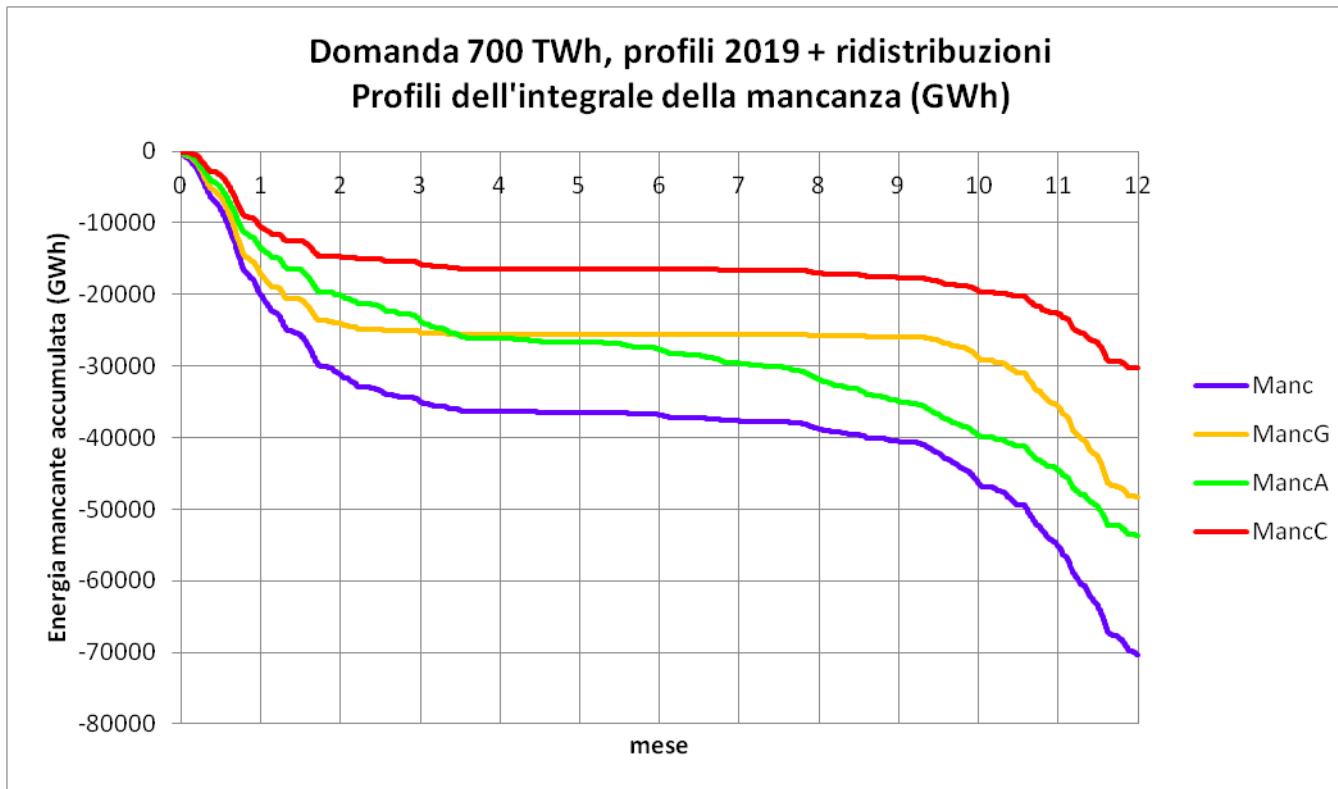


Effetto delle ridistribuzioni sulla mancanza annuale di energia

Le curve rappresentano gli andamenti incrementali nel corso dell'intero anno dell'energia mancante per i vari tipi di redistribuzione adottati.

La curva blu si riferisce al profilo consumi immutato. La mancanza totale arriva a 70 TWh, quasi interamente accumulata durante i primi 3 mesi dell'anno e gli ultimi 3.

Con la redistribuzione giornaliera (curva gialla) la mancanza scende a 48 TWh e la curva non subisce incrementi per tutto il periodo primavera-estate.



La redistribuzione annuale (curva verde) riduce la mancanza a 53 TWh di cui una parte cospicua si riferisce al periodo centrale dell'anno. Infine la combinazione delle 2 ridistribuzioni (curva rossa) limita la mancanza a 30 TWh, un valore di 40 TWh inferiore a quello di partenza, un valore maggiore dei due cali precedenti

Riepilogo dei bilanci dei casi simulati

Ridistribuzione	Base	Giornaliera	Annuale	Composta
Scarto (TWh)	128,2	179,9	76,0	118,9
Mancanza (TWh)	-70,3	-48,4	-53,7	-30,2
Δ Accum.Stag. (TWh)	2,1	-1,9	3,2	2,6
Manc.+ Δ AcSt (TWh)	-68,3	-58,3	-50,6	-27,6
P carica AccStag (GW)	33	24	42	31
P scarica AccStag (GW)	-14	-14	-15	-15
Max. P mancante (GW)	111	103	93	89

Confronto tra le curve di distribuzione della mancanza

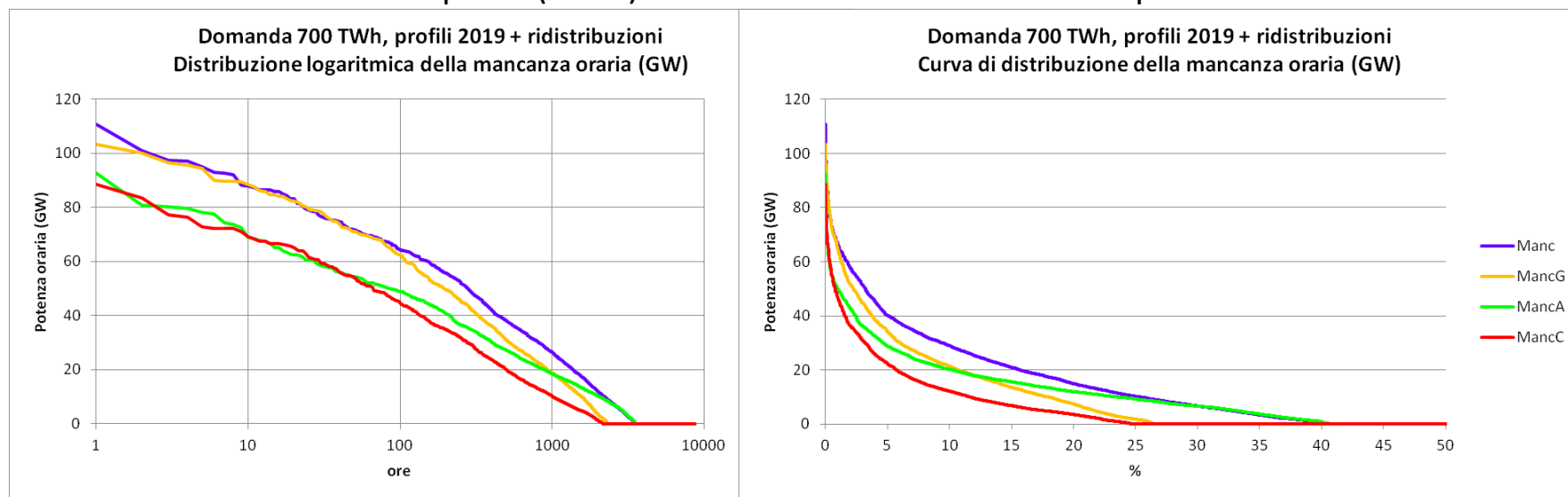
I due grafici riportano lo stesso confronto tra le distribuzioni della mancanza di energia (in GW) dei 4 casi analizzati.

L'asse delle ascisse del grafico di sinistra è logaritmico ed espresso in ore, ciò consente di vedere il numero di ore per cui l'ammanco supera determinati livelli di potenza. Si vede così che nel caso senza redistribuzione (blu) l'ammanco parte da 110 GW (per 1 ora), per 10 ore dell'anno supera i 90 GW e per 100 ore supera i 65 GW. Il grafico di destra mostra che per lo stesso caso si ha un qualche ammanco di energia per il 40% delle ore dell'anno.

La redistribuzione giornaliera (giallo) lascia sostanzialmente immutate le ore con ammanchi superiori ai 60 GW, ma riduce quelle con ammanchi inferiori e le ore con mancanza scendono al 27%.

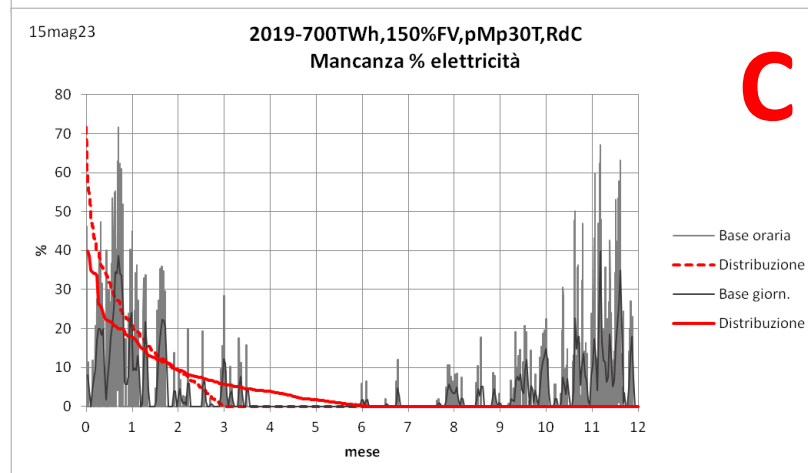
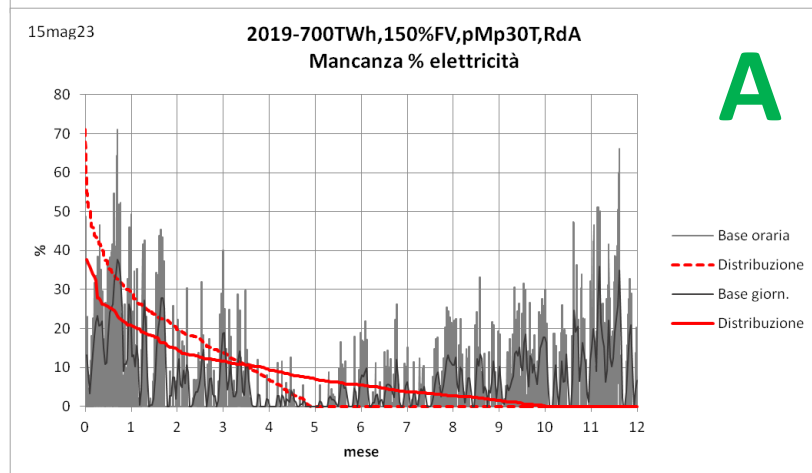
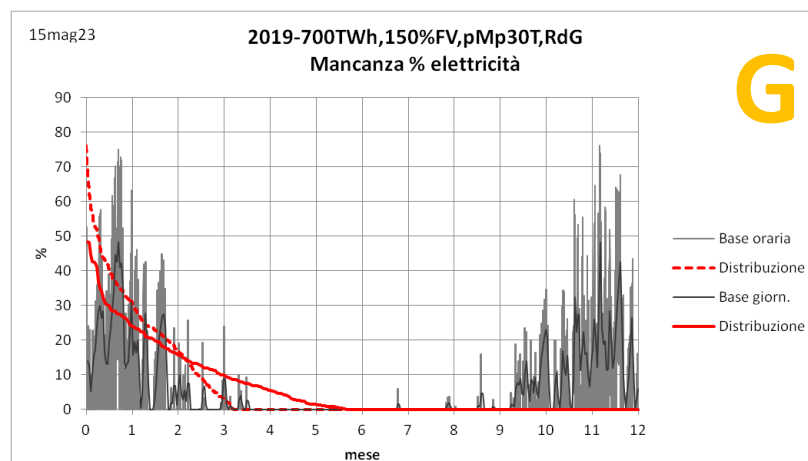
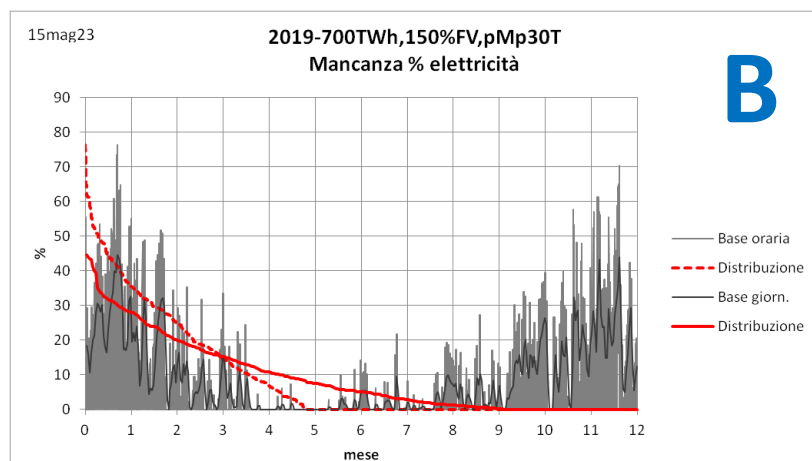
La redistribuzione annuale (verde) abbassa di circa 20 GW la curva della mancanza per la parte iniziale, ma lascia immutata la percentuale complessiva del 40% di ore con qualche carenza.

Infine la redistribuzione composta (rossa) somma le riduzioni delle due precedenti



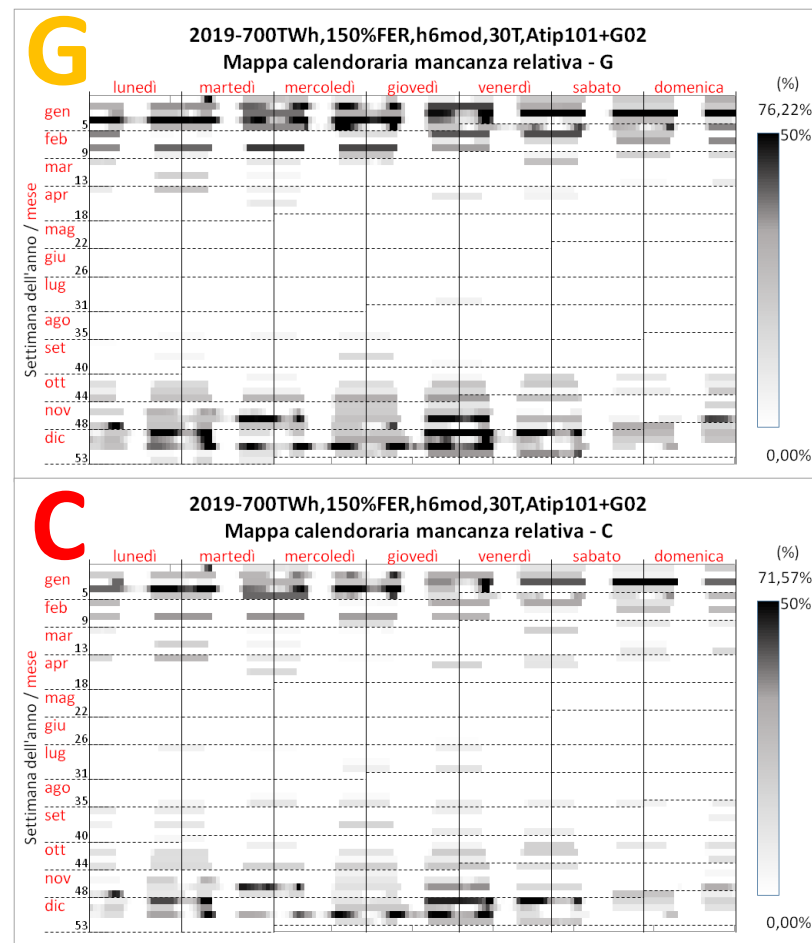
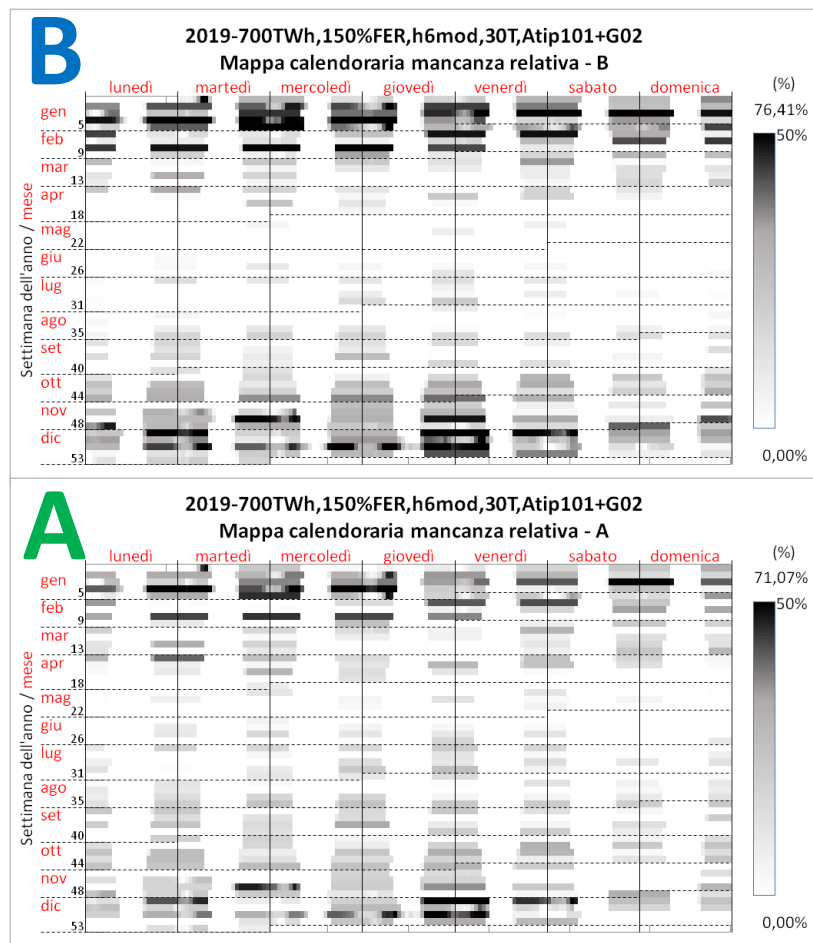
Distribuzione annuale della mancanza percentuale

Vengono riportati gli andamenti annuali della percentuale dell'ammancio rispetto al fabbisogno, sia su base oraria (in grigio), sia giornaliera (in nero) e le relative curve di distribuzione (in rosso)



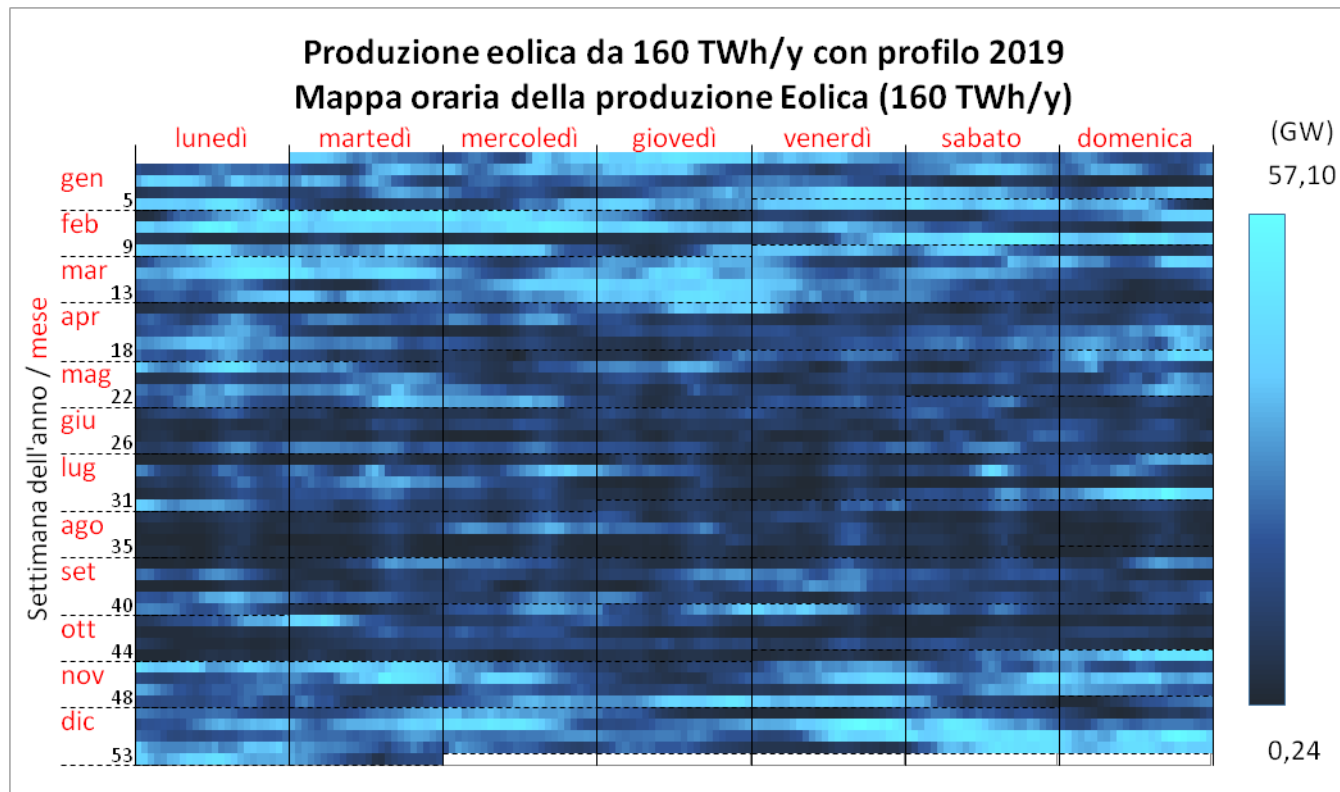
Rappresentazione 2D della mancanza percentuale

Per tutte e 4 le mappe la scala colori è limitata tra 0 e 50% della mancanza rispetto alla domanda ridistribuita. Il massimo di mancanza resta sempre al di sopra del 70%. Le sequenze di tratti scuri notturni nelle settimane invernali evidenziano i vari e lunghi periodi di scarsità di vento.



Mappa della produzione eolica – Il *Dunkelflaute*

La seguente mappa della produzione eolica (secondo il profilo 2019) mette in risalto con colori chiari i periodi di maggior produzione che si concentrano in autunno e inverno. Questi periodi sono però attraversati da strisce scure che evidenziano il ripetersi di lunghi periodi di bonaccia, fenomeno che sta diventando noto internazionalmente con il termine tedesco *Dunkelflaute*.

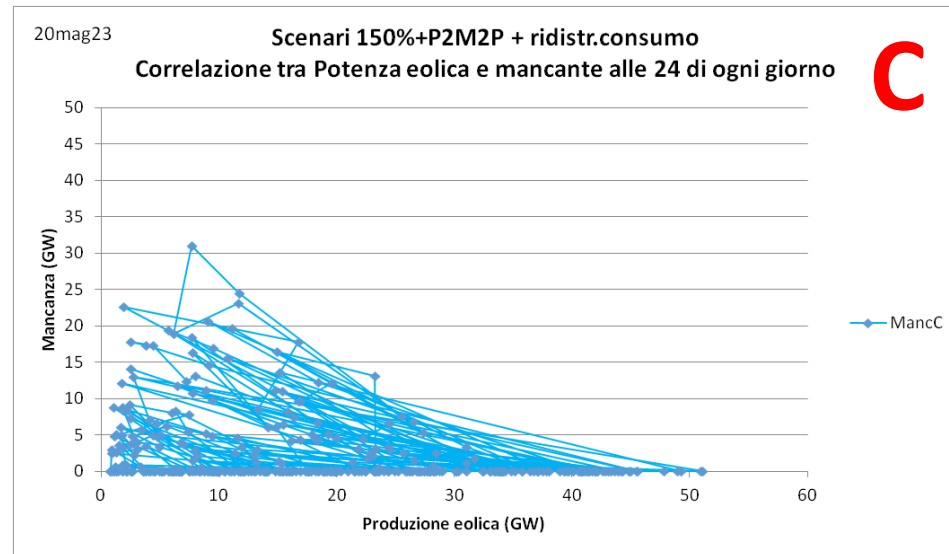
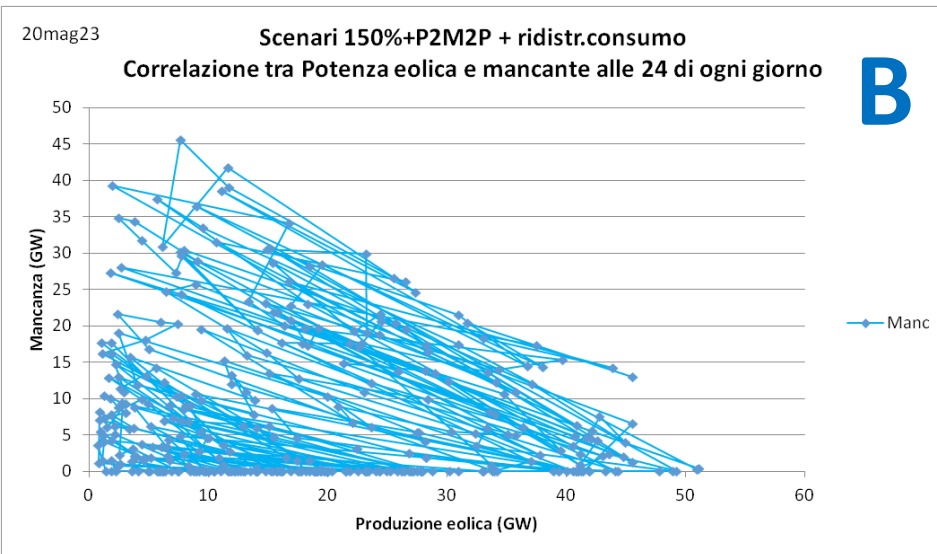


Curiosità. La mappa mette in evidenza anche la regolare brezza pomeridiana estiva

Correlazione tra produzione eolica ed entità mancanza

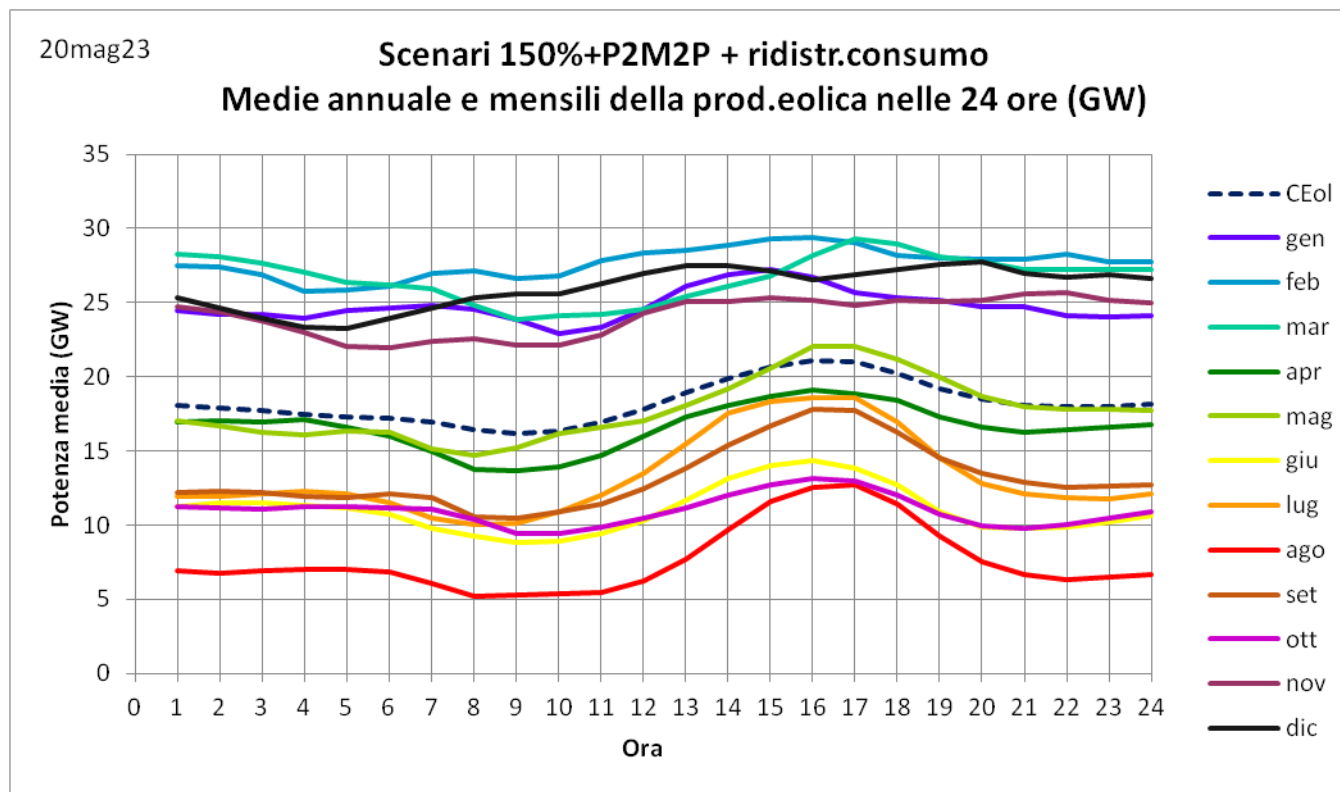
Per mettere maggiormente in evidenza il legame diretto tra i periodi di bassa produzione eolica e quelli di maggior carenza di copertura della domanda i valori di queste quantità, riferiti alla mezzanotte di tutti i 365 giorni dell'anno, sono messi in correlazione nei 2 grafici sottostanti. Quello di sinistra si riferisce allo scenario base e mostra chiaramente le relazioni lineari tra potenza eolica e mancanza, con quest'ultima che registra i valori maggiori quando la produzione eolica è minore.

Lo scenario con ridistribuzione composta (a destra) mostra come man mano che la produzione eolica diminuisce, cala anche l'efficacia dei provvedimenti di ridistribuzione della domanda.



Regimi eolici mensili

Il grafico evidenzia la differenza di intensità dei venti tra mesi invernali ed estivi. I mesi estivi sono anche caratterizzati da un regime di brezza serale.



Conclusioni

Come era facile attendersi, i risultati delle simulazioni hanno mostrato che eventuali ridistribuzioni dei carichi verso le ore del giorno e i periodi dell'anno con maggiore insolazione riducono la quota di fabbisogno scoperto di alcune decine di TWh.

Si è visto inoltre che le due modalità di ridistribuzione, giornaliera e annuale, combinate insieme hanno un effetto complessivo pari all'incirca alla somma di quelli relativi alle singole ridistribuzioni.

Tuttavia, nonostante il cospicuo spostamento della domanda elettrica, le carenze di potenza in alcuni periodi dell'anno varia molto poco, permanendo in quei periodi in cui sia ha una carenza di produzione eolica che si protrae per uno o più giorni.

Un ipotetica gestione del sistema elettrico nazionale che volesse fare affidamento in modo rigoroso sulle sole fonti energetiche non fossili dovrebbe quindi mettere in conto, in aggiunta a politiche di ridistribuzione dei consumi giornaliera (coprifuoco) e annuale (letargo), anche diversi periodi di emergenza energetica da attuare nei periodi di prolungata assenza di vento.

Da tenere sempre presente

Le prospettive di copertura del fabbisogno derivati dalle simulazioni di scenario effettuate fino ad oggi con ScETuR sono da considerarsi solamente teoriche, in quanto derivanti esclusivamente da un confronto numerico tra consumi stimati e produzione energetica che scontano una lunga serie di assunzioni la cui attuabilità pratica deve essere verificata.

In particolare si ricorda che:

- è escluso che potrà essere effettuata una elettrificazione completa dei consumi;
- i 700 TWh di consumo elettrico non tiene conto di tutte le perdite di sistema elettrico (con l'eccezione di quelle di conversione dei sistemi di accumulo) e dei rendimenti degli utilizzatori finali, quindi oltre a presupporre un'azione molto spinta di efficientamento di tutto il sistema, implica di per sé una certa riduzione dei servizi erogati;
- il calcolo degli scambi di energia tra generatori, sistemi di stoccaggio e utilizzatori non tiene conto delle strozzature derivanti dai sistemi di trasporto di elettricità e gas. Ovvero, per quanto riguarda la rete elettrica, questa si suppone costituita da una lastra di rame che garantisce l'interscambiabilità totale e immediata tra ciascun punto del territorio. Un concetto analogo vale per la distribuzione del gas;
- infine vanno fatti altri conti, tra cui quelli in Euro.

Fine