

Stefano Tiribuzi

ScETuR

Scenari Energetici Tutto Rinnovabile

Pisa, 16 luglio 2022

Oggetto e scopo dello studio

Oggetto: analisi del bilancio energetico italiano nell'ipotesi (semplificativa) di un sistema energetico completamente elettrificato e decarbonizzato, basato quindi sull'impiego esclusivo di fonti energetiche rinnovabili (FER)

Scopo: valutare il grado di copertura del fabbisogno energetico per diversi scenari caratterizzati dall'adozione di diversi provvedimenti volti a massimizzare il grado di copertura del fabbisogno

Dati di partenza: valori orari della produzione e consumi elettrici di fonte TERNA; diagramma LLNL del bilancio energetico italiano del 2017; altri dati reperiti su internet

Metodo: elaborazioni e grafici realizzati con Excel, mediante programmi VisualBasic

Anno di riferimento: 2019 (solo per produzione e consumi elettrici)

Contesto dell'iniziativa

Questo studio intende essere un'integrazione al rapporto “La transizione ecologica” messo a punto dai soci dell'Associazione ASPO-Italia e pubblicato ad il 23 marzo 2022 sul suo sito ufficiale:

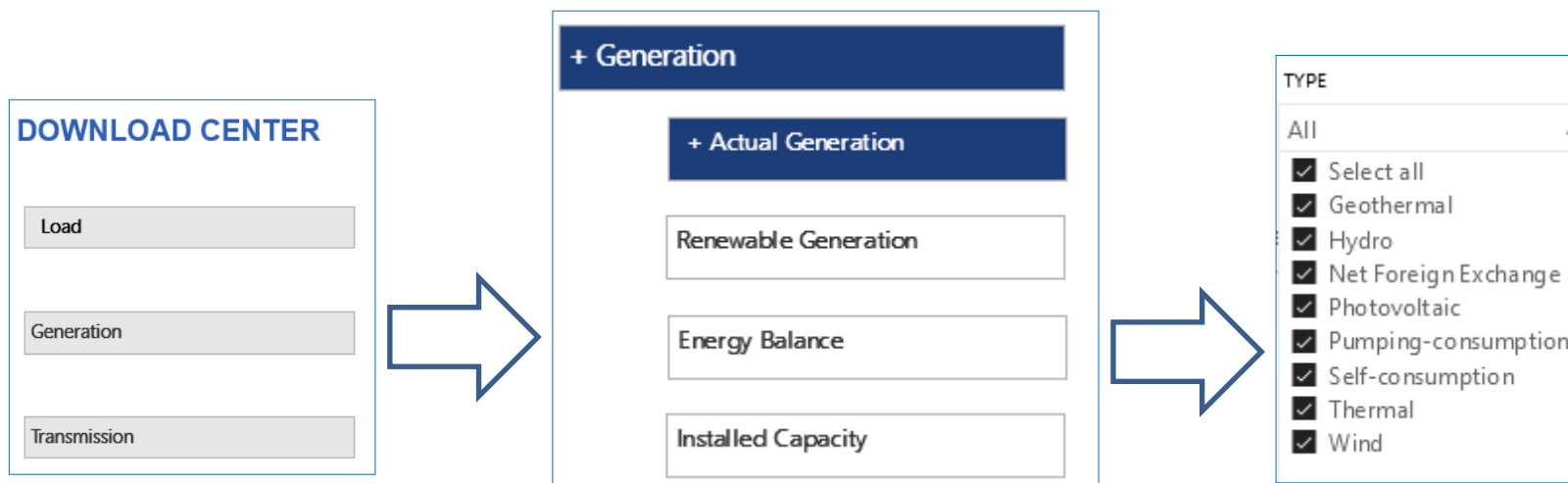
<https://www.aspoitalia.it/index.php/55-uncategorised/387-la-transizione>

In particolare il presente studio riprende l'analisi della praticabilità di una transizione energetica con consumi pro-capite analoghi a quelli registrati nel 2019, focalizzandola sulla sola situazione italiana, ma scendendo in maggior dettaglio sulla scala temporale dei bilanci energetici, che ora vengono analizzati a livello delle singole ore e quindi considerando la variabilità infragiornaliera del fabbisogno e della produzione per tutto l'arco di un intero anno.

Principali fonti: dati TERNA

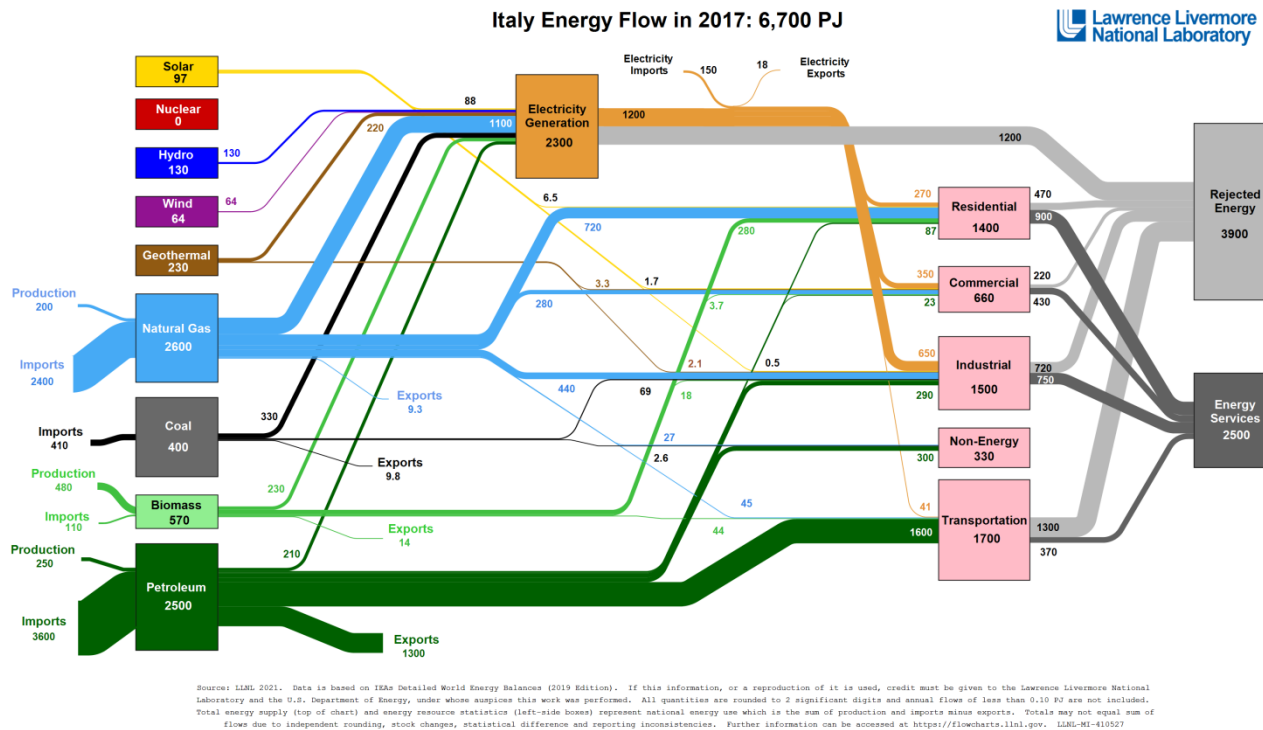
Nel suo portale dedicato alla trasparenza (<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/transparency-report/download-center>), la società TERNA, che gestisce la rete di trasporto ad alta tensione dell'energia elettrica sul territorio italiano, mette a disposizione del pubblico diversi dati relativi alla produzione e consumo di energia elettrica in Italia.

In particolare, seguendo il percorso sotto indicato, si accede ai valori orari delle 8 grandezze elencate nella tabellina a destra.



Principali fonti: dati LLNL

Il Lawrence Livermore National Laboratory (LLNL) produce dei grafici che mostrano i flussi completi di energia di tutti i Paesi. Per quanto riguarda l'Italia il più recente di questi grafici accessibile in rete è quello relativo al 2017:



Rif: https://flowcharts.llnl.gov/content/assets/images/charts/Energy/ENERGY_2017_ITALY.png

Fabbisogno

Determinazione della curva del fabbisogno

Il fabbisogno di energia elettrica viene espresso da una curva annuale dettagliata a livello orario (24 valori al giorno, 8760 all'anno).

Questa curva viene determinata con un procedimento in 2 fasi:

fase 1 - determinazione di un profilo adimensionale che fissa solo la forma dell'andamento temporale per tutte le 8760 ore dell'anno;

fase 2 – quantizzazione in TWh del fabbisogno totale di energia elettrica con cui scalare il profilo di cui sopra.

Determinazione del profilo del fabbisogno

Il profilo complessivo (adimensionale) del fabbisogno viene determinato a partire da 3 componenti:

- già-elettrica**: il profilo dei consumi elettrici dell'anno di riferimento come risulta dalle tabelle di fonte TERNA;
- ex-gas**: un profilo di consumi elettrici sostitutivi degli impieghi attuali del gas naturale diversi da quello di generazione di energia elettrica. Di questi consumi si ricostruisce un profilo annuale su base oraria a partire dai consumi totali mensili (12 valori per l'intero anno) e dagli andamenti tipici orari dei consumi giornalieri nei giorni festivi e feriali;
- ex-petrolio**: questi consumi sono sostanzialmente coincidenti con quelli dei trasporti e per essi viene considerato un profilo piatto, costante per tutte le ore del giorno e per tutti i giorni dell'anno.

Profilo per componente già-elettrica

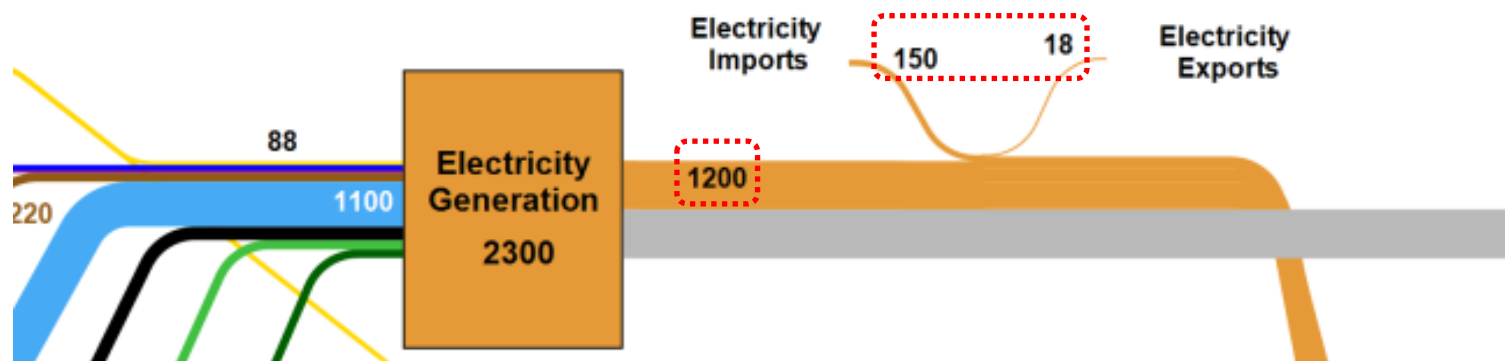
Il profilo annuale per il fabbisogno relativo alla componente già-elettrica viene calcolato sulla base dei dati orari del 2019, sommando per ogni ora dell'anno i valori delle 8 “Energy Source” riportati nel seguente file scaricabile dal sito TERNA.

Date	Energy Balance [GWh]	Energy Source
1/1/2019 12.00.00 AM	0,67	Geothermal
1/1/2019 12.00.00 AM	2,06	Hydro
1/1/2019 12.00.00 AM	1,44	Net Foreign Exchange
1/1/2019 12.00.00 AM	0,00	Photovoltaic
1/1/2019 12.00.00 AM	-0,03	Pumping-consumption
1/1/2019 12.00.00 AM	1,58	Self-consumption
1/1/2019 12.00.00 AM	13,35	Thermal
1/1/2019 12.00.00 AM	5,10	Wind
1/1/2019 1.00.00 AM	0,67	Geothermal
1/1/2019 1.00.00 AM	1,75	Hydro
...	...	...

Fabbisogno per componente già-elettrica

Il fabbisogno annuale per la componente già-elettrica è stato stabilito sulla base dei valori riportati nel grafico LLNL per l'Italia riferito al 2017.

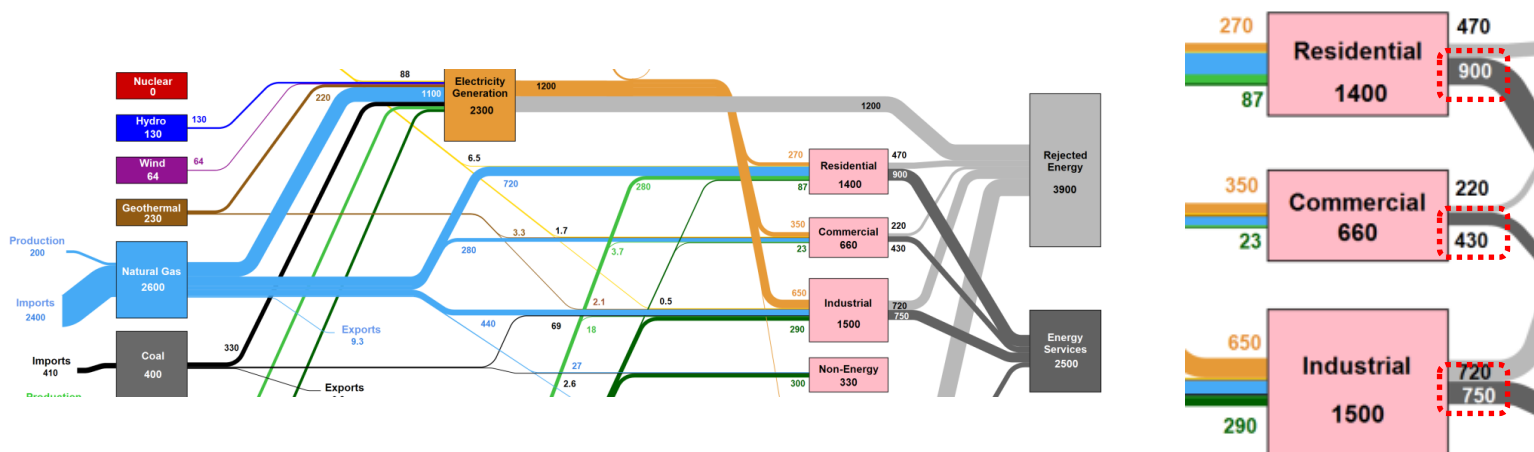
Italy Energy Flow in 2017: 6,700 PJ



In particolare, ai 1200 PJ di energia elettrica prodotti in Italia, sono stati aggiunti i 132 PJ dello sbilancio import/export, per un totale di 1332 PJ, pari a 370 TWh

Fabbisogno per componente ex-gas (1)

Il fabbisogno annuale per la componente ex-gas è stato stabilito sulla base dei valori riportati nel grafico LLNL per l'Italia riferito al 2017, tenendo conto solo degli impieghi diversi da quello di produzione elettrica e solo per la quota parte di energia effettivamente utilizzata, ovvero contabilizzata come “Energy Services”.

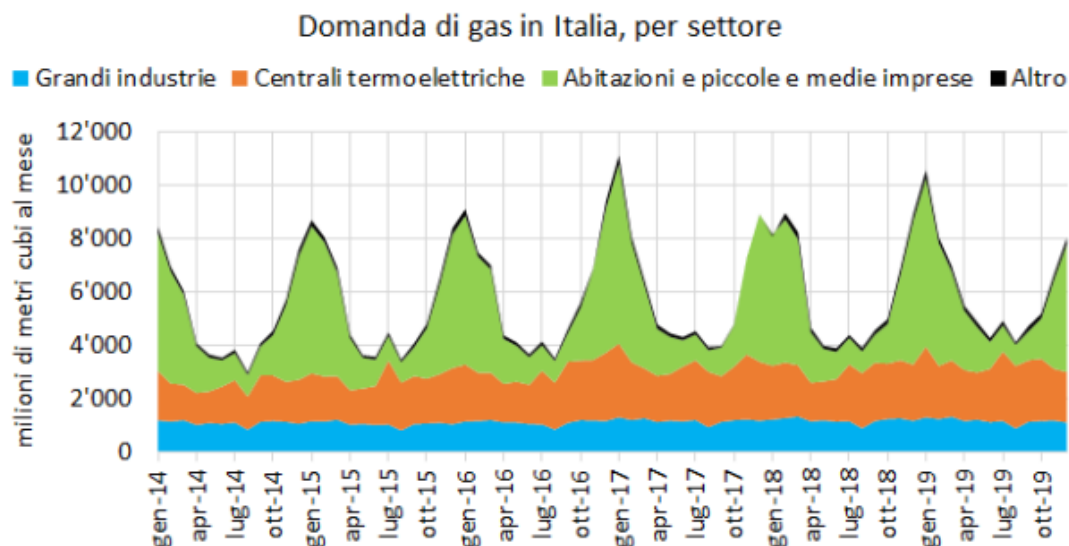


In particolare, i 900 PJ e i 430 PJ di impieghi nei settori “Residential” e “Commercial” sono stati considerati come “domanda abitativa” per un totale di 1330 PJ pari a 370 TWh.

La componente utile industriale ammonta invece a 750 PJ, cioè 210 TWh.

Fabbisogno per componente ex-gas (2)

I valori annuali dei 2 settori in cui sono stati accorpati i consumi di gas sono stati ripartiti sulla base dei consumi mensili desunti dal seguente grafico:



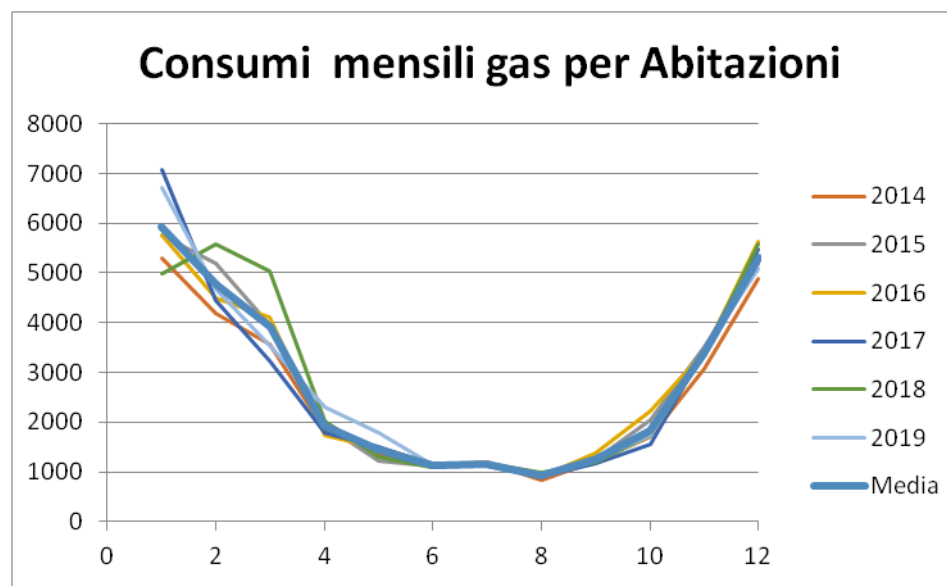
Rif.: <https://opzioneverde.com/2020/07/28/perche-il-prezzo-del-gas-scende-in-estate/>

Il settore **grandi industrie** (azzurro) ha un consumo abbastanza costante. Meno costante è quello **termoelettrico** (nocciola), ma non viene considerato nella componente ex-gas. Il settore più importante, **abitazioni e PMI** (verde), è la componente principale e presenta una grande differenza tra mesi estivi e invernali.

Fabbisogno per componente ex-gas (3)

Il settore Abitazioni e PMI è quello che presenta la massima differenza tra mesi invernali e mesi estivi. Gli andamenti relativi agli anni 2014-19 desunti dal grafico precedente sono rappresentati nel seguente grafico e mostrano che i consumi invernali sono circa 6 volte superiori a quelli estivi.

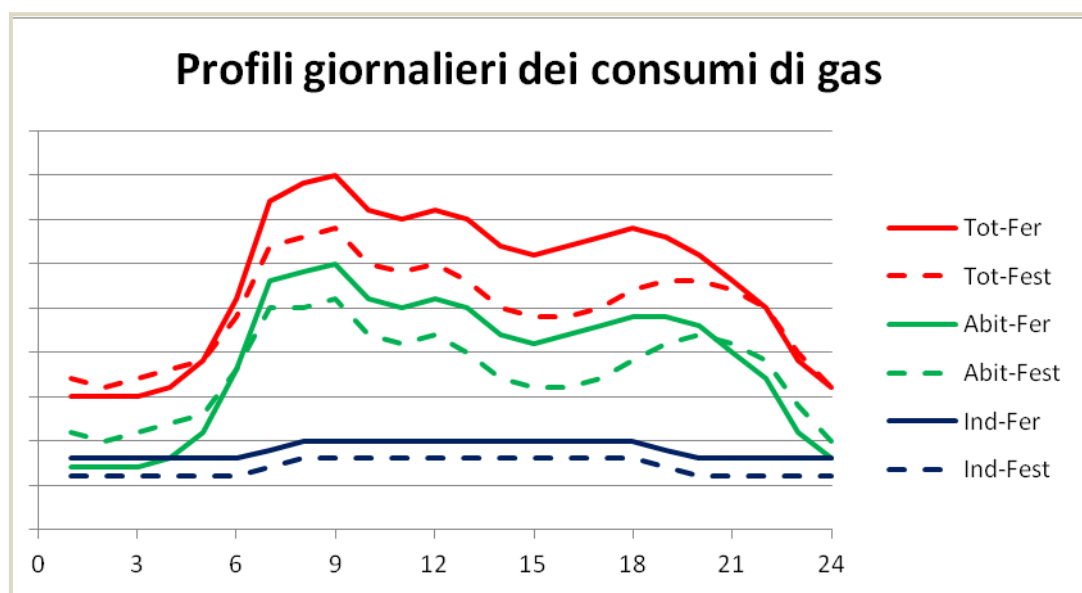
Per la simulazione degli scenari di questo studio è stato considerato l'andamento medio dei consumi mensili di questi 6 anni.



