

Stefano Tiribuzi

ScETuR

(Scenari Energetici Tutto Rinnovabile)

Scenario con P2G2P stagionale  
per metà del carico 2019

Per ASPO Italia

Pisa, 16 novembre 2022

# Scopo della nuova simulazione

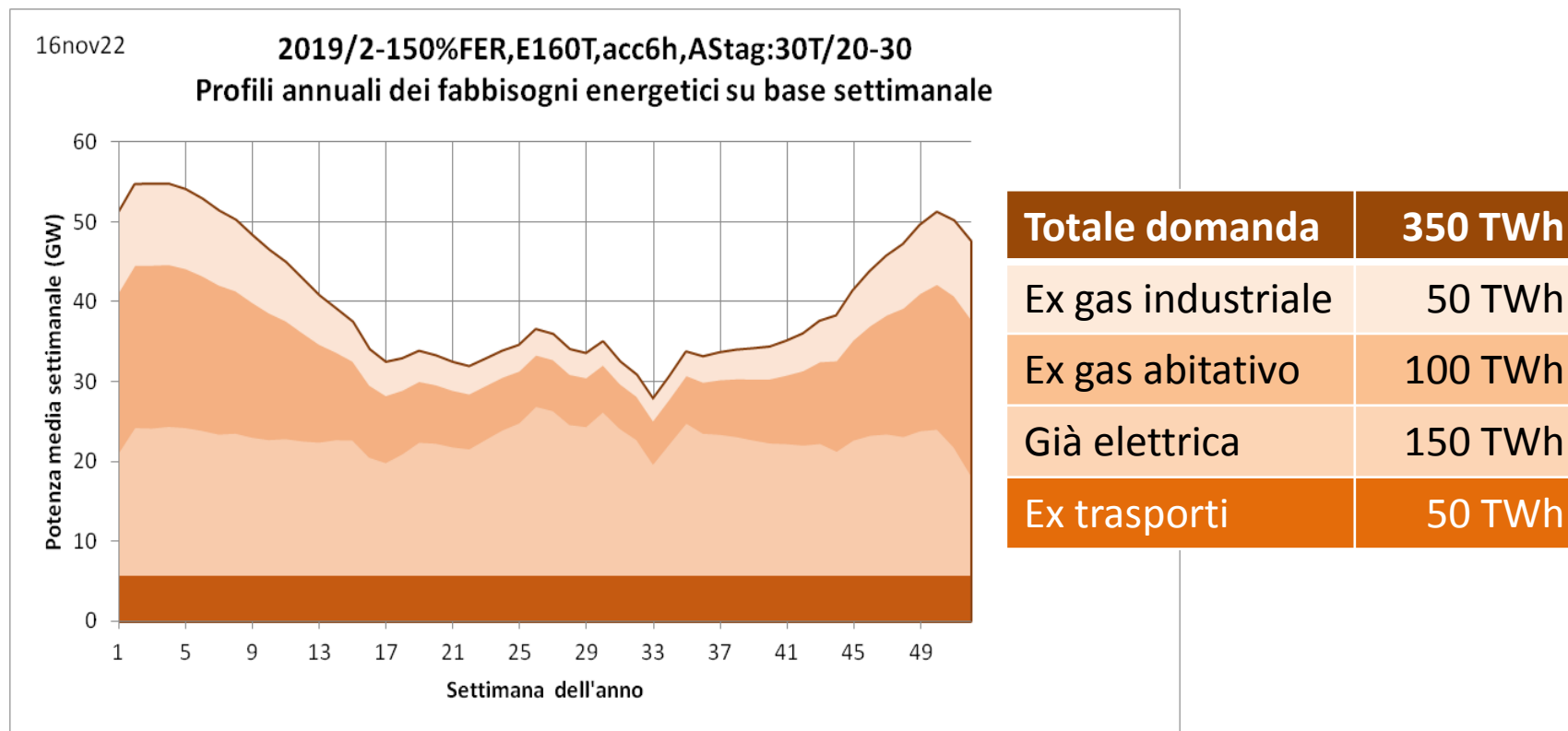
Durante l'incontro annuale ASPO svoltosi a Parma il 13 novembre 2022, sono stati illustrati i risultati della simulazione effettuata con il codice ScETuR di uno scenario a lungo termine del sistema elettrico italiano, chiamato P2G2P, in cui tutti i fabbisogni energetici, stimati sulla base di quelli registrati nel 2019, avrebbero dovuto essere soddisfatti con energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. I risultati hanno mostrato che, nonostante l'enorme infrastruttura energetica ipotizzata, l'8% del fabbisogno energetico restava scoperto, a causa di frequenti, prolungati e consistenti periodi di carenza distribuiti nel semestre più freddo.

Durante e dopo l'incontro sono stati avanzati dei commenti circa la possibilità di ridurre consistentemente il carico previsto a lungo termine, attuando politiche di efficientamento delle abitazioni, impiego di pompe di calore, limitazioni nel traffico veicolare, ecc.

Allo scopo di valutare l'efficacia di questi ulteriori provvedimenti è stata svolta una nuova simulazione, indicata qui con 2019/2, in cui si è assunto che i carichi siano esattamente la metà dei consumi finali del 2019, dello scenario P2G2P.

# Profilo della domanda e delle sue componenti

Per lo scenario 2019/2 si è assunto che la domanda totale sia la metà di quella del 2019



In base al grafico LLNL, la domanda elettrica al 2017 era equamente suddivisa tra settore industriale ed abitativo, dove quest'ultimo comprende quelli residenziale e commerciale.

# Principali dati di input:

In rosso sono evidenziati i valori variati rispetto al caso P2G2P precedente

| Dato        | Descrizione                                           | Era     |
|-------------|-------------------------------------------------------|---------|
| 350 TWh     | Fabbisogno totale                                     | 700 TWh |
| 150%        | Capacità FER rispetto a fabbisogno → 1050 TWh         |         |
| 44 + 6 TWh  | Produzione Idro + Geo                                 |         |
| 160 TWh     | Capacità produttiva eolica                            |         |
| → 315 TWh   | Capacità produttiva FV                                | 840 TWh |
| 6 h         | Capacità di accumulo giornaliero                      |         |
| 90%         | Resa di ciclo dell'accumulo giornaliero               |         |
| 30 TWh      | Capacità di accumulo stagionale (resa finale)         |         |
| 20%         | Resa di ciclo dell'accumulo stagionale                |         |
| 20 GW       | Potenza di ricarica limite dell'accumulo stagionale   | 26 GW   |
| 30 GW       | Potenza di erogazione limite dell'accumulo stagionale | 15 GW   |
| modulazione | Sistema di modulazione preventiva dell'erogazione     |         |

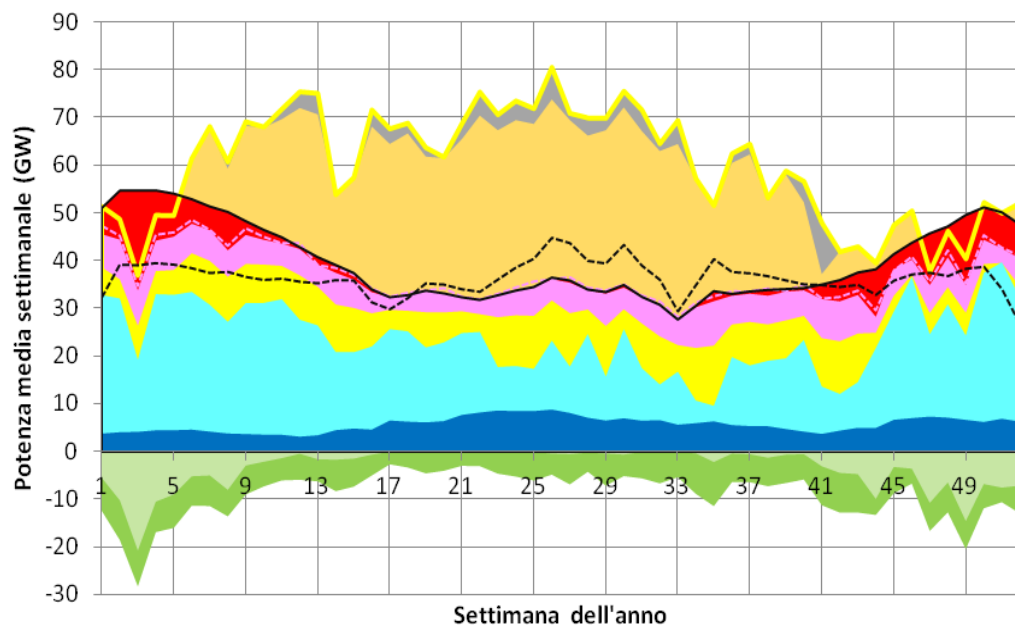
# Profilo annuale delle potenze medie settimanali

Scenario  
precedente

Il nuovo scenario non presenta più ammanchi e l'esubero non utilizzato è fortemente ridotto.

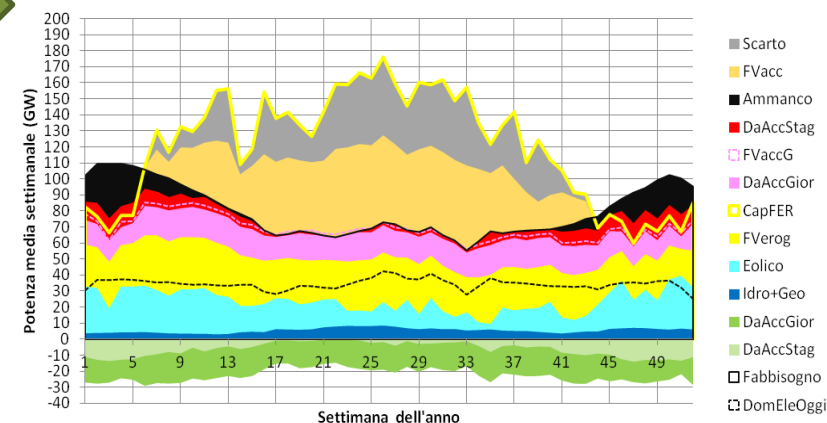
16nov22

2019/2-150%FER,E160T,acc6h,AStag:30T/20-30  
Profilo annuale della copertura su base settimanale



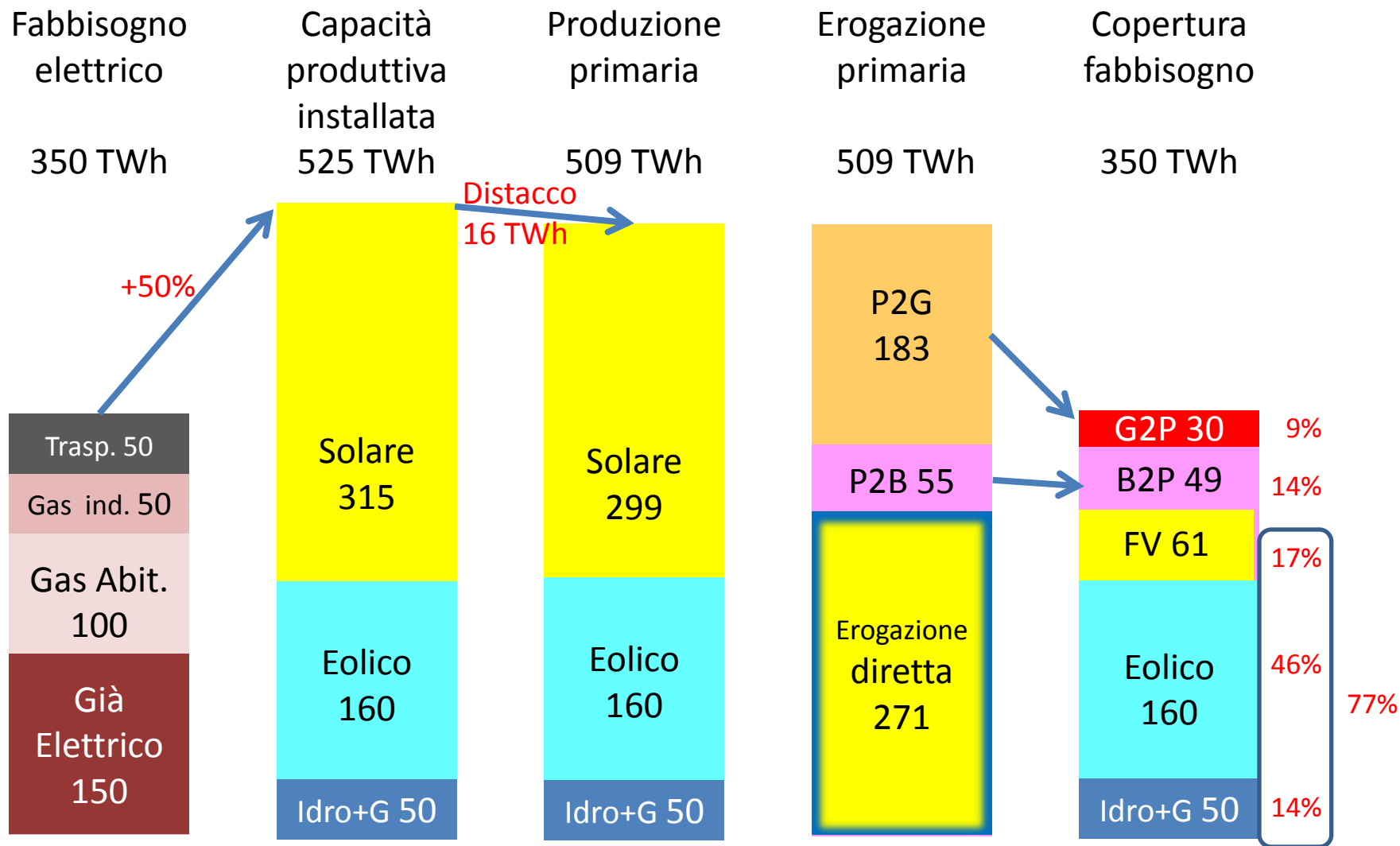
09nov22

2019-150%FER,E160T,acc6h,AStag:30T/26-15G  
Profilo annuale della copertura su base settimanale

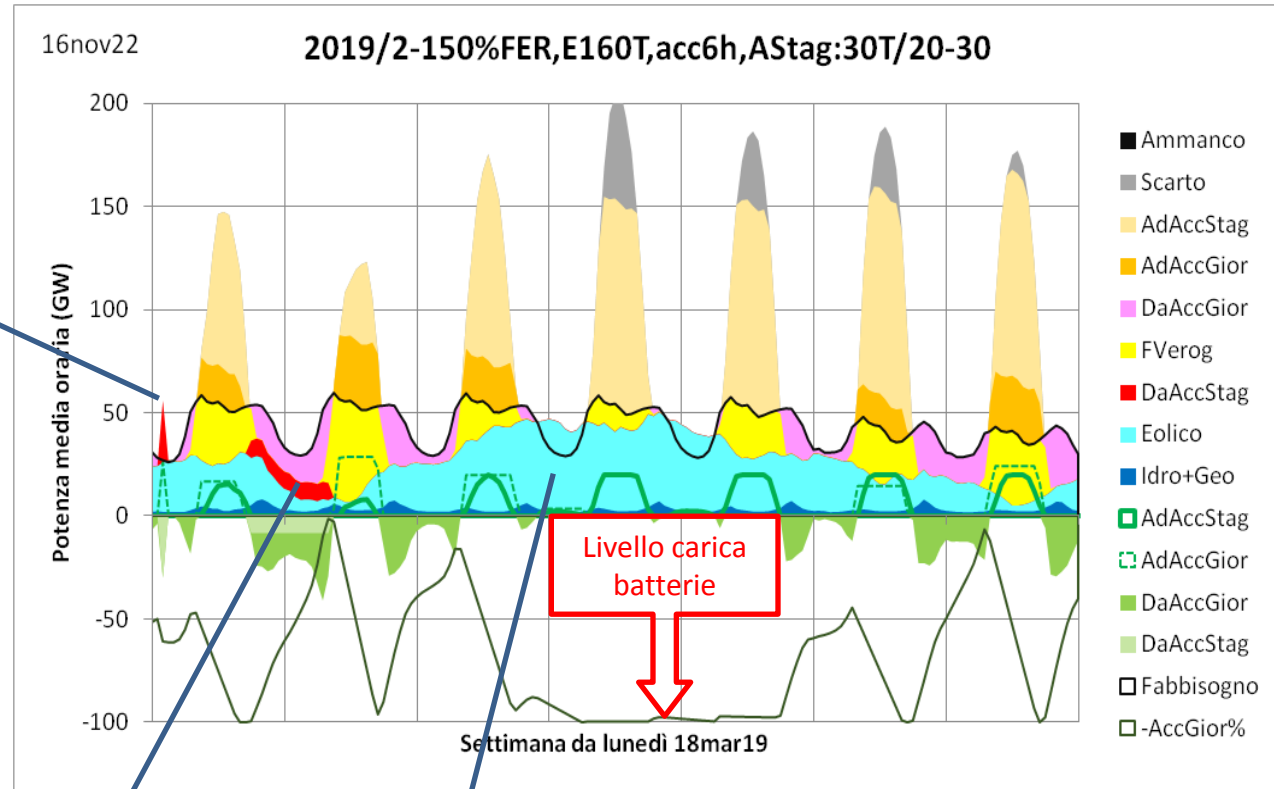


... ma il fabbisogno è ora di poco superiore ai consumi elettrici del 2019 (linea tratteggiata) e viene in gran parte coperto dall'eolico.

# Bilancio energetico annuale dello scenario 2019/2



# Profilo durante la settimana dell'equinozio di primavera