Fabbisogno per componente ex-gas (4)

La distribuzione oraria dei consumi elettrici sostitutivi dei consumi di gas è stata modulata separatamente per le componenti abitativa e industriale in base ai profili giornalieri adimensionali mostrati qui sotto.

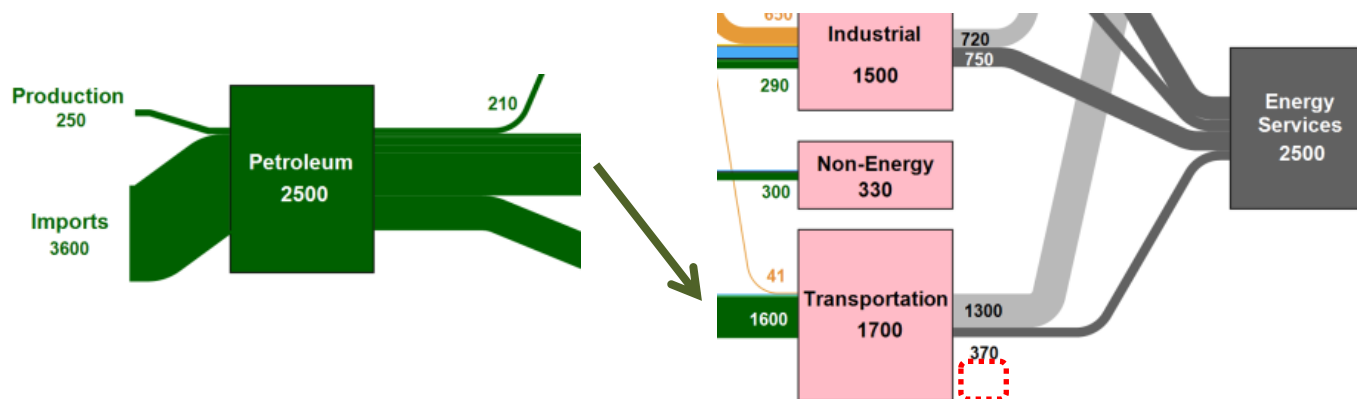
Inoltre i profili giornalieri dei giorni feriali sono stati differenziati da quelli dei giorni festivi, ovvero tutti i sabati e le domeniche, escluse le festività infrasettimanali.



I profili rossi sono ricavati dalle prime 2 giornate (festiva e feriale) della fig.7 del rif.: https://www.hrwallingford.com.cn/sites/default/files/2021-08/so-027-ita_simon-gas-r3.pdf

Fabbisogno per componente ex-petrolio (1)

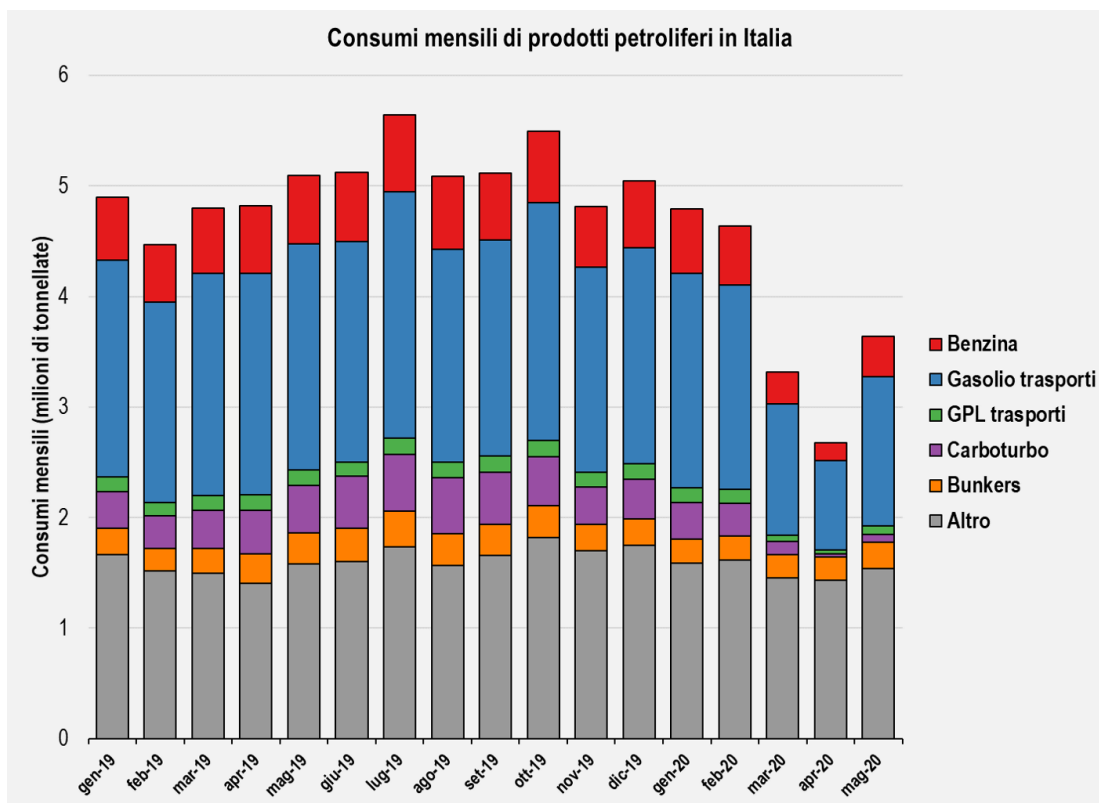
La componente principale dei consumi non inclusa negli usi già-elettrici ed ex-gas considerati precedentemente è quella del petrolio impiegato nei trasporti.



Nella prospettiva di una completa elettrificazione dei trasporti si è supposto che il fabbisogno elettrico necessario alla compensazione del petrolio utilizzato nel trasporto sia pari alla piccola frazione che nel diagramma LLNL finisce nel box “Energy Services”, ovvero 370 PJ, pari a 100 TWh.

Questa ipotesi trascura le perdite comunque presenti anche in un veicolo elettrico, supponendo che siano compensate da un progressivo miglioramento dell’efficienza e da una riduzione del traffico. Non si tiene conto inoltre dei mezzi di trasporto che continueranno ad impiegare fossili: navi, TIR, macchinario agricolo, aerei, ecc.

Fabbisogno per componente ex-petrolio (2)



Il diagramma a fianco mostra che, a parte il brusco calo seguito allo scoppio dell'epidemia da Covid in Italia, il consumo di prodotti petroliferi è all'incirca costante nel corso dell'anno.

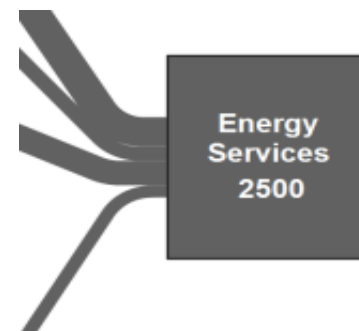
Rif. <http://www.raccontadati.it/2020/06/gli-effetti-del-lockdown-sui-consumi-energetici-in-italia/>

Pertanto il profilo dei consumi elettrici per trasporto è stato assunto costante senza distinzione di mesi dell'anno o di ore del giorno.

Determinazione dell'entità del fabbisogno

Il profilo adimensionale del fabbisogno complessivo ottenuto mediante la media pesata delle 3 componenti (già-elettrica, ex-gas ed ex-petrolio) viene scalato in modo che l'integrale annuale eguagli un valore imposto.

Per il presente studio è stato fissato un valore totale annuale del fabbisogno totale di energia elettrica pari all'energia finale da qualsiasi fonte ("Energy Services") consumata in Italia nell'anno 2017 come risulta dal grafico del LLNL. Questa energia ammonta a 2500 PJ, pari a **700 TWh**.

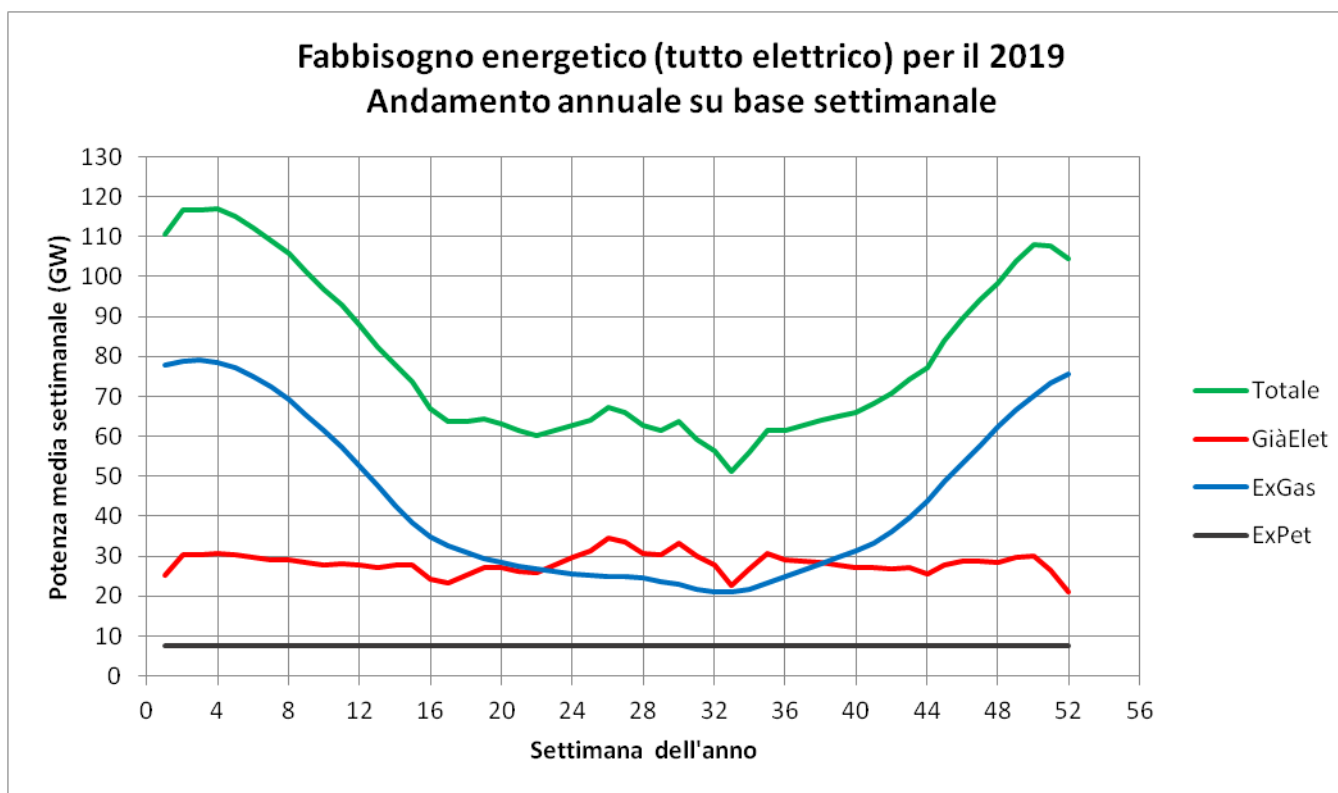


Considerando l'attuale popolazione italiana di 60 milioni di abitanti, i 700 TWh corrisponderebbero ad una potenza continua di 80 GW, ovvero 1,33 kW/ab. Questo valore, essendo pari solo a 2/3 dei 2000 W del famoso piano energetico svizzero, sconterebbe in partenza gli effetti di un cospicuo piano di razionalizzazione ed efficientamento degli impieghi energetici.

Va infine segnalato che i 700 TWh considerati sono leggermente più contenuti dei 780 TWh (arrotondati poi a 800 TWh) stimati nel rapporto ASPO-Italia per la transizione ecologica, ma eccedono i 535 TWh (=100 Mtep) di energia primaria attesa al 2050 nella I-LTS (Italian Long Term Strategy).

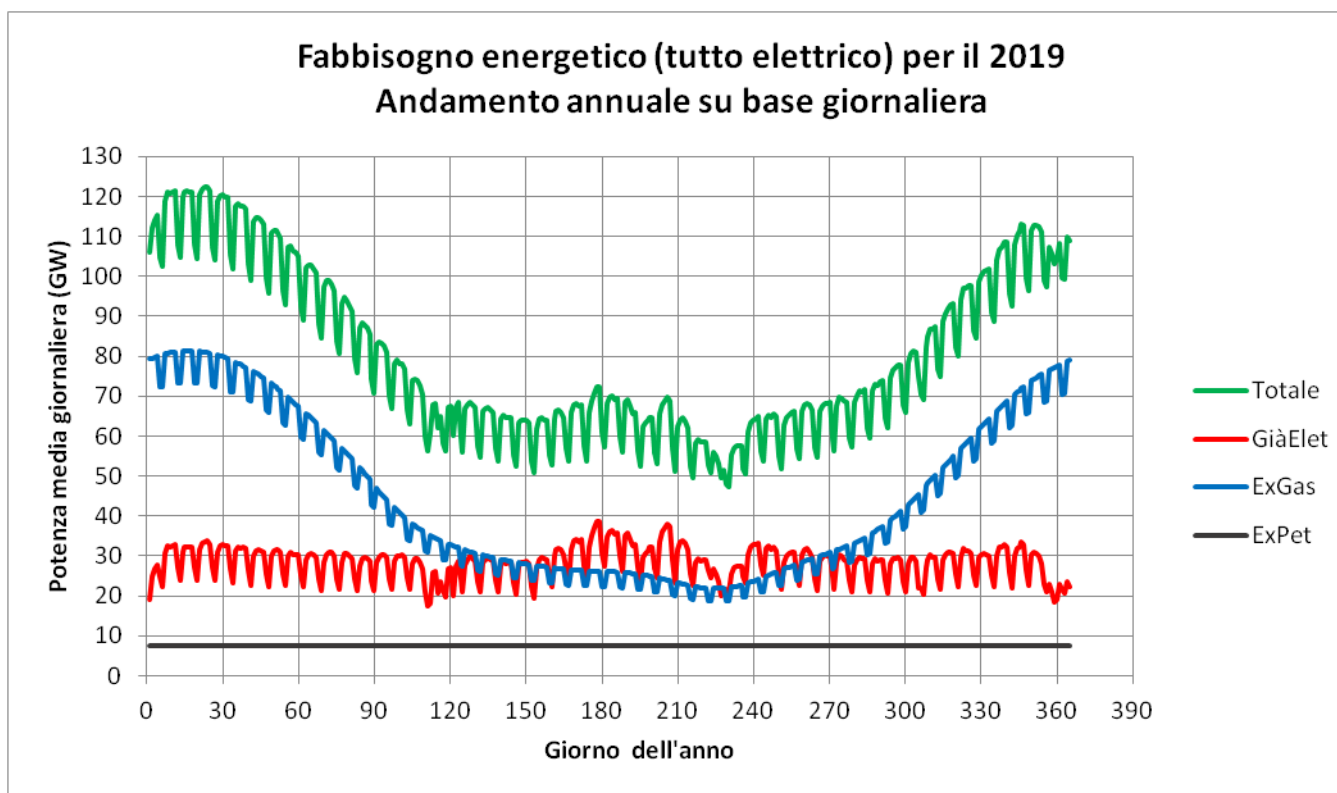
Curve annuali del fabbisogno

In definitiva mettendo insieme le 3 componenti considerate (già-elettrico, ex-gas ed ex-petrolio) e riscalando i loro profili in base al valore complessivo di 700 TWh si ottengono le seguenti curve annuali di fabbisogno di potenza elettrica calcolate su base settimanale.



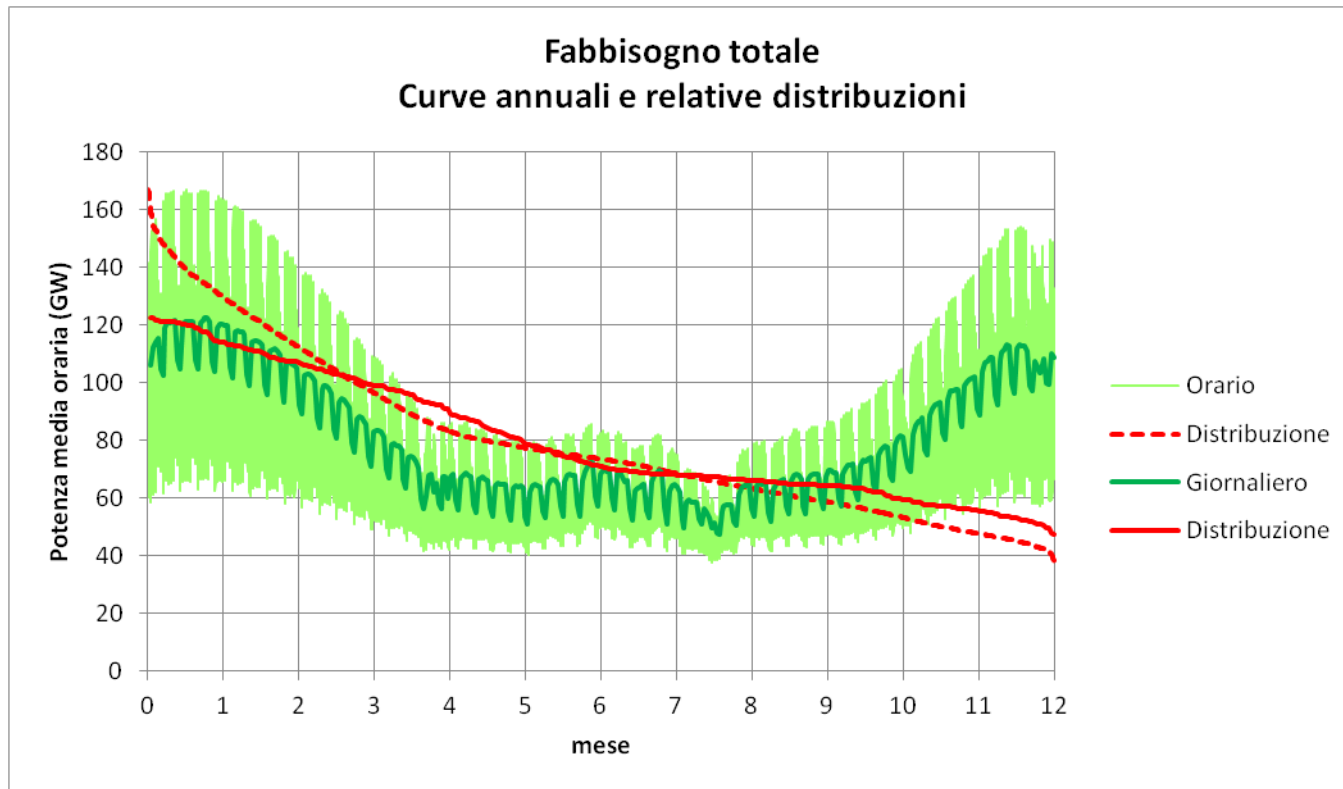
Curve annuali su base giornaliera

Su base giornaliera le curve del fabbisogno hanno gli andamenti mostrati nel seguente grafico.



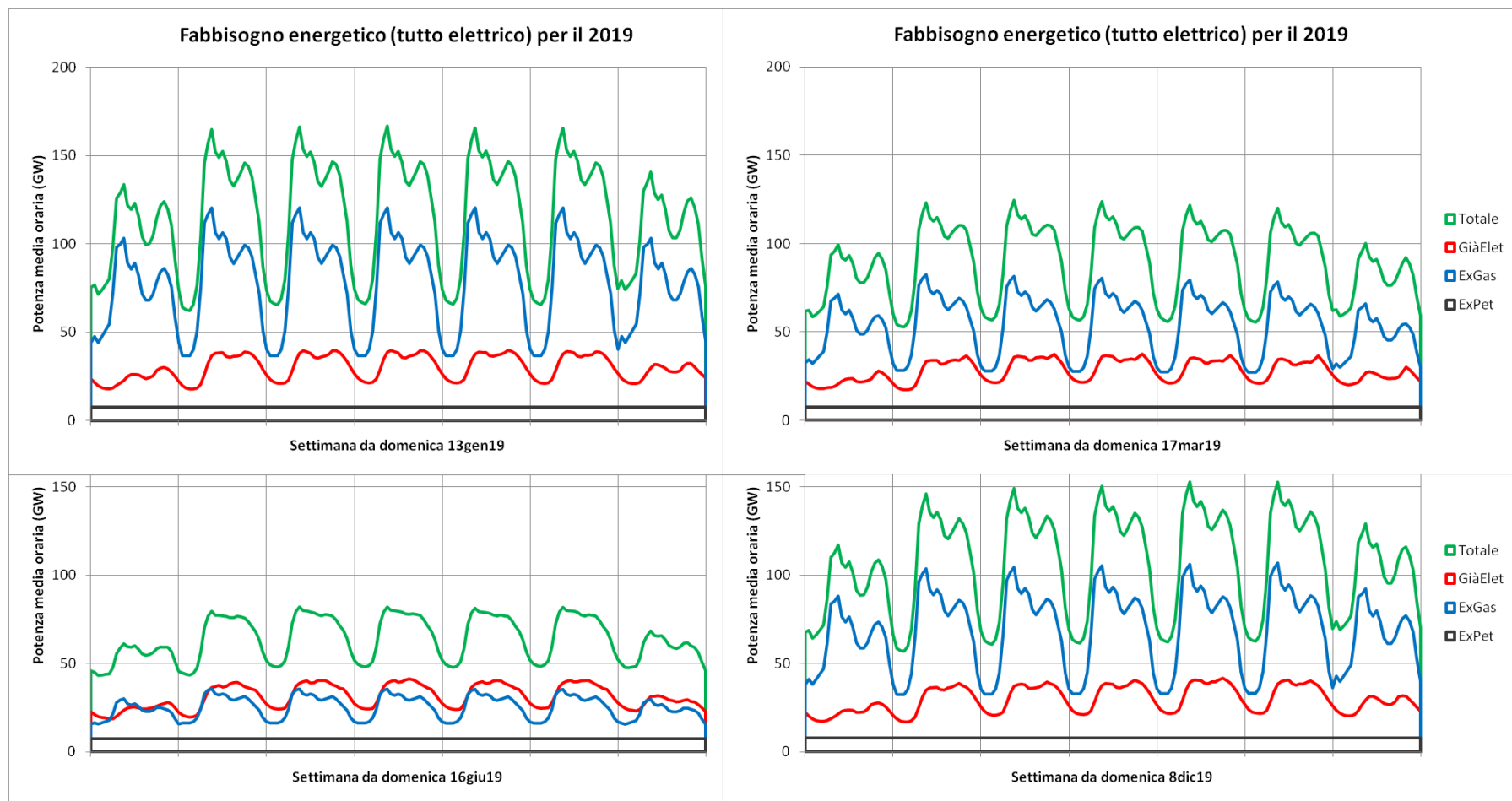
Distribuzione su base oraria e giornaliera

Andamenti annuali delle curve del fabbisogno calcolate su base oraria e giornaliera e relative distribuzioni. La distribuzione oraria (curva rossa tratteggiata) spazia da 150 a 38 GW, quella giornaliera (curva rossa continua) da 120 a 43 GW.



Curve settimanali di fabbisogno su base oraria

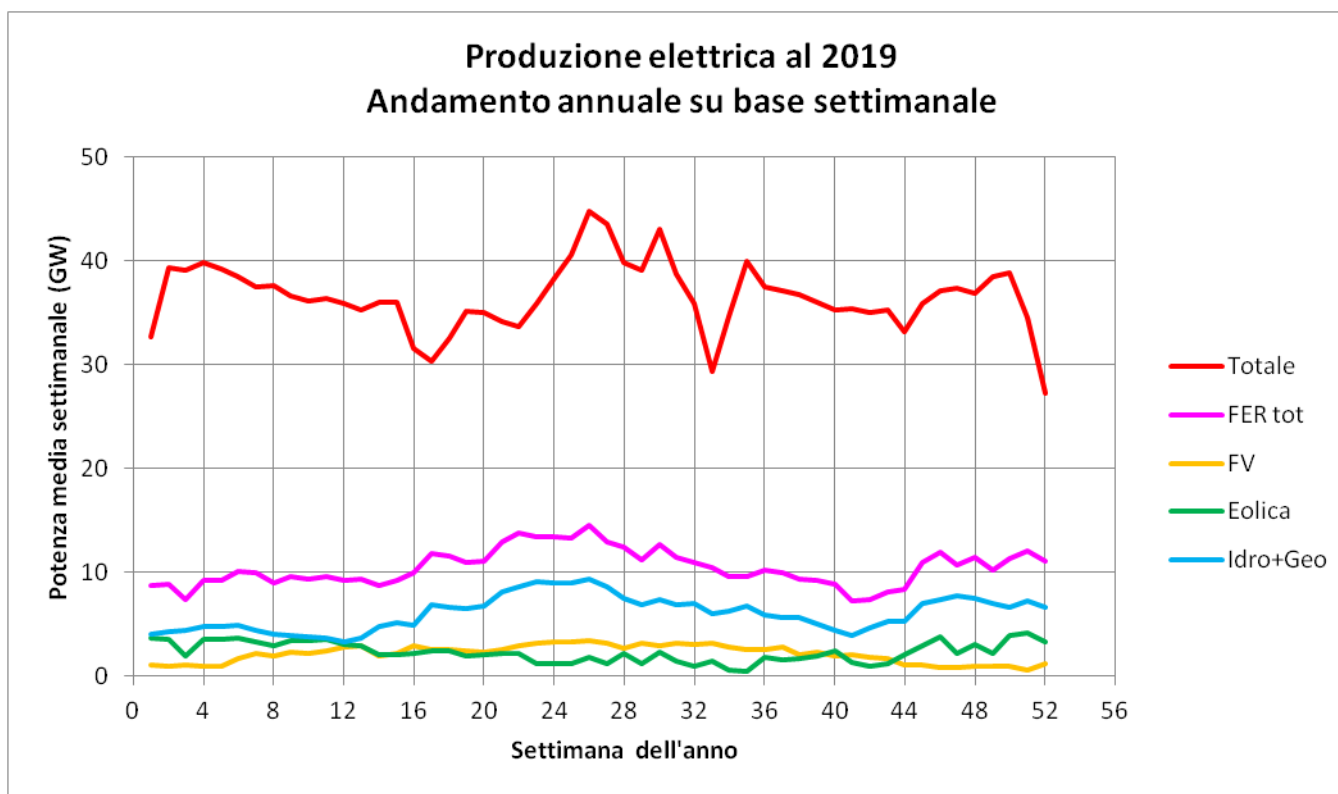
Per le 4 settimane all'anno analizzate in dettaglio.



Produzione

Curve di produzione elettrica 2019

I dati TERNA di produzione relativi al 2019 mostrano i seguenti andamenti dei valori mediati a livello settimanale, della potenza totale erogata al sistema elettrico italiano nel 2019, e delle componenti FER considerate nel presente studio.



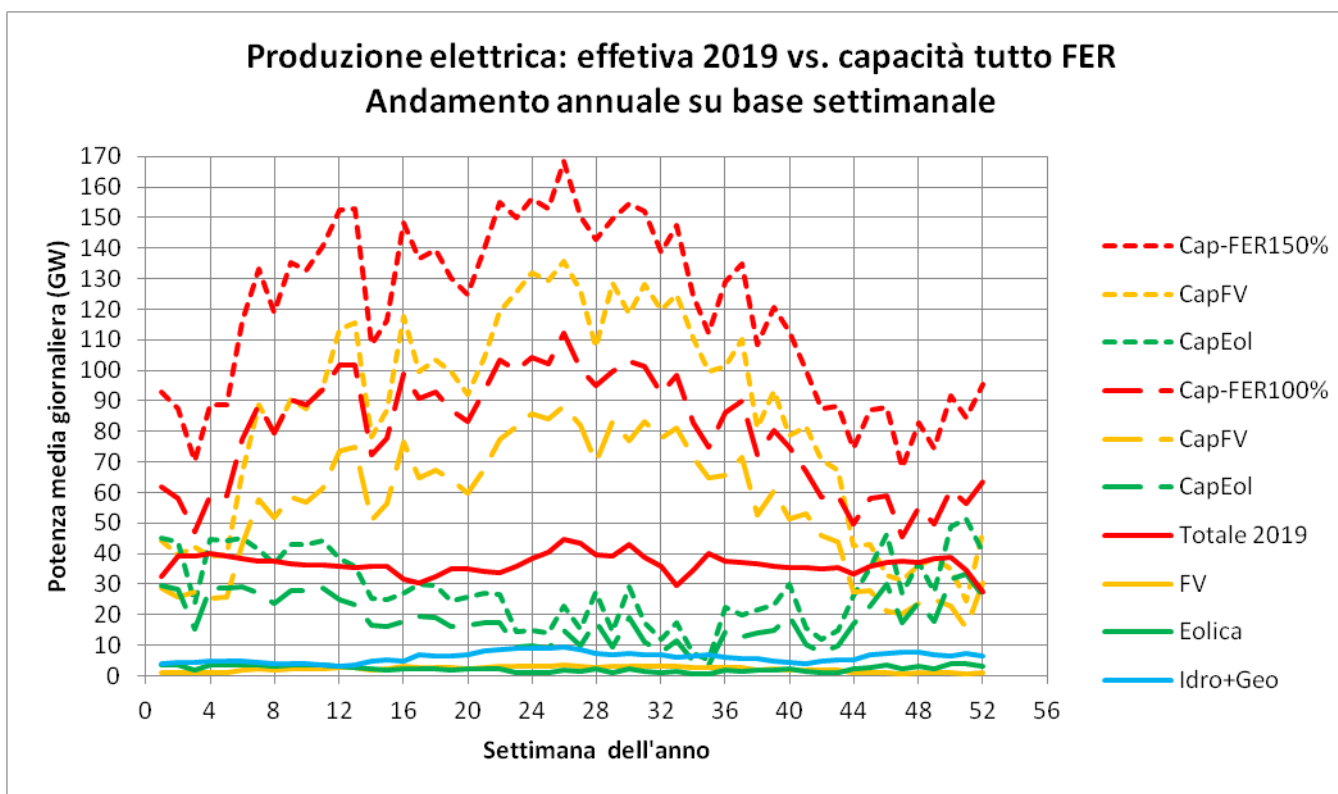
Produzione elettrica tutto FER - Criteri

Per ricavare la curva di capacità produttiva FER da confrontare con il fabbisogno di un sistema tutto rinnovabile, sono stati applicati i seguenti criteri:

- l'incremento di capacità produttiva FER è stato ottenuto immaginando di potenziare le sole fonti **eolica** e **fotovoltaica**, mantenendo gli stessi profili di produzione del 2019, ma scalandoli in modo che la capacità produttiva complessiva delle fonti FER considerate eguali (100%) o superiori (150%) il fabbisogno annuale stimato;
la capacità di produzione **eolica** è stata fissata al 25% della somma delle capacità complessiva da fonte eolica e FV;
- la capacità **idroelettrica** e **geotermica**, è rimasta immutata, con lo stesso profilo del 2019, non essendo prevedibili significativi incrementi della produzione da queste fonti;
- la **biomassa** non viene considerata negli scenari simulati, in quanto il suo impiego è molto simile a quello delle fonti fossili, mentre lo scopo del presente studio è di mettere in evidenza le carenze di copertura derivanti dal ricorso quasi esclusivo a fonti energetiche non programmabili. La biomassa resta inclusa tra le opzioni finali per ridurre questa carenza residua di copertura del fabbisogno.

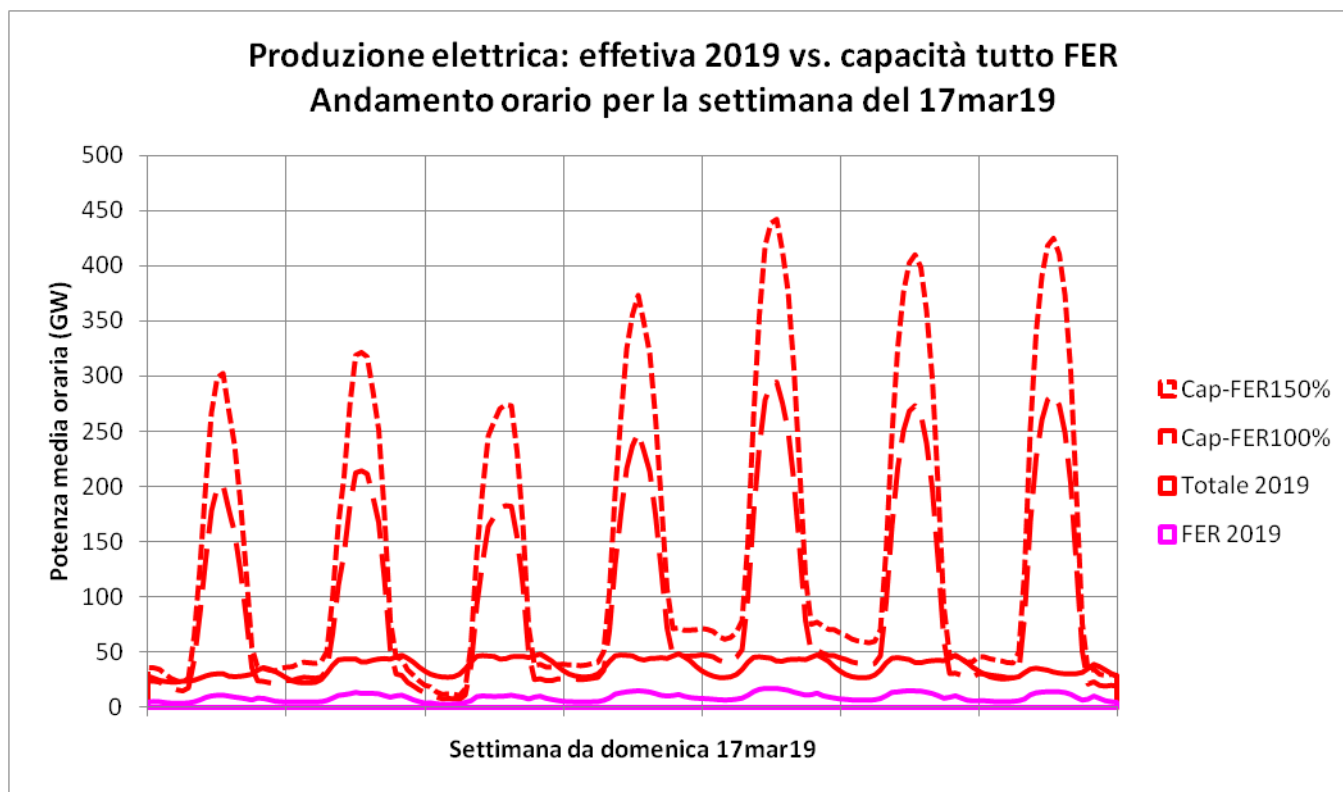
Curve di produzione elettrica tutto FER

Gli andamenti su base settimanale della capacità di produzione elettrica negli scenari tutto rinnovabile (100%FER e 150%FER) sono mostrati qui sotto (curve tratteggiate) mettendoli in confronto con quelli del 2019 (curve continue):



Andamento orario per settimana riferimento

Gli andamenti a livello orario delle capacità produttive tutto FER per i due livelli produzione considerati vengono mostrati qui sotto solo per la settimana presa a riferimento.



Scenari

Scenari energetici simulati

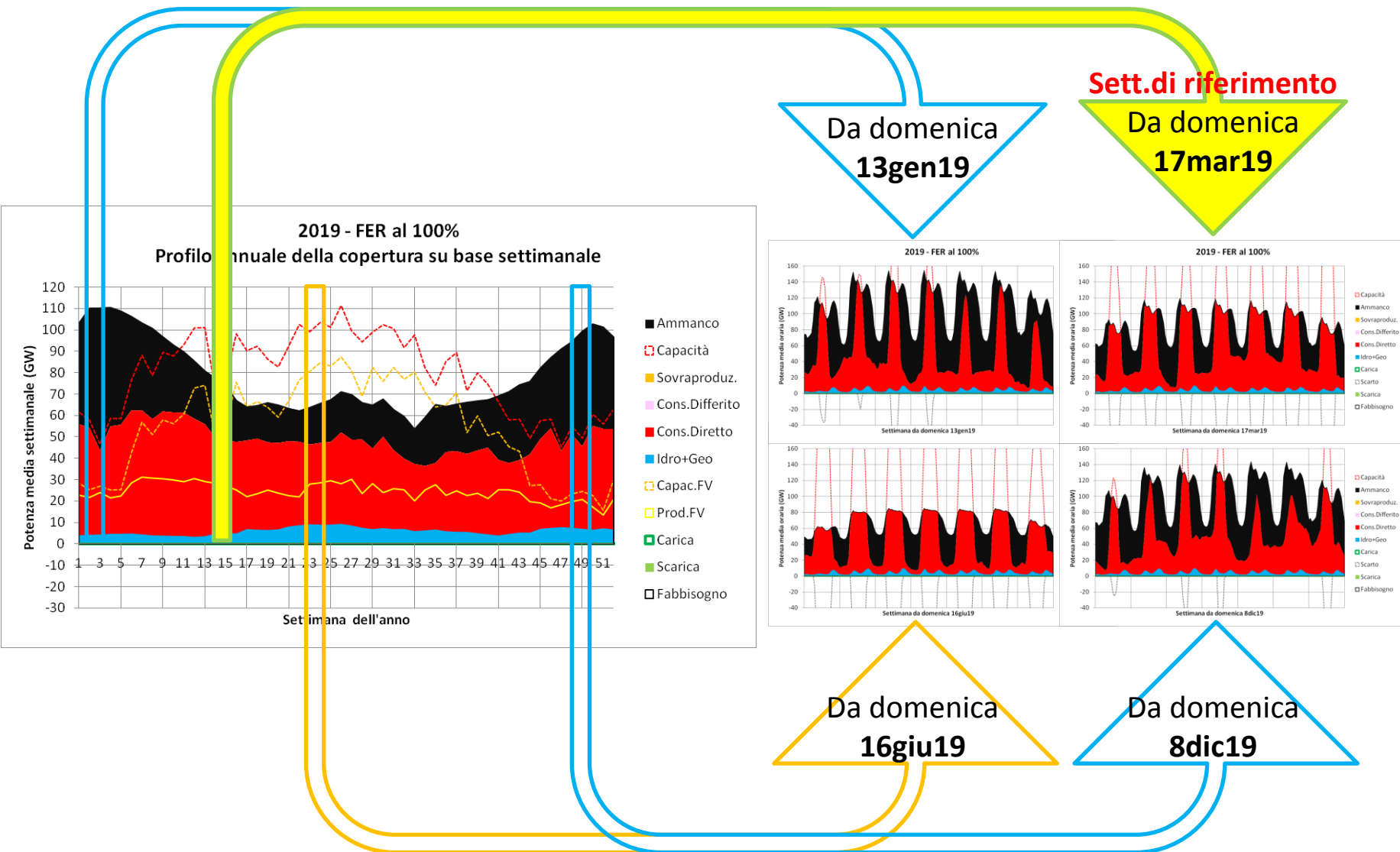
La tabella seguente riporta i 5 scenari energetici simulati.

Le varianti che li differenziano riguardano:

- la **capacità FER installata**, rapportata al fabbisogno elettrico utile del 2019;
- la **capacità di accumulo**, espressa come numero di ore di accumulo della potenza media costante corrispondente al fabbisogno di cui sopra;
- attivazione di una **strategia di modulazione**, cioè di riduzione anticipata dell'erogazione diurna allo scopo di caricare l'accumulo per la notte;
- **interconnessione est-ovest**, espressa in fusi orari medi coinvolti a est e a ovest.

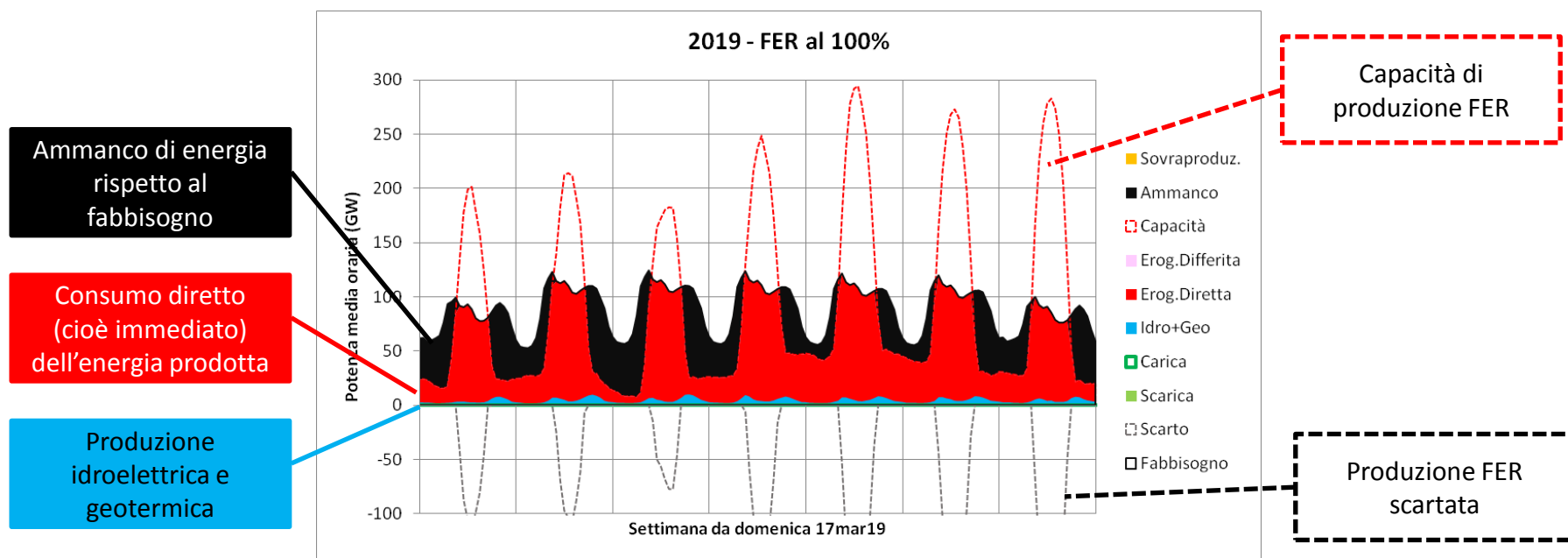
N.	Sigla estesa	Sigla abbrev.	Cap.FER	Accumulo	Modulaz.	Interconn.
1	100%FER	100%	100%	Nessuno	Nessuna	Nessuna
2	100%FER+acc6h	100%6h	100%	6 ore	Nessuna	Nessuna
3	100%FER+acc6h+Modul	100%6hM	100%	6 ore	Sì	Nessuna
4	150%FER+acc6h+Modul	150%6hM	150%	6 ore	Sì	Nessuna
5	150%FER+acc6h+Modul+1fuso	150%6hM1f	150%	6 ore	Sì	Sì, +1 fuso

Le 4 settimane dettagliate su base oraria

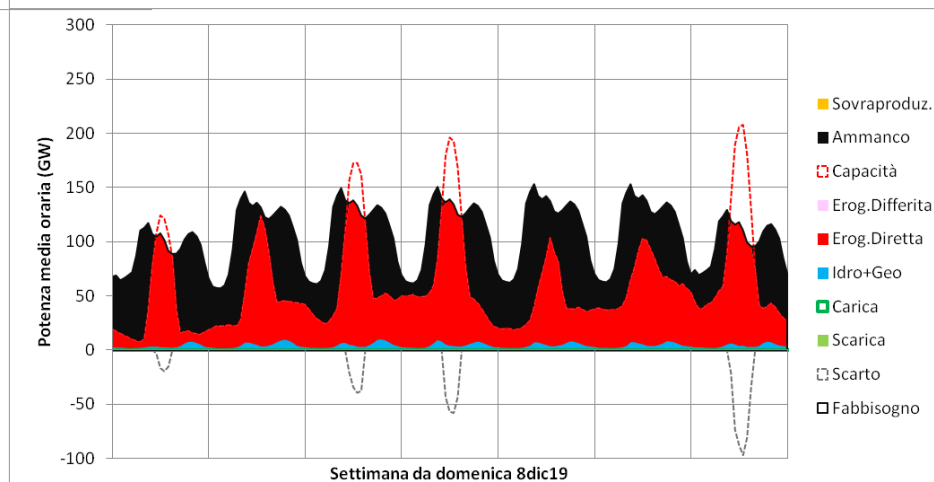
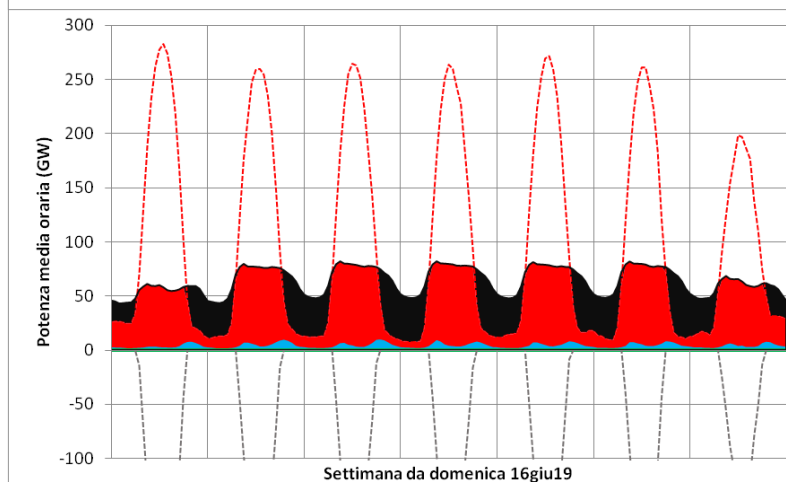
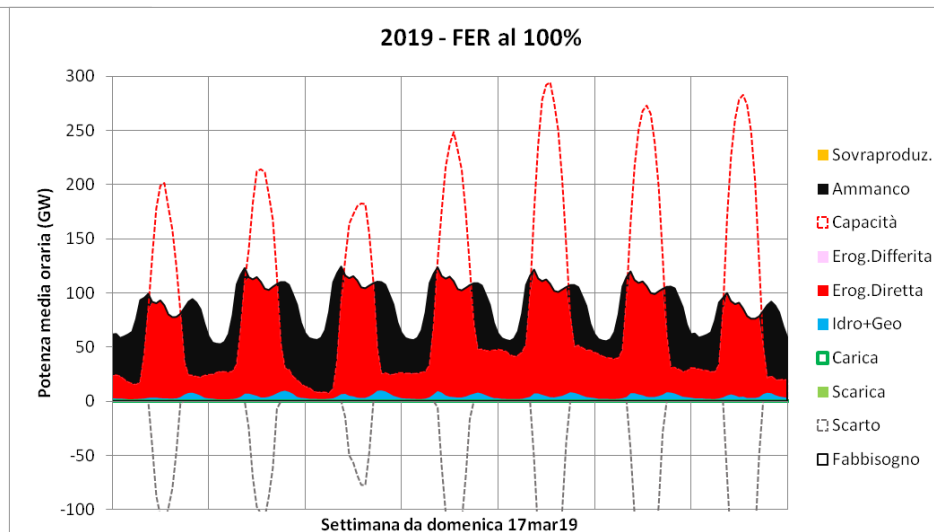
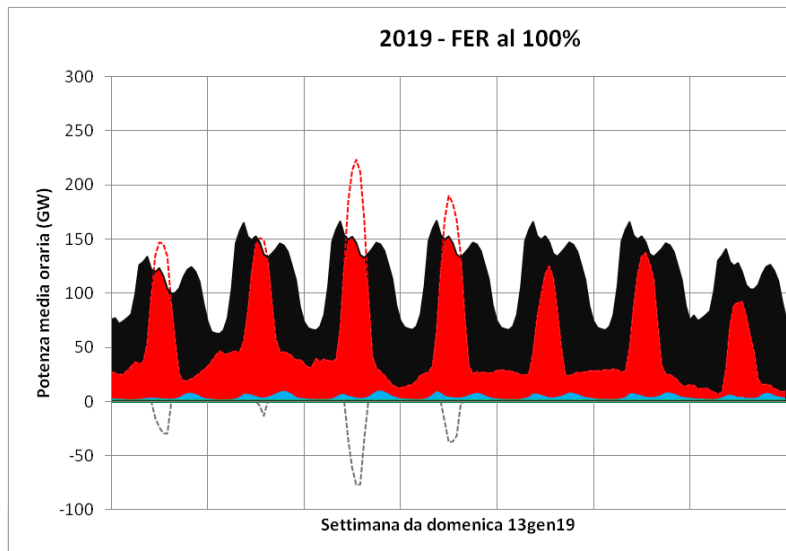


Scenario 1: 100%FER

Come facilmente intuibile, lo scenario base (100%FER), ovvero la sola disponibilità di impianti FER capaci di produrre nell'arco dell'intero 2019 una quantità di energia elettrica pari al fabbisogno totale, lascia insoddisfatta gran parte della richiesta notturna di energia. Allo stesso tempo buona parte dell'energia prodotta di giorno viene persa. Ciò è messo in evidenza dal seguente grafico di una settimana di marzo, mese di media insolazione ed alta intensità ventosa.



Scenario 1: 100%FER

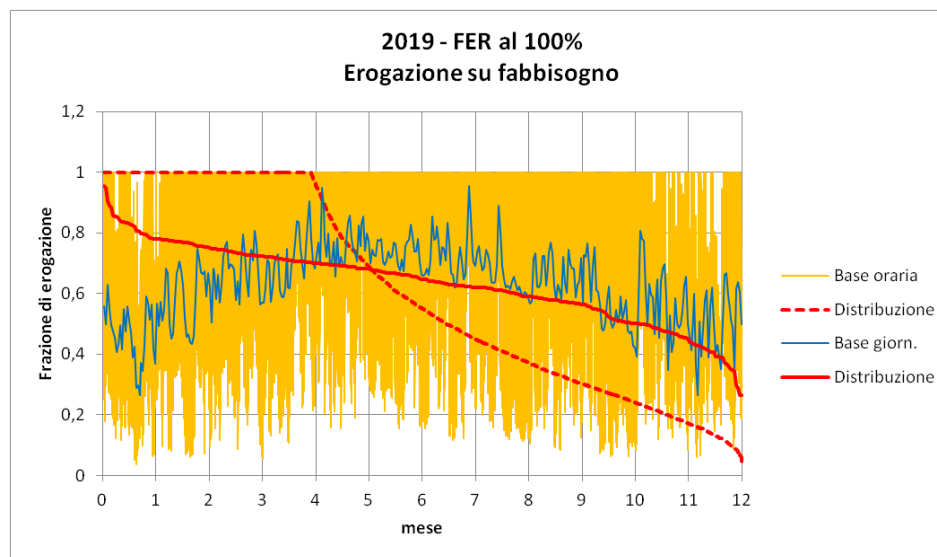


Scenario 1: 100%FER

Il grado di copertura del fabbisogno varia nel corso dell'anno nel modo mostrato dal seguente grafico.

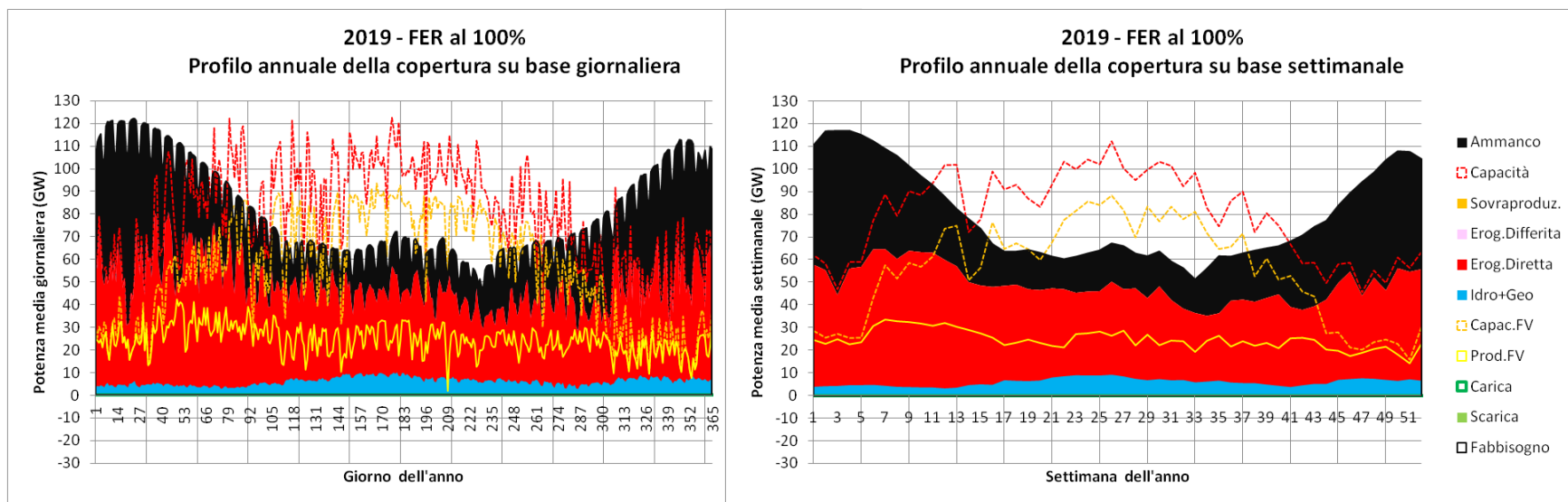
La curva gialla rappresenta il grado di copertura su base oraria lungo i 12 mesi dell'anno. La curva rossa tratteggiata ne rappresenta la distribuzione (ovvero la curva di durata) e mostra che la piena copertura del fabbisogno si otterrebbe solo per un terzo delle ore.

Il bilancio su base giornaliera (curva blu e rossa continua) mostra invece che il fabbisogno giornaliero non verrebbe coperto in nessuna giornata dell'anno.



Scenario 1: 100%FER

Il grado di copertura del fabbisogno varia nel corso dell'anno nel modo mostrato dai seguenti due grafici dove i bilanci sono calcolati rispettivamente su base giornaliera e settimanale.



Scenario 2: **100%FER+acc6h**

Lo scenario 100%FER mostra come sia indispensabile abbinare alla produzione FER una adeguata capacità di accumulo che consenta di differire di qualche ora il consumo di parte del surplus di energia producibile durante il giorno.

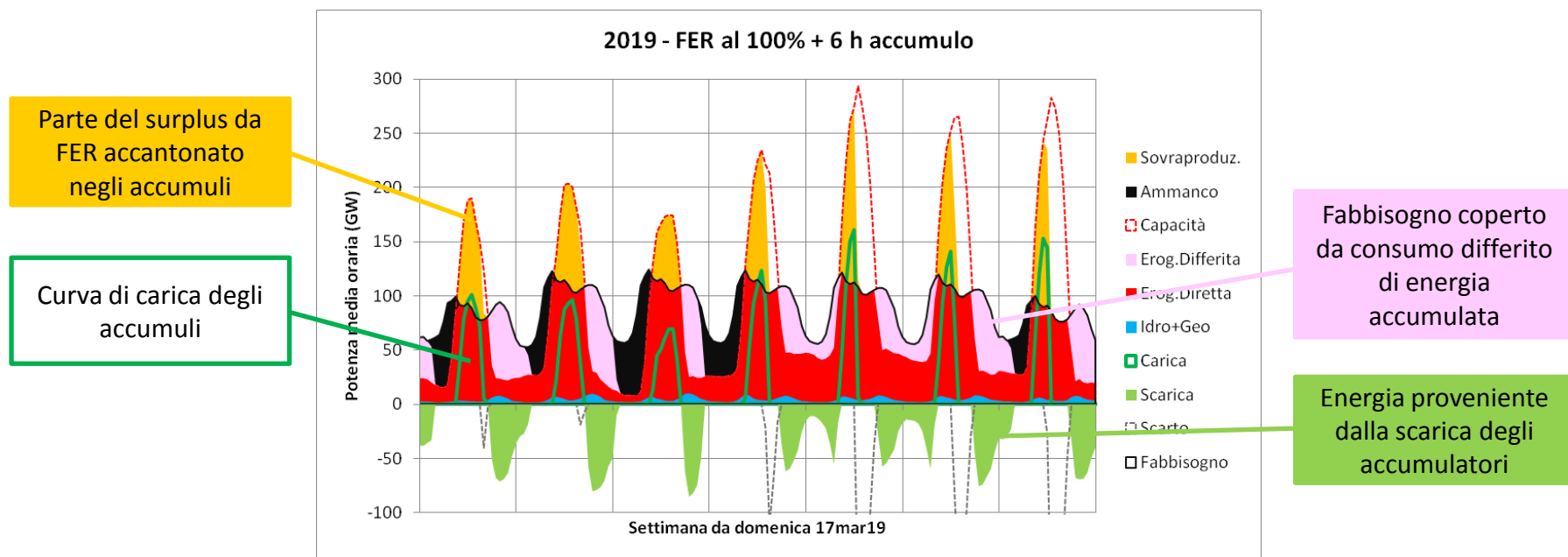
Il secondo scenario ipotizza quindi l'aggiunta di una capacità di accumulo circadiano di energia equivalente a 6 ore di fabbisogno medio calcolato su base annua.

Il sistema di accumulo più idoneo a svolgere questa funzione è quello elettrochimico, come ad esempio quello basato sugli accumulatori agli ioni di litio.

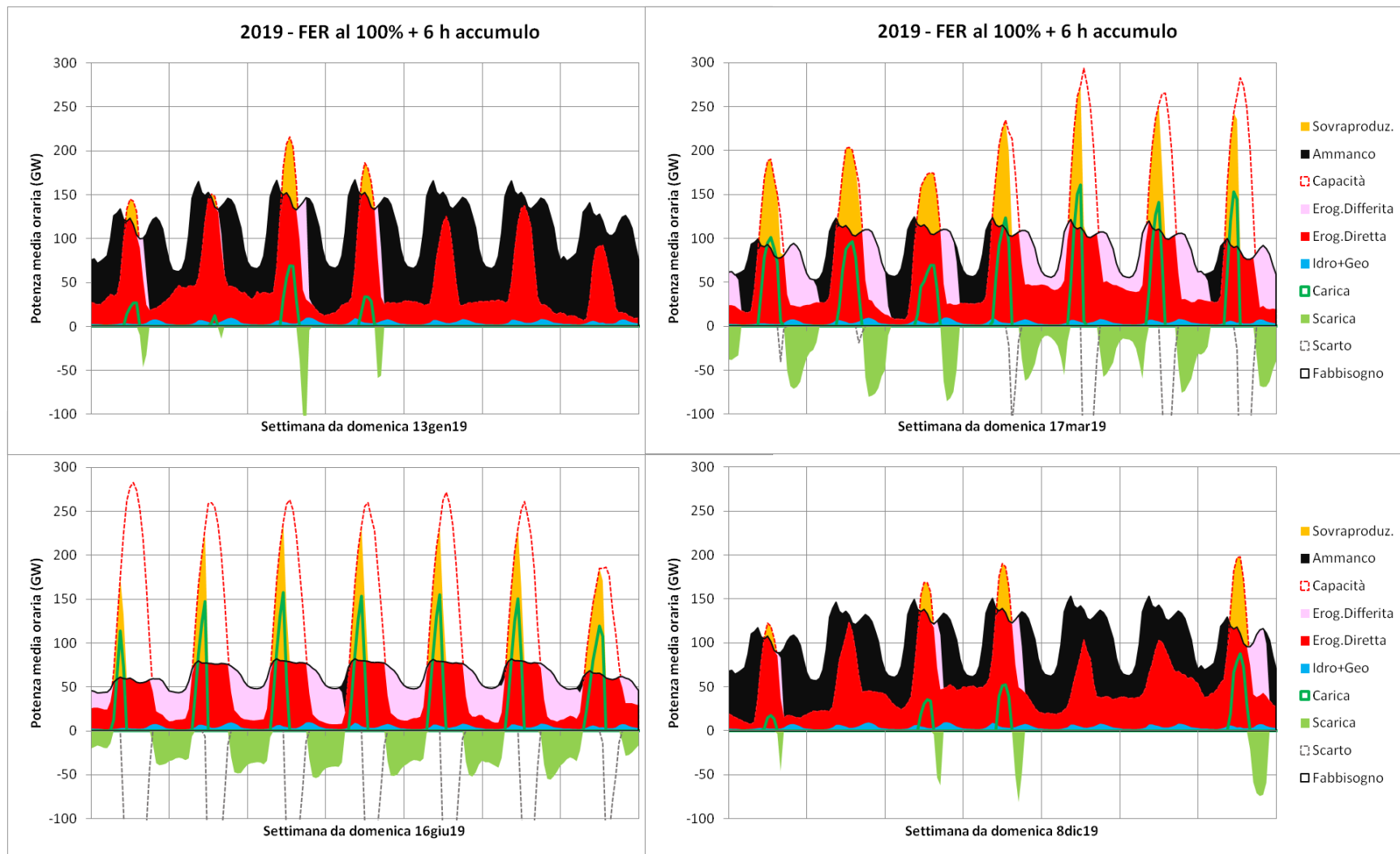
Viene inoltre ipotizzato che l'energia elettrica ricavata dal sistema di accumulo sia pari al 90% di quella immessa, a causa delle perdite del ciclo di carica e scarica stimate in un 10% circa.

Scenario 2: 100%FER+acc6h

Come mostra il seguente grafico relativo alla settimana di riferimento di marzo, l'accumulo di energia equivalente a 6 ore di consumo medio consentirebbe di prolungare di alcune ore la copertura integrale del fabbisogno serale, ma talvolta, in caso di bassa ventosità, lascerebbe immutata la carenza di energia nelle ore notturne.



Scenario 2: 100%FER+acc6h

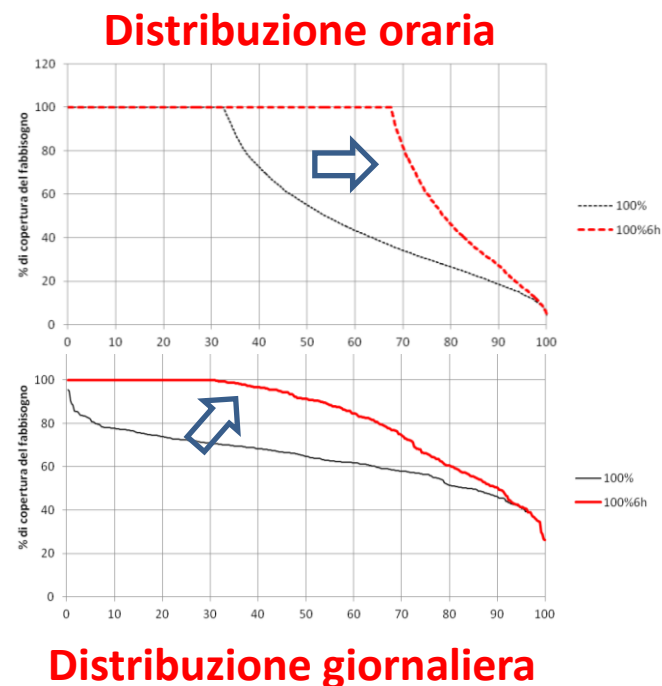
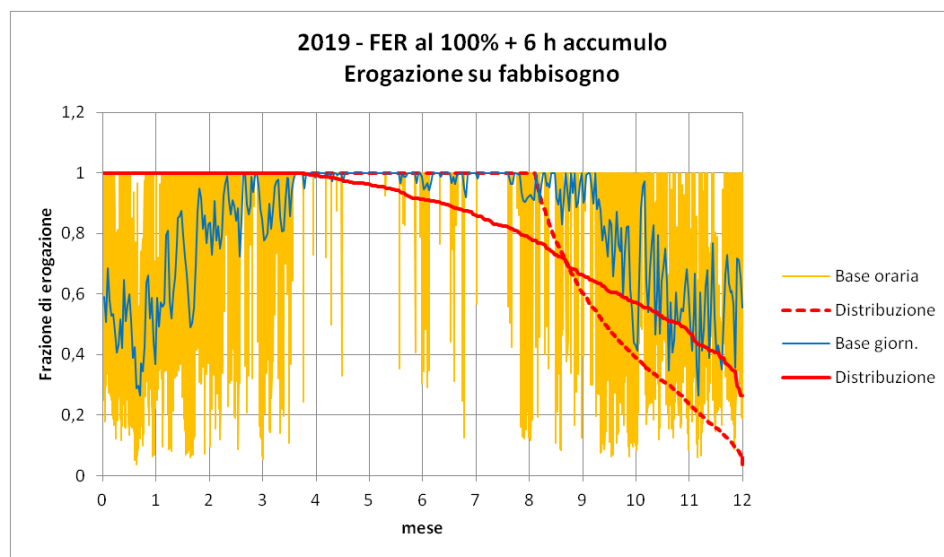


Scenario 2: **100%FER+acc6h**

I 4 grafici settimanali della pagina precedente mostrano come una capacità di accumulo di 6 ore sia idoneo a coprire in toto o in buona parte il fabbisogno giornaliero notturno solo nei mesi caldi, ma mostrano anche come essa contribuisca ben poco al miglioramento della situazione nei mesi invernali.

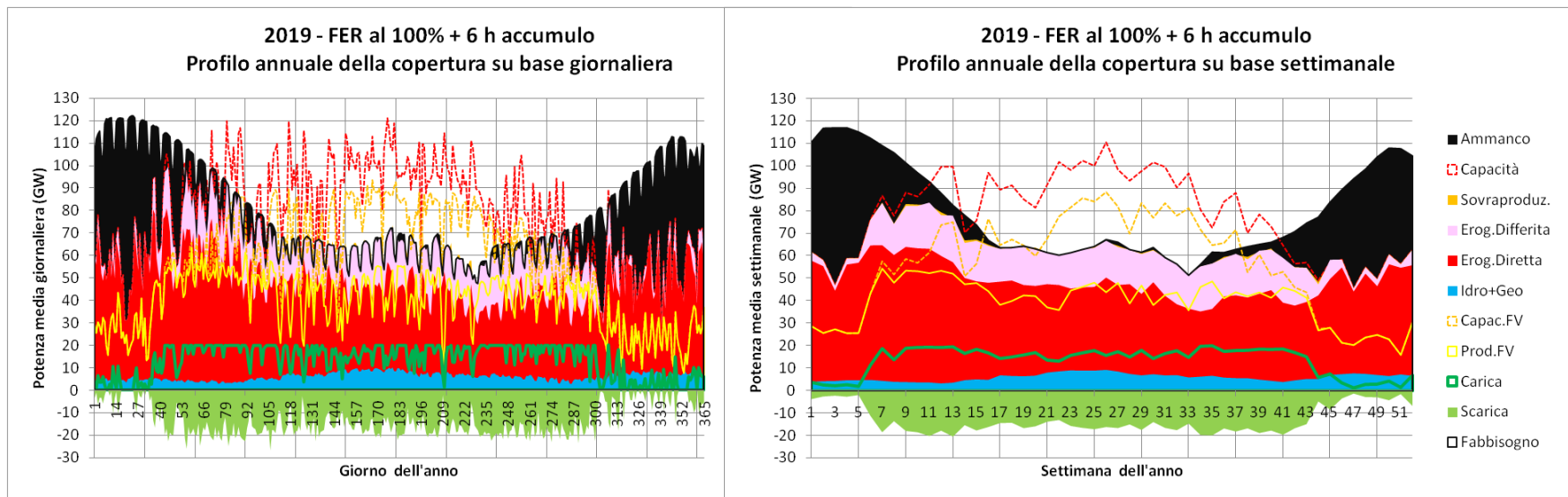
Scenario 2: 100%FER+acc6h

I seguenti grafici mostrano come l'accumulo consenta di dimezzare l'ammancio totale di energia nel corso dell'anno, estendendo la copertura integrale a 2/3 delle ore e ad 1/3 dei giorni dell'anno.



Scenario 2: 100%FER+acc6h

I seguenti 2 grafici confermano come il contributo alla copertura del fabbisogno giornaliero dato dall'accumulo circadiano (area rosa) sia quasi completo nei mesi estivi e quasi nullo nei mesi invernali.

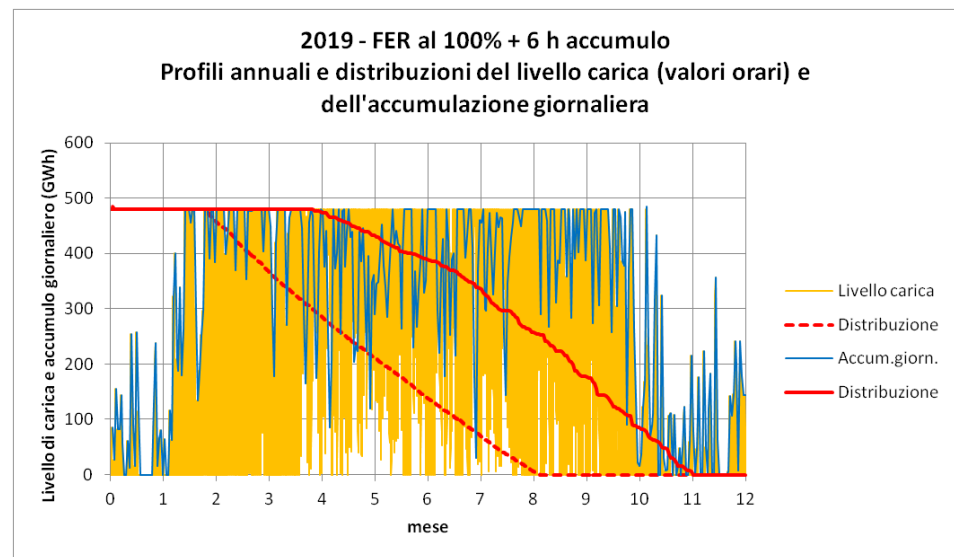


Scenario 2: 100%FER+acc6h

Nella gestione delle batterie impiegate nell'accumulo circadiano è importante analizzare in che modo viene sfruttata nel corso dell'anno tale capacità di accumulo.

Il grafico seguente mostra in giallo il livello di carica su base oraria. La curva di distribuzione della durata (rossa tratteggiata) mostra che le batterie restano completamente cariche per 1/6 delle ore e completamente scariche per 1/3.

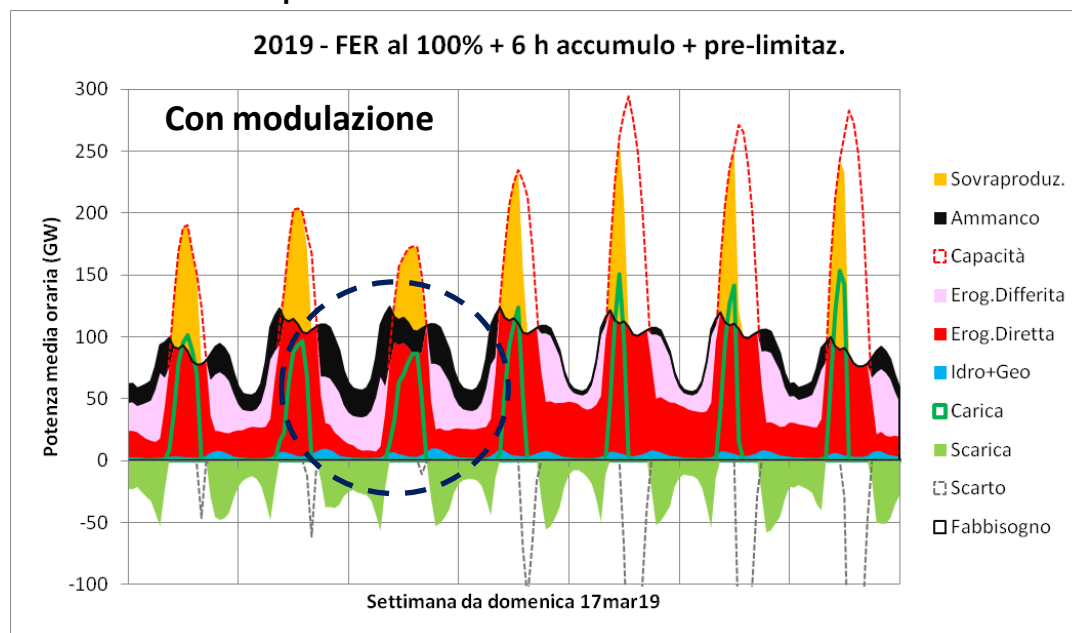
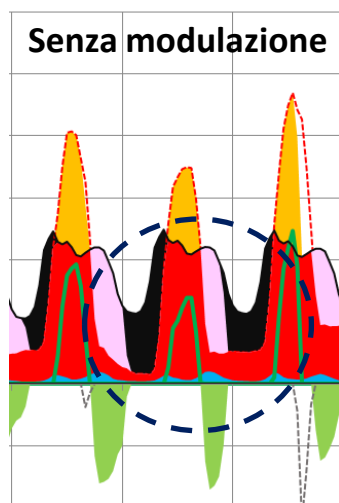
La curva blu rappresenta invece la quantità di energia accumulata ogni giorno. La relativa curva di distribuzione della durata (rossa continua) mostra che la totale capacità di carica viene utilizzata soltanto per 1/3 delle ore, mentre resta del tutto inutilizzata per una trentina di giorni all'anno.



Scenario 3: 100%FER+acc6h+Modul

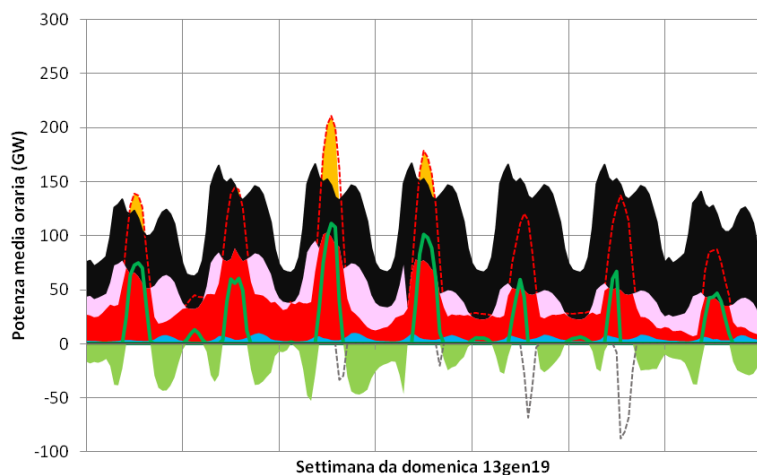
I grandi sbalzi del tasso di copertura del fabbisogno visti nel caso precedente, con il fabbisogno diurno e serale coperto integralmente e quello notturno e premattutino coperto solo in minima parte, possono essere attenuati applicando una politica di modulazione circadiana dell'erogazione dell'energia, che riduca preliminarmente la copertura diurna e/o serale in modo da poter accumulare più energia da erogare durante le ore notturne.

Il seguente grafico ne mostra l'effetto per la solita settimana di marzo.

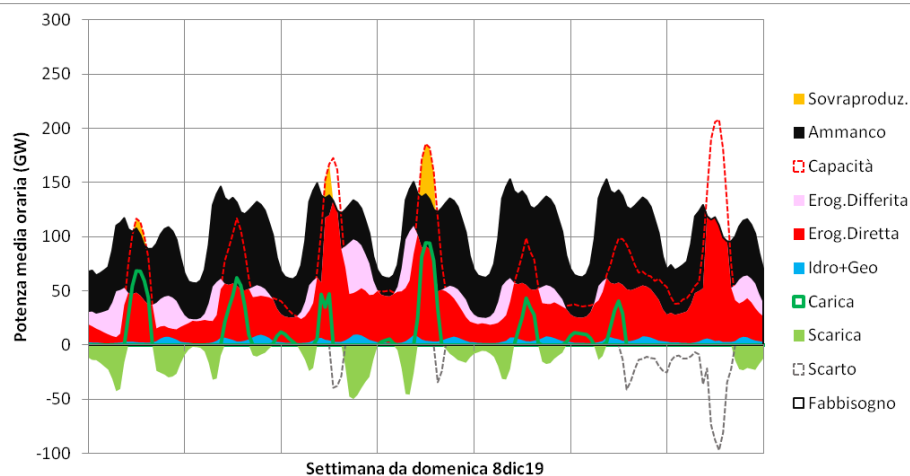
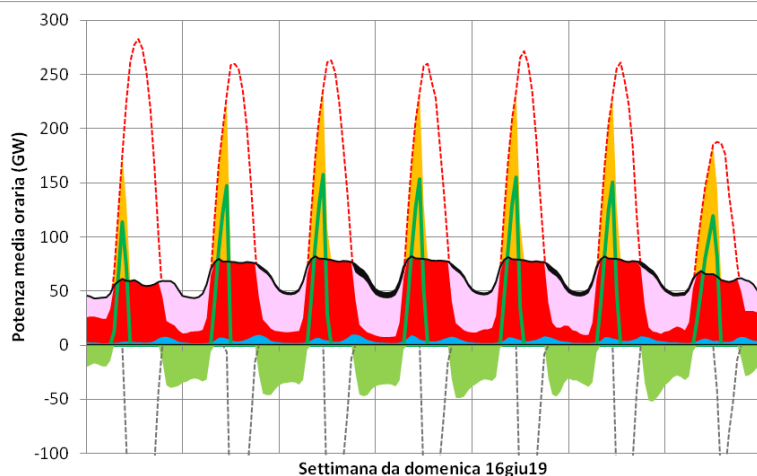
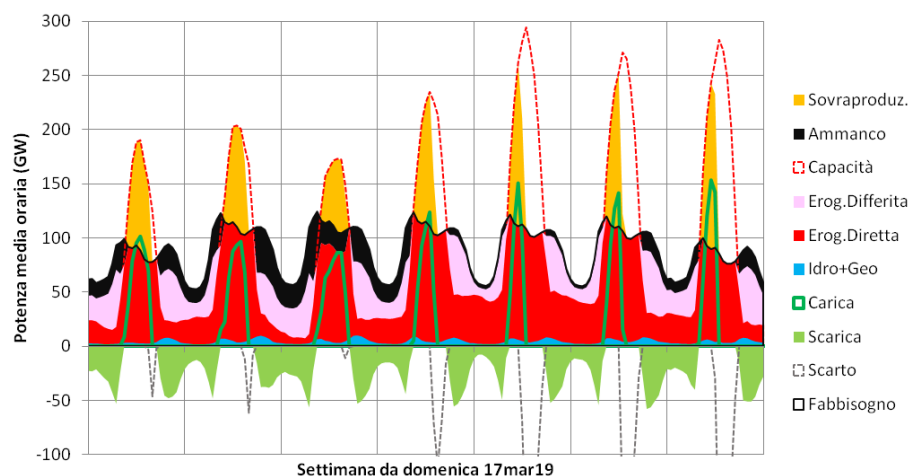


Scenario 3: 100%FER+acc6h+Modul

2019 - FER al 100% + 6 h accumulo + pre-limitaz.



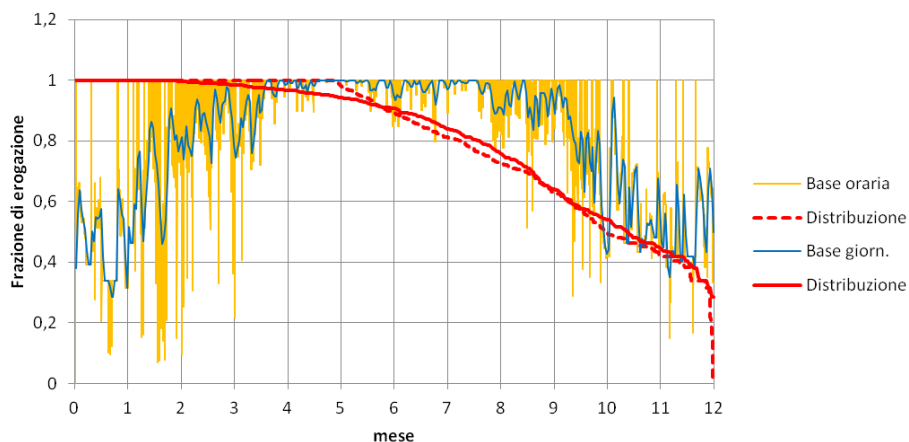
2019 - FER al 100% + 6 h accumulo + pre-limitaz.



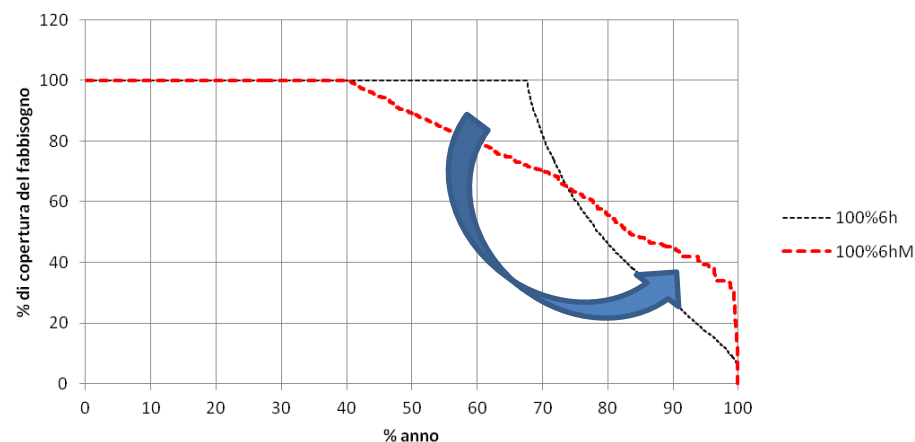
Scenario 3: 100%FER+acc6h+Modul

Confrontando le curve del grafico di sinistra con quelle curve omologhe dello scenario precedente, si nota come l'effetto della modulazione sia quello di far convergere la copertura oraria (curva gialla) sul valore di quella media giornaliera (curva blu), traducendosi così in un riequilibrio del grado di copertura orario.

2019 - FER al 100% + 6 h accumulo + pre-limitaz.
Erogazione su fabbisogno



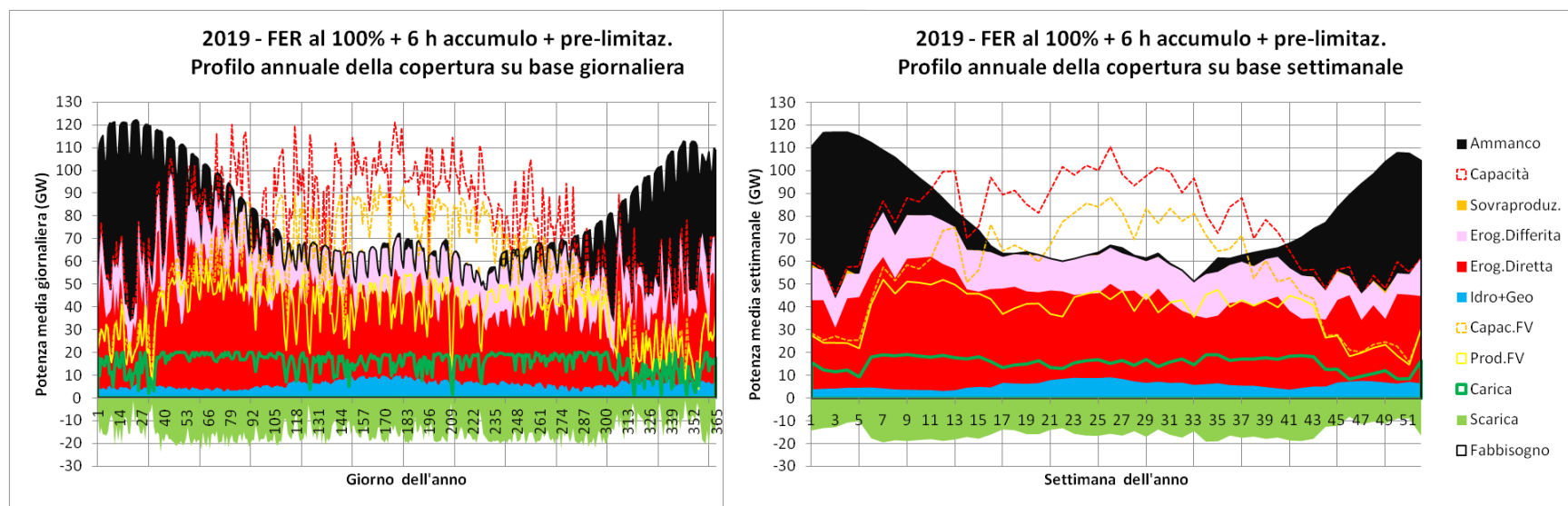
Distribuzione su base oraria della copertura del fabbisogno
Con (rosso) vs senza (nero) modulazione



L'effetto è mostrato anche dalle rispettive curve rosse della distribuzione di durata che tendono a sovrapporsi, a causa del trasferimento di energia da parte delle ore a maggiore copertura alle ore a copertura minore (grafico a destra).

Scenario 3: 100%FER+acc6h+Modul

I grafici degli andamenti annuali dei bilanci su base giornaliera e settimanale, mostrano come la modulazione attivi le capacità di accumulo anche nei mesi invernali.

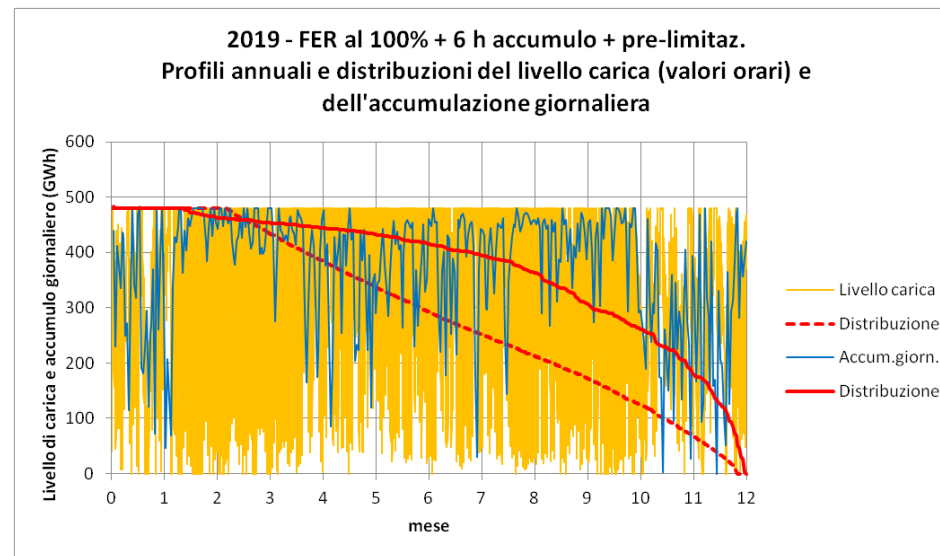


Ovviamente questa politica di gestione dell'erogazione richiede la capacità di predire con buona accuratezza la produzione di energia e il fabbisogno nelle 24 ore seguenti.

Scenario 3: 100%FER+acc6h+Modul

Il maggior sfruttamento della capacità di accumulo derivante dalla modulazione circadiana risulta evidente anche dalla curva di carica (gialla) che ora spazza sull'intera superficie del grafico lungo tutti i mesi dell'anno e dai valori dell'accumulazione durante il giorno che sono sempre molto vicini al massimo.

La stessa tendenza è confermata dalle rispettive curve (rosse) di distribuzione della durata.



Scenario 4: **150%FER+acc6h+Modul**

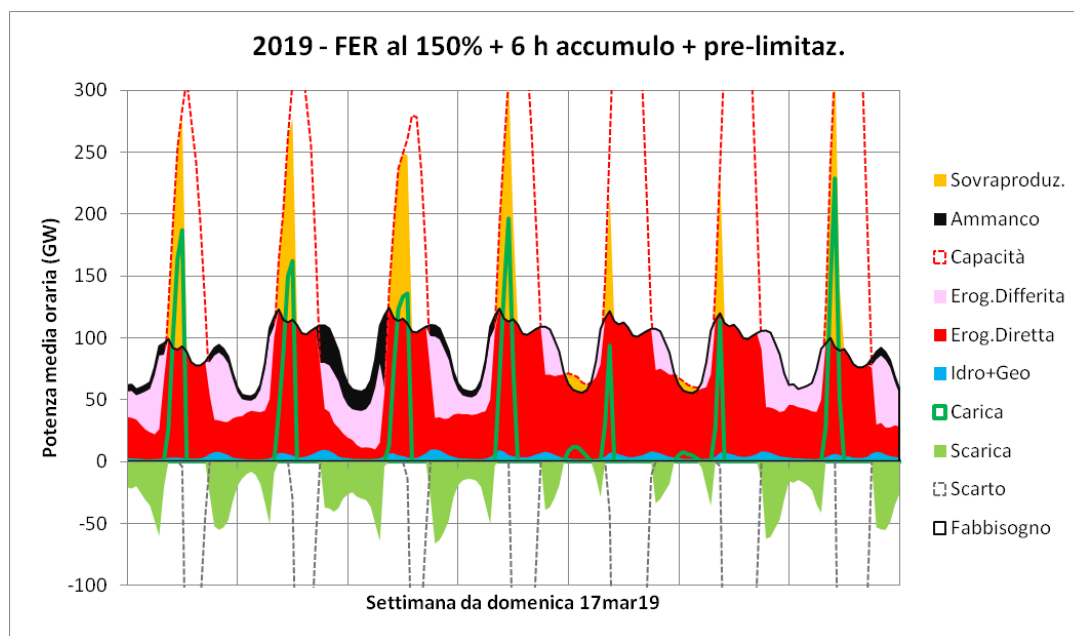
Per ovviare alla carenza di copertura vista nell'ultimo scenario è necessario incrementare sensibilmente la capacità di produzione di energia FER rispetto al valore del fabbisogno base.

L'ipotesi fatta in questo scenario è di aumentare potenza installata, e quindi la producibilità potenziale annua degli impianti FV ed Eolici, fino a portare la producibilità complessiva delle FER al 150% del fabbisogno annuale.

L'aumento di produttività FV ed Eolica è pari al 54%, e non al 50%, per compensare il mancato incremento di produttività Idroelettrica e Geotemica.

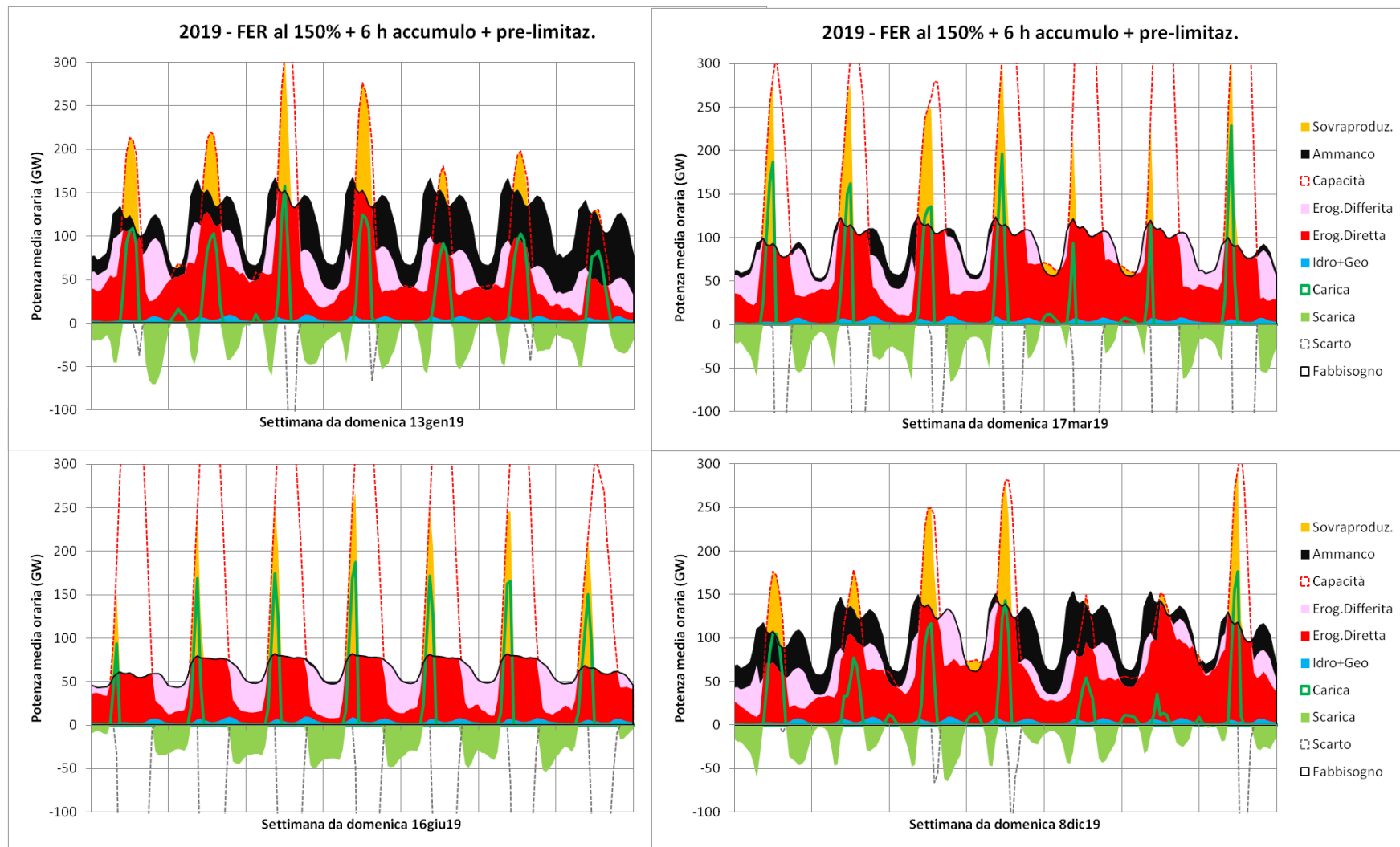
Scenario 4: **150%FER+acc6h+Modul**

Una sovracapacità produttiva del 50%, consentirebbe, per la settimana di marzo esaminata fin qui, di coprire l'intero fabbisogno giornaliero per la maggior parte dei giorni. Tuttavia la copertura delle notti senza vento risulterebbe ancora parziale, mentre aumenterebbe notevolmente lo scarto di energia FER.



I grafici delle 2 settimane invernali della pagina seguente, mostrano che il surplus diurno così conseguito consentirebbe una parziale ricarica degli accumulatori e una cospicua, seppur incompleta, copertura del fabbisogno notturno anche in questi mesi.

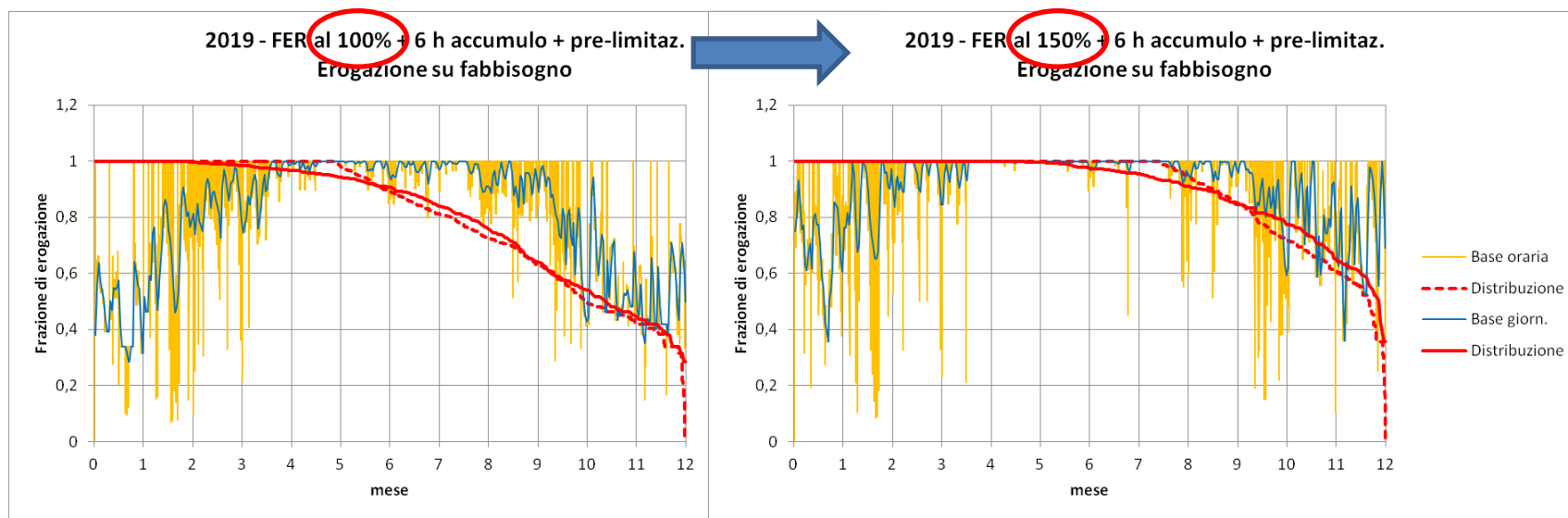
Scenario 4: 150%FER+acc6h+Modul



Scenario 4: **150%FER+acc6h+Modul**

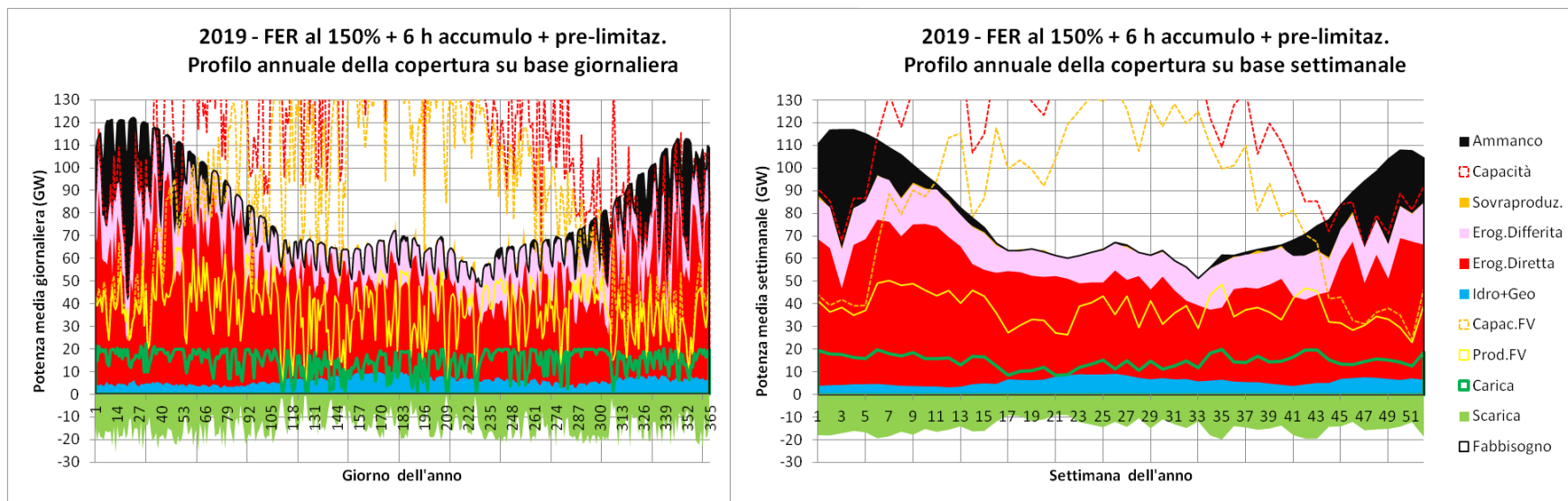
Il grafico in basso a destra mostra come la sovracapacità del 50% aumenterebbe sensibilmente la copertura del fabbisogno nei mesi con minore insolazione sia su base oraria (curva gialla) che su base giornaliera (curva blu).

Le relative curve di distribuzione (curve rosse) mostrano un sensibile aumento della copertura rispetto alle omologhe curve dello scenario precedente (al 100%).



Scenario 4: **150%FER+acc6h+Modul**

I grafici seguenti mettono in evidenza che nonostante la maggiore copertura media dei fabbisogni, anche un corposo sovradimensionamento della capacità produttiva da FER lascerebbe scoperta una quota importante del fabbisogno invernale.

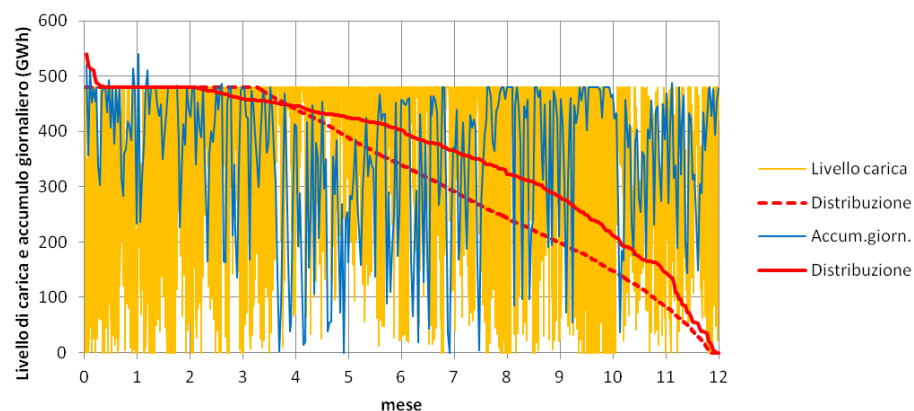


Scenario 4: **150%FER+acc6h+Modul**

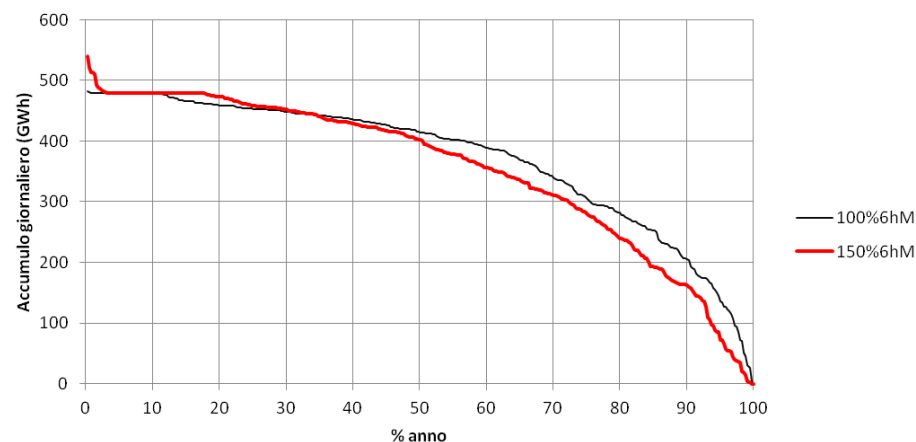
Per quanto riguarda l'impiego delle batterie di accumulazione, l'incremento della produzione FER determina un minore utilizzo dell'accumulazione giornaliera come mostrato dalla curva di distribuzione (rossa continua nel grafico di sinistra) confrontata, nel grafico di destra, con quella dello scenario 100%FER.

Si nota anche che in alcuni giorni l'accumulo giornaliero (cioè nelle 24 ore tra una mezzanotte e l'altra) supera la capacità totale delle batterie. Questo avviene nei rari casi in cui l'energia eolica notturna supera momentaneamente il fabbisogno e quindi è in grado di ricaricare le batterie prima della ricarica diurna con FV.

2019 - FER al 150% + 6 h accumulo + pre-limitaz.
Profili annuali e distribuzioni del livello carica (valori orari) e dell'accumulazione giornaliera



Distribuzione dell'accumulazione giornaliera
150%FER (rosso) vs 100%FER (nero)



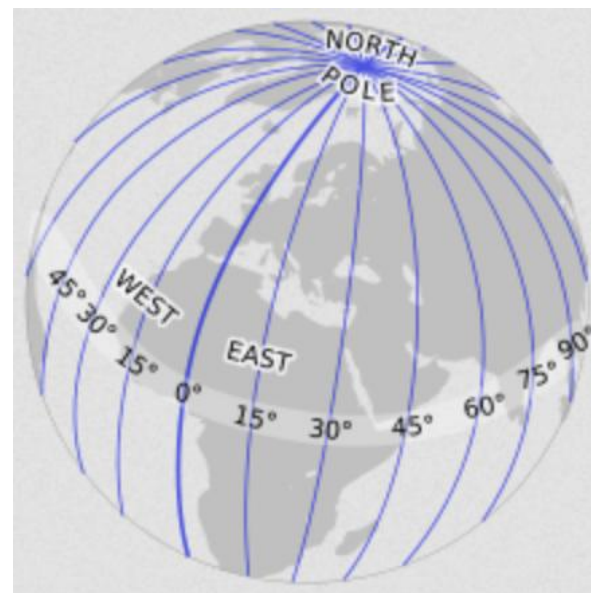
Scenario 5: 150%FER+acc6h+Modul+1fuso

L'ultimo provvedimento considerato per migliorare la copertura del fabbisogno di elettricità è quello dell'interconnessione con i sistemi elettrici dei Paesi vicini.

Questa interconnessione è già oggi presente, ma la quantità di potenza scambiabile è limitata. L'ipotesi è quella di potenziarla fino a condividere la massima potenza dovuta allo sfasamento della produzione solare e di quella eolica.

L'ampiezza geografica dell'interconnessione viene fissata in numero di fusi orari medi (cioè fette di superficie terrestre ampie 15°) interconnessi.

In questo scenario si considera un'ampiezza di 1 solo fuso orario ad est e ad ovest della penisola italiana, una regione che includerebbe già tutti i paesi politicamente affidabili idonei a condividere la loro produzione elettrica.



Scenario 5: **150%FER+acc6h+Modul+1fuso**

Non avendo dati sulla produzione oraria delle 2 regioni confinanti a est e ad ovest, si è supposto che la loro produzione da FER ricalchi quella italiana.

Completa interconnessione con i 2 fusi limitrofi significherebbe in tal caso riprofilare la produzione FV considerando altre 2 curve di produzione sfasate di 1 ora prima e dopo quella italiana.

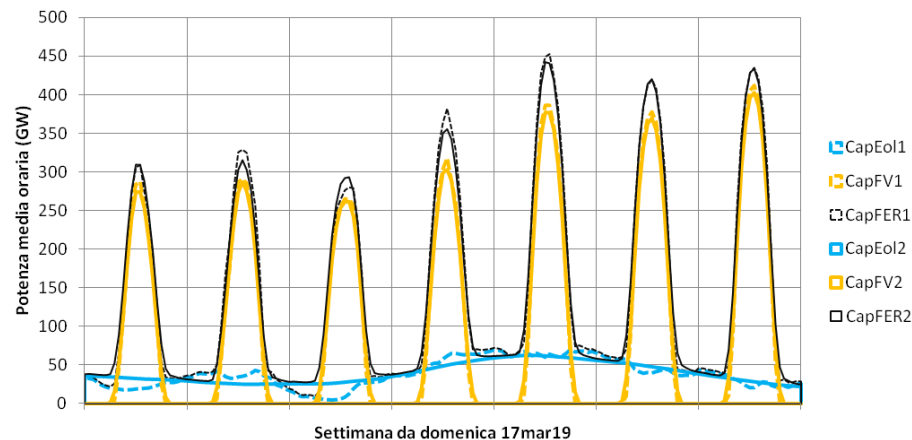
Per quanto riguarda la componente eolica occorre fare un'ipotesi ulteriore sulla velocità di deriva delle correnti meteorologiche che a loro volta determinano la velocità del vento. Per semplicità si è supposto che queste si muovano longitudinalmente alla velocità di un fuso (15°) al giorno. Pertanto il nuovo profilo di produttività eolica è stato ottenuto mediando quello derivante dai dati TERNA con altri 2 profili identici sfasati di 24 ore in anticipo e in ritardo.

Scenario 5: 150%FER+acc6h+Modul+1fuso

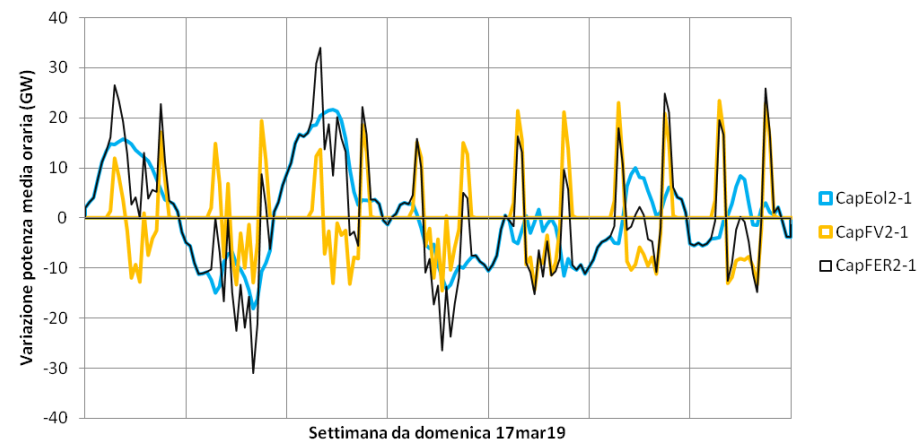
Il grafico a sinistra mostra come si modifica la capacità di produzione Eolica, FV e complessiva da FER, nella settimana di marzo di riferimento, per effetto della messa in comune di queste fonti con le 2 regioni a est ed ovest.

Nel grafico a destra vengono invece messe in risalto le variazioni delle capacità produttive FER a disposizione del sistema italiano. Per quelle FV (curva gialla) si può contare su una maggiore disponibilità al mattino e alla sera con una potenza di picco di circa 20 MW, ma si ha un calo di circa 10 MW a metà giornata. Oscillazioni della stessa entità, ma meno regolari, si hanno per la componente Eolica (curva azzurra).

Effetto interconn. di 1 fuso su capacità Eolico, FV e FER
B150%6hM (tratteggio) vs. B150%6hM1f (continuo)

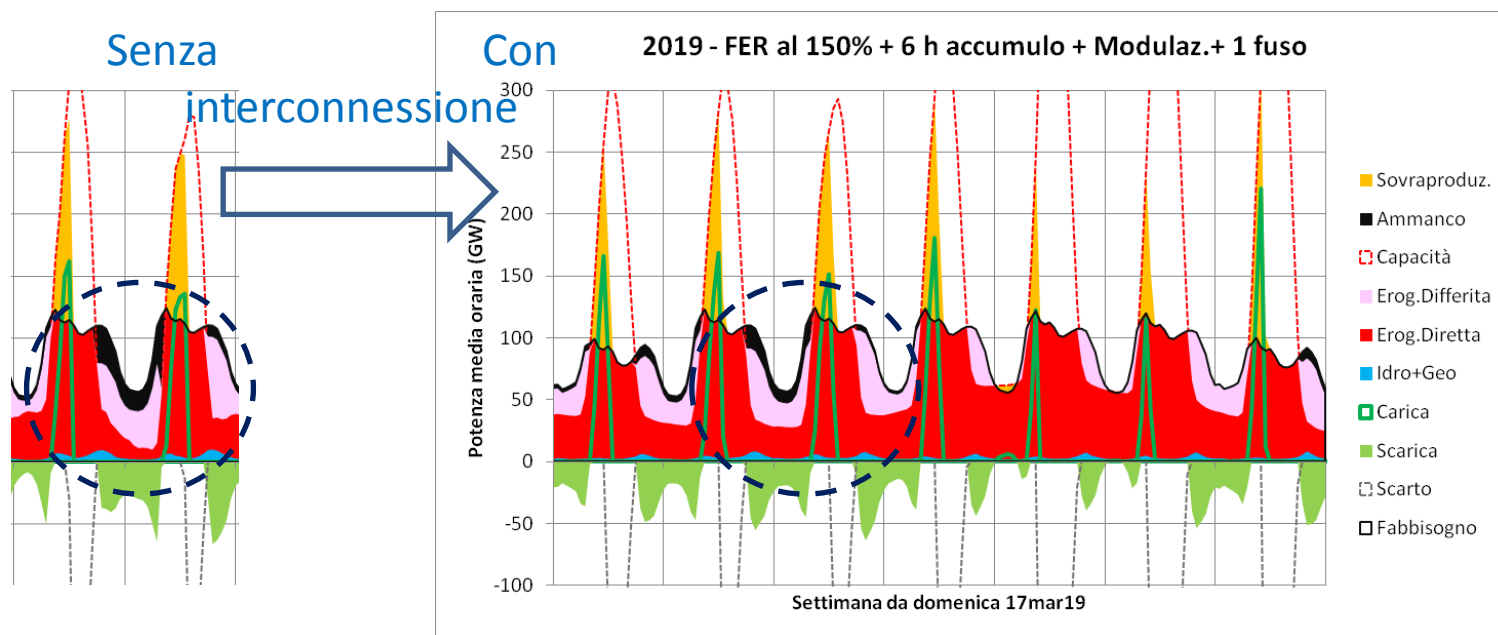


Effetto interconn. di 1 fuso su capacità Eolico, FV e FER
Differenza B150%6hM1f - B150%6hM

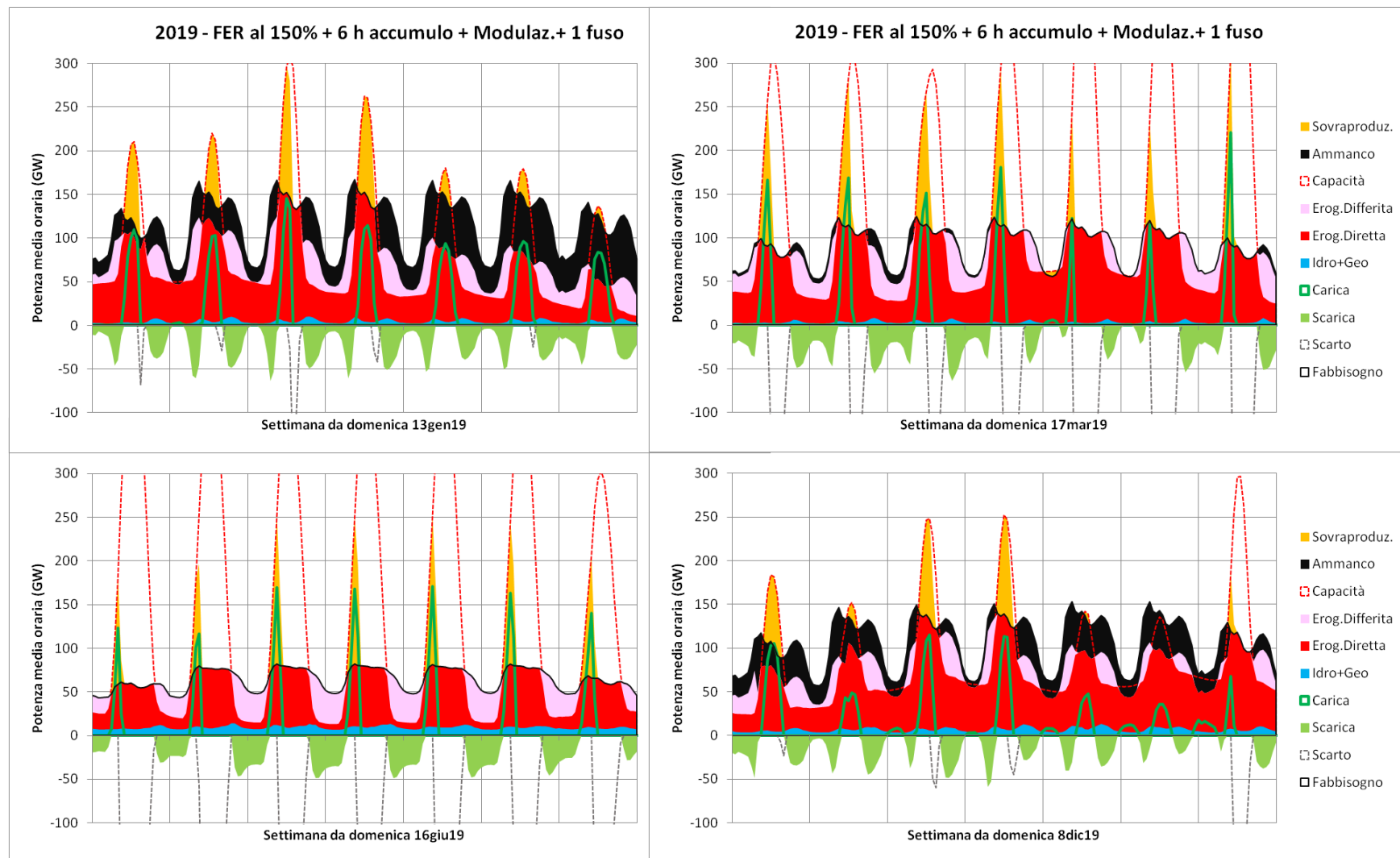


Scenario 5: 150%FER+acc6h+Modul+1fuso

Il grafico seguente, sempre relativo alla stessa settimana di marzo, mostra che l'unico effetto percepibile dell'interconnessione è di ridurre parzialmente l'ammanco dovuto al calo di produzione eolica nella notte tra lunedì e martedì.

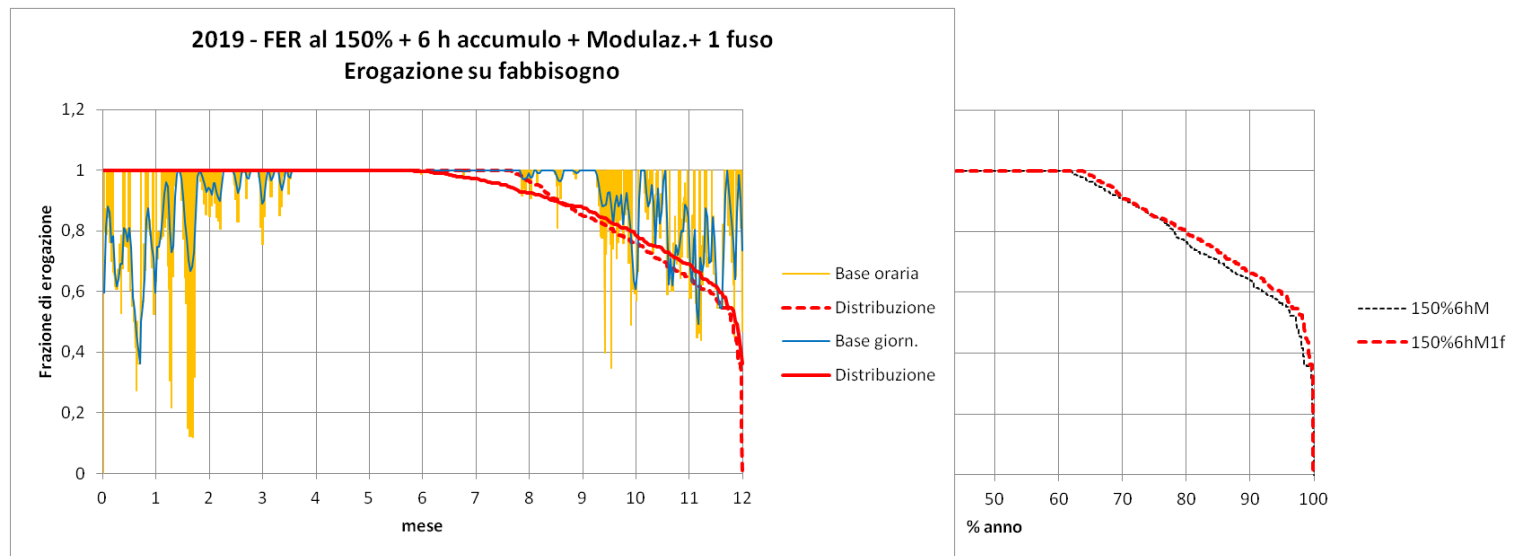


Scenario 5: 150%FER+acc6h+Modul+1fuso



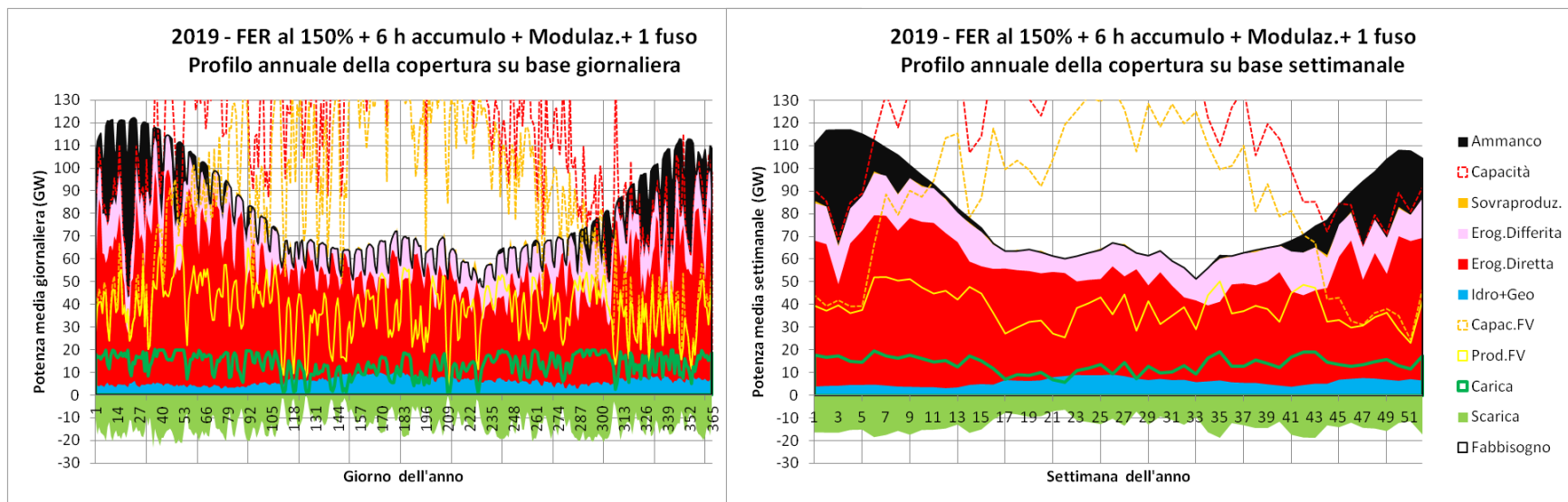
Scenario 5: 150%FER+acc6h+Modul+1fuso

La copertura del fabbisogno a livello orario (curva gialla) e giornaliero (curva blu) è molto simile allo scenario precedente che non teneva conto dell'interconnessione. Tuttavia la distribuzione della durata della copertura oraria (rosso tratteggiato) mostra un incremento rispetto allo scenario senza interconnessione (grafico a destra) per quanto riguarda le ore a minore copertura, tipicamente quelle a notte inoltrata, determinato soprattutto dalla condivisione transfrontaliera della produzione eolica.



Scenario 5: 150%FER+acc6h+Modul+1fuso

Il miglioramento marginale del grado di copertura oraria del fabbisogno dovuto all'interconnessione lascia sostanzialmente immutata la consistenza degli ammanchi giornalieri di energia rispetto al fabbisogno base che sono concentrati nella stagione più fredda, come mostrato dai seguenti andamenti annuali dei bilanci su base giornaliera e settimanale.

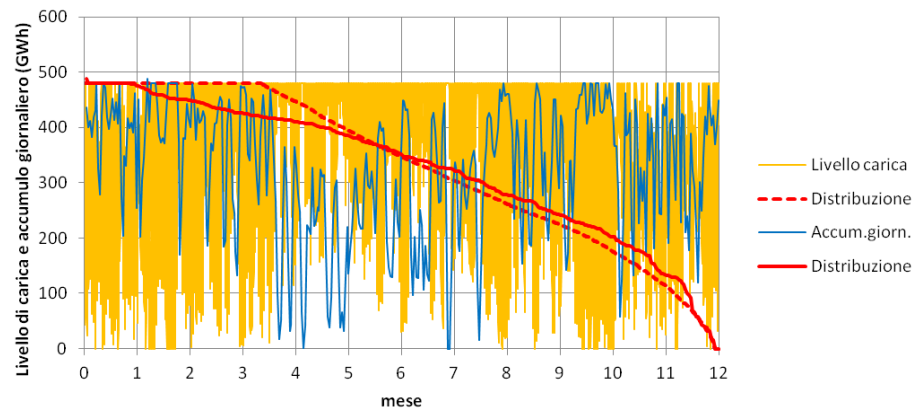


Scenario 5: 150%FER+acc6h+Modul+1fuso

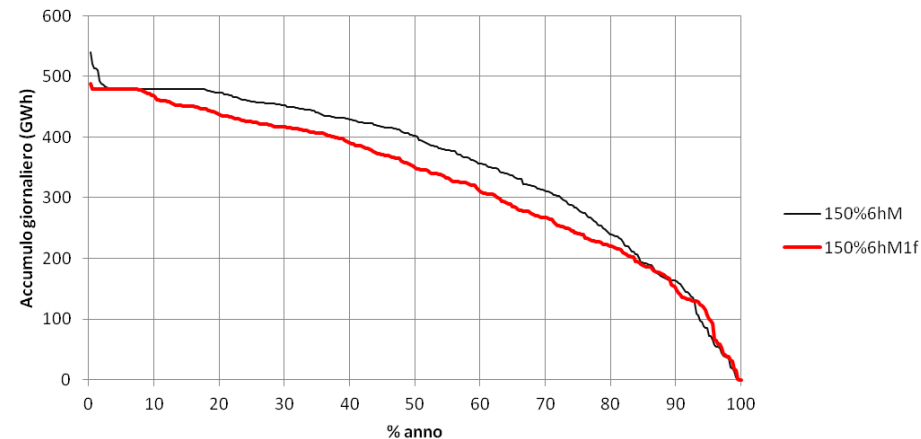
Infine, per quanto riguarda il livello di carica degli accumulatori (curva gialla), la relativa curva di distribuzione della durata non evidenzia una grande differenza rispetto allo scenario precedente senza interconnessione.

Invece, come messo in risalto dal grafico a destra, la quantità di energia accumulata giornalmente evidenzia un apprezzabile calo rispetto allo scenario precedente.

2019 - FER al 150% + 6 h accumulo + Modulaz. + 1 fuso
Profili annuali e distribuzioni del livello carica (valori orari) e
dell'accumulazione giornaliera



Distribuzione dell'accumulazione giornaliera
Con (rosso) vs senza (nero) interconnessione



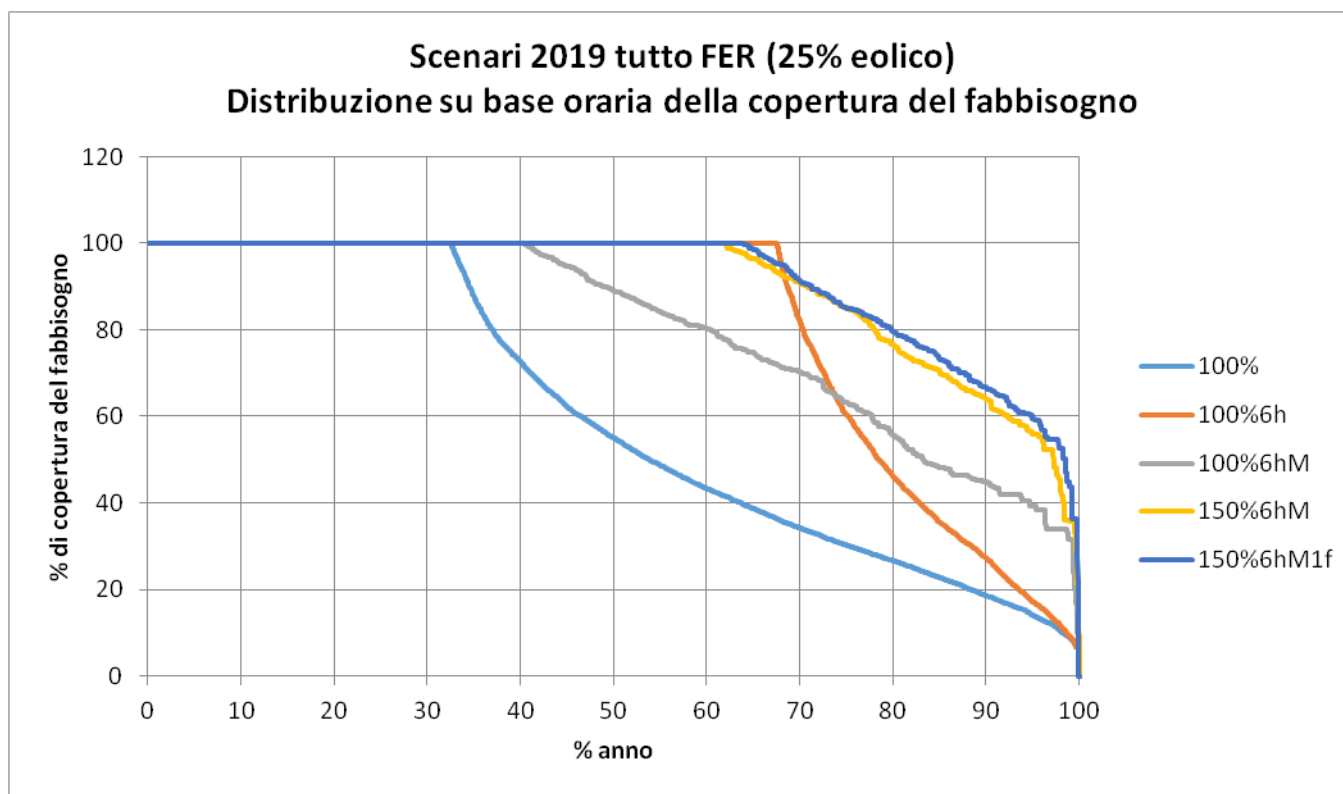
Confronti

Confronti tra le distribuzioni dei vari scenari

Nelle pagine seguenti vengono riportati su uno stesso grafico gli andamenti delle distribuzioni relative ai 5 scenari simulati in modo da poter meglio apprezzare l'effetto che i singoli provvedimenti hanno sulle grandezze analizzate.

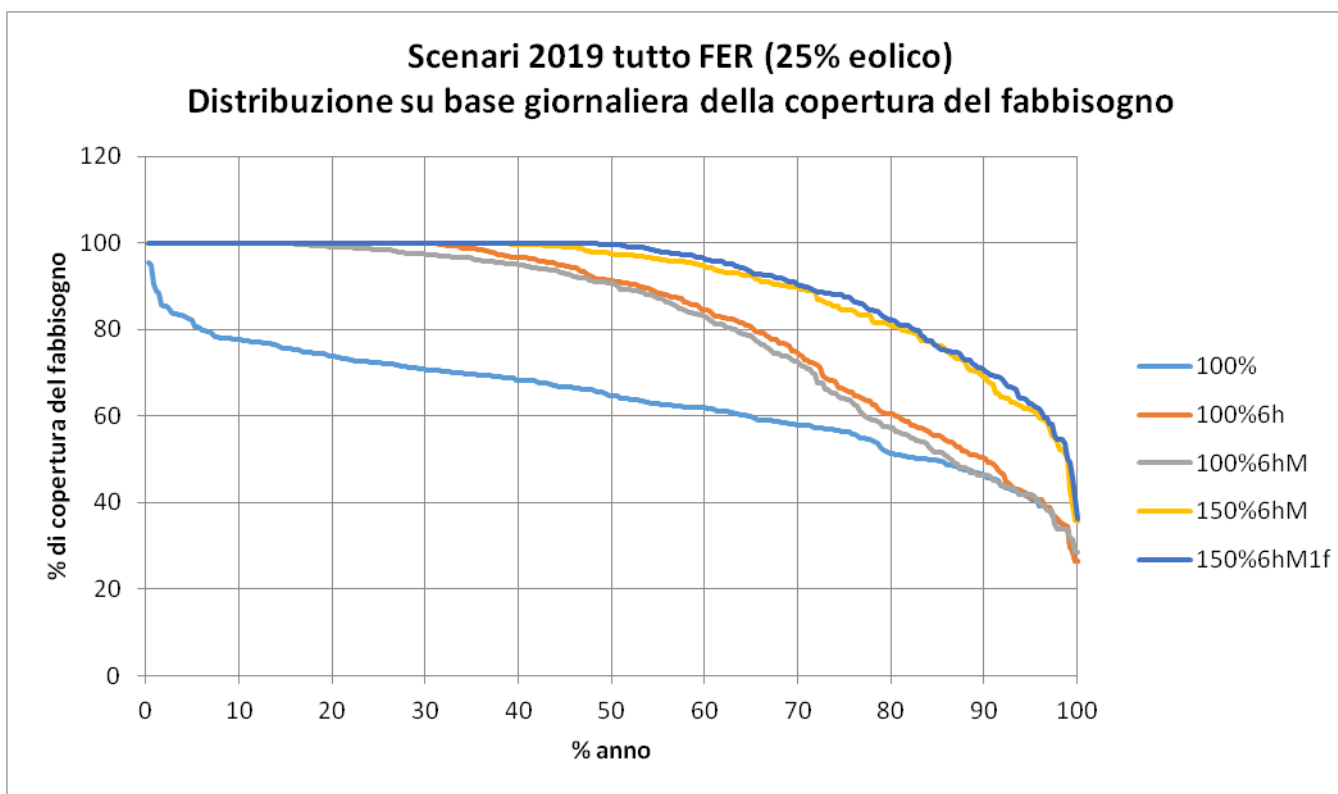
Distribuzione copertura oraria del fabbisogno

Il grafico mostra che tutti i singoli provvedimenti, tranne l'ultimo (interconnessione), hanno un forte impatto sulla distribuzione della durata della copertura oraria del fabbisogno.



Copertura giornaliera del fabbisogno

Quando il grado di copertura viene mediato sul giorno, i provvedimenti efficaci sono solo quelli dell'aggiunta dell'accumulo (da scenario 1 a scenario 2) e dell'incremento della capacità produttiva FER (da scenario 3 a scenario 4).



Ammanchi e capacità produttiva inutilizzata

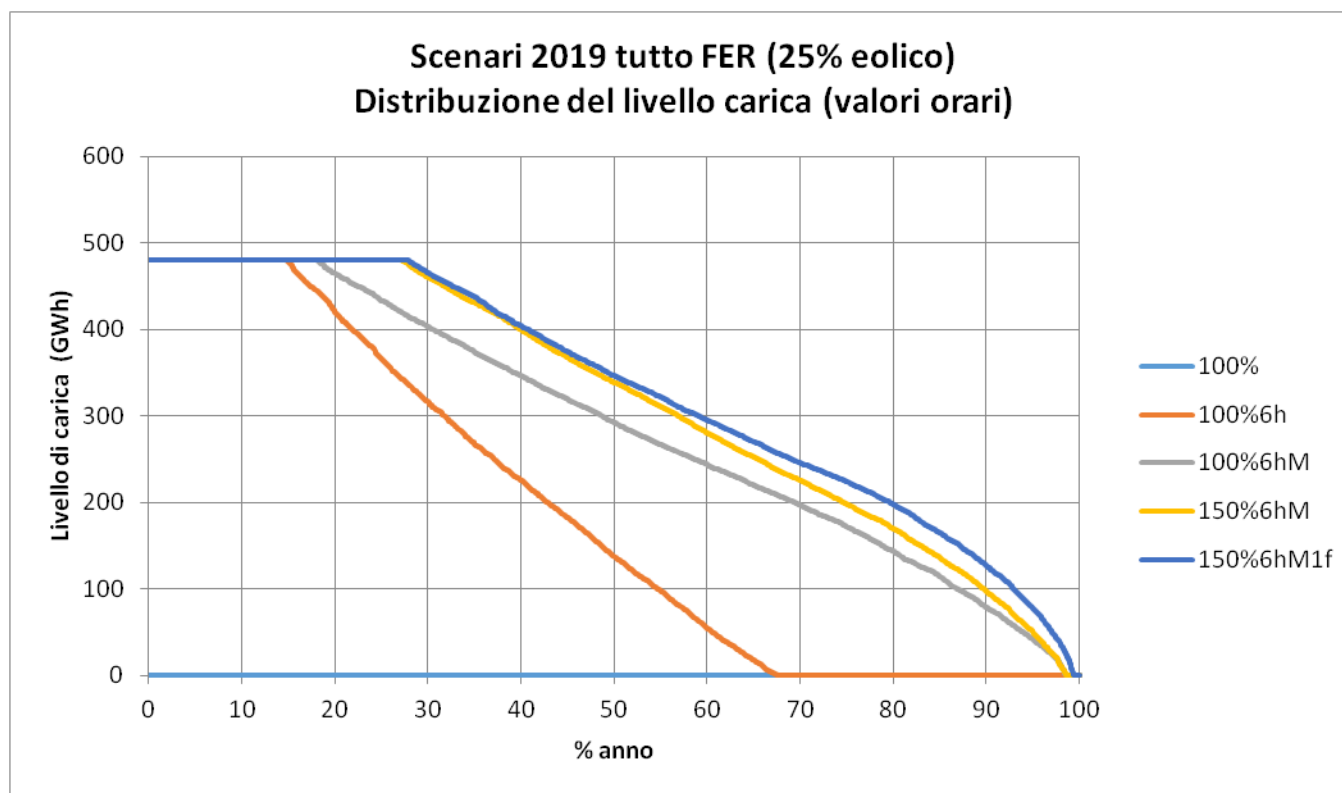
Nei precedenti grafici l'angolo in alto a destra "tagliato" dalle curve mette in evidenza l'entità degli ammanchi di energia rispetto al fabbisogno. Allo stesso tempo per ogni scenario c'è una grande quantità capacità produttiva che non viene utilizzata. La seguente tabella riassume questi valori.

Scenario	B100%	B100%6h	B100%6hM	B150%6hM	B150%6hM1f
Capacità produttiva	700 TWh	700 TWh	700 TWh	1050 TWh	1050 TWh
Capacità inutilizzata (scarto)	270 TWh	141 TWh	152 TWh	418 TWh	413 TWh
Fabbisogno scoperto (ammanco)	270 TWh	154 TWh	167 TWh	83 TWh	76 TWh
Scarto/Ammanco	1,0	0,9	0,9	5,0	5,4

Da notare che l'incremento al 150% della capacità FER fa lievitare l'energia scartata che diventa 5 volte maggiore dell'energia mancante. Il calo a 0,9 di questo rapporto per gli scenari 2 e 3 deriva dalle perdite del 10% attribuite all'accumulazione.

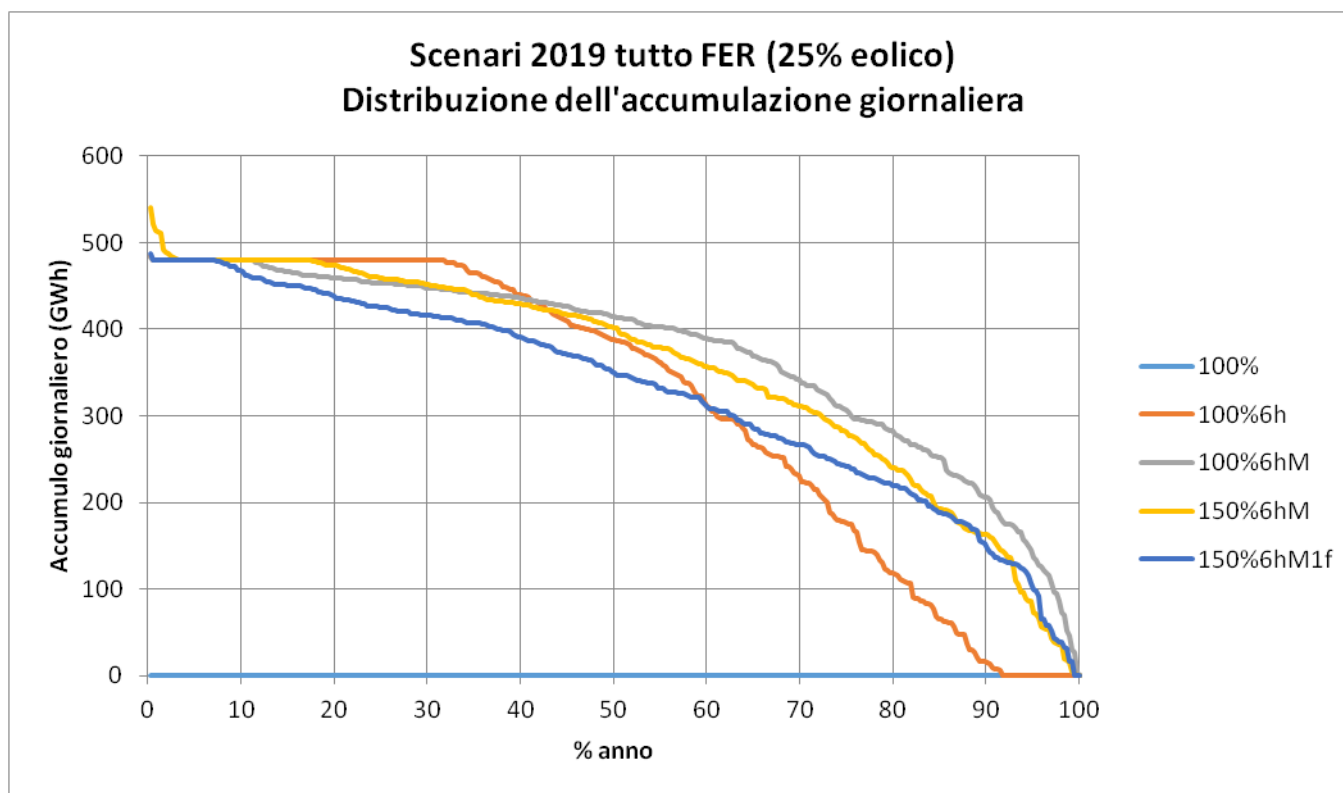
Distribuzione oraria del livello di carica

L'adozione della modulazione preventiva (pre-limitazione) dell'energia erogata (da scenario 2 a scenario 3) estende a quasi tutte le ore dell'anno l'impiego della capacità di accumulo. Gli scenari 4 e 5 modificano poco questa situazione.



Distribuzione dell'accumulazione giornaliera

Ai fini dello sfruttamento della capacità di accumulo, la grandezza più significativa è l'energia che viene caricata (e quindi scaricata) ogni giorno. Il grafico mostra che l'incremento al 150% della capacità FER (scenari 4) e successivamente l'interconnessione (scenario 5) riducono il ricorso all'accumulazione.



Consistenza

Considerazioni sull'impatto impiantistico

Fin qui i provvedimenti caratterizzanti i vari scenari sono stati considerati come semplici numeri da immettere in un programma di simulazione, tuttavia ciascuno di essi ha un impatto materiale in quanto richiede la realizzazione di vasti, complessi e costosi sistemi impiantistici e/o il cambiamento di abitudini di vita consolidate da decenni.

In questa sezione si cerca di dare un'idea della consistenza materiale degli interventi esaminati nello studio, rapportandoli a quantità facilmente apprezzabili anche dai non esperti in materia.

Consistenza degli impianti FV ed Eolici

Nei 5 scenari simulati in questo studio, si considerano 2 diversi livelli di capacità di produzione FER, pari al 100% e al 150% del fabbisogno di energia.

Avendo supposto che la capacità degli impianti FER classici, ovvero quelli idroelettrici e geotermici, resti sostanzialmente immutata, il raggiungimento di questi livelli di capacità produttiva è unicamente affidato al forte incremento di impianti FV ed Eolici. Per questi ultimi si è supposto che la potenza installata sia il 25% di quella totale FER.

Consistenza degli impianti FV

La capacità richiesta di produzione elettrica da fonte FV è rispettivamente di 485 e 750 TWh per gli scenari con 100%FER e 150%FER.

Tradotto in area di pannelli pro-capite questi valori richiedono una superficie di 41 e 63 mq rispettivamente per ciascun abitante della penisola.

Produzione FV	Parametro	100%FER	150%FER
Capacità produzione annuale		485 TWh	750 TWh
Potenza media		55 GW	85 GW
Fattore capacità	0,15		
Potenza nominale installata		370 GW	570 GW
Abitanti	60 milioni		
Potenza installata pro capite		6,15 kW/ab	9,5 kW/ab
Potenza specifica dei pannelli	150 W/mq		
Pannelli pro capite		41 mq/ab	63 mq/ab

Consistenza degli impianti Eolici

La capacità richiesta di produzione elettrica da fonte eolica è rispettivamente di 162 e 250 TWh per gli scenari con 100%FER e 150%FER.

Utilizzando torri eoliche da 5 MW (rotore di 150 m di diametro a 160 m di altezza) occorrerebbe installare una torre ogni 4000 e 2600 abitanti rispettivamente.

Produzione Eolica	Parametro	100%FER	150%FER
Capacità produzione annuale		162 TWh	250 TWh
Potenza media		18,5 GW	28,5 GW
Fattore capacità	0,25		
Potenza nominale installata		75 GW	115 GW
Potenza unitaria torri	5 MW		
Numero torri		15 mila	23 mila
Abitanti	60 milioni		
Abitanti per torre		4000	2600

Consistenza degli impianti di accumulazione

Negli scenari che prevedono 6 ore accumulo a carattere circadiano, i 480 GWh di capacità richiesta equivalgono a 8 kWh pro capite.

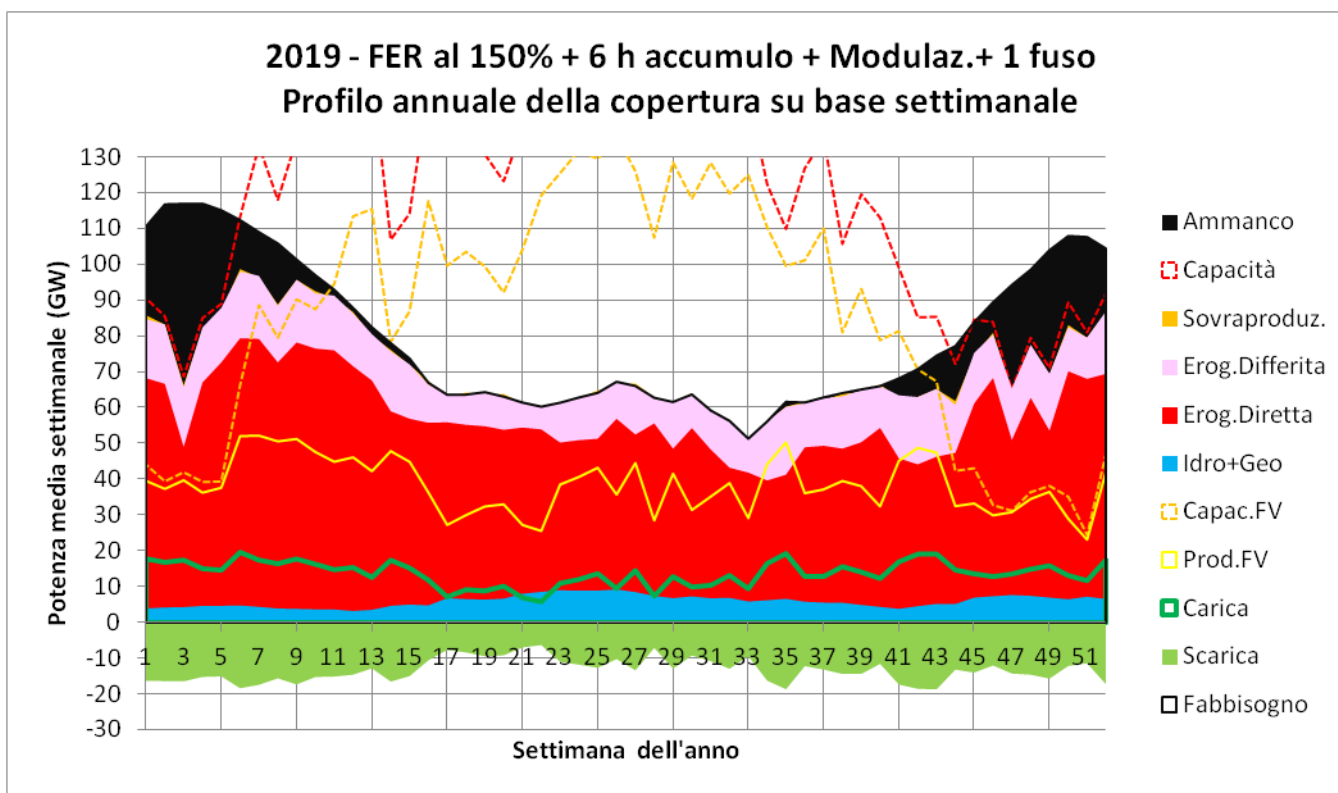
Allo stato attuale della tecnologia, la tipologia di batterie più adatta a svolgere questa funzione è quella agli ioni di Litio. In tal caso si prevede un impiego annuale di 190 g di Litio a persona all'anno, da confrontarsi con una produzione media a livello mondiale di 5 g per ciascuno degli 8 miliardi di abitanti della Terra.

Accumulatori Ioni-Litio	Parametri	acc6h
Capacità di accumulo		480 GWh
Abitanti	60 milioni	
Capacità di accumulo pro-capite		8 kWh
Impiego specifico di Litio	160 g/kWh	
Litio pro-capite		1300 g
Durata degli accumulatori	6 anni	
Litio all'anno pro-capite		190 g

Considerazioni

Considerazioni finali (1)

Come si è già visto, l'adozione di tutti i provvedimenti che caratterizzano i 5 scenari esaminati (6 ore di accumulo, modulazione del carico, FER al 150% e interconnessione di 1 fuso ad est e ovest) lascia scoperto il fabbisogno dei periodi invernali.



Considerazioni finali (2)

L'ammancio evidenziato nei mesi meno assolati e più freddi, da ottobre a febbraio, verrà giocoforza compensato in qualche modo.

Esistono 2 categorie di opzioni cui si può far ricorso:

- potenziamento delle soluzioni già adottate negli scenari esaminati;
- adozione di altri rimedi.

Per quanto riguarda la prima categoria si tratterebbe:

- di aumentare la superficie procapite media di pannelli rispetto ai 63 mq a testa richiesti dagli scenari a 150%FER;
- oppure di ridurre il numero di 2600 abitanti per ciascuna torre eolica da 5 MW;
- o ancora di aumentare l'impiego annuale di Litio oltre i 190 g a persona per incrementare le 6 ore di accumulazione circadiana già messe in conto;
- o infine di estendere ad est degli Urali (o, ad ovest, oltre l'Atlantico) le interconnessioni longitudinali.

Considerazioni finali (3)

Le nuove opzioni da mettere in campo potrebbero invece includere un mix di provvedimenti riguardanti:

A – una forte riduzione del fabbisogno nei mesi di carenza, ovvero una sorta di **letargo energetico invernale**, con lo spostamento ai mesi estivi del maggior numero possibile di attività produttive, scolastiche o ricreative;

B – l'utilizzo invernale di **biomassa** da impiegare prevalentemente in grandi impianti centralizzati di cogenerazione al fine di minimizzare le emissioni inquinanti;

C – l'implementazione di un complesso e costoso sistema di **accumulo stagionale PGP** (*Power-to-Gas-to-Power*), che, come visto in precedenza, potrebbe contare su una quantità di capacità produttiva inutilizzata pari a 5 volte il fabbisogno energetico non coperto;

D – l'utilizzo residuale e permanente di fonti **fossili**, da accoppiare eventualmente a sistemi di cattura e sequestro della CO₂, per i quali, tuttavia, sussistono forti perplessità circa il costo energetico e la fattibilità su larga scala.

Fine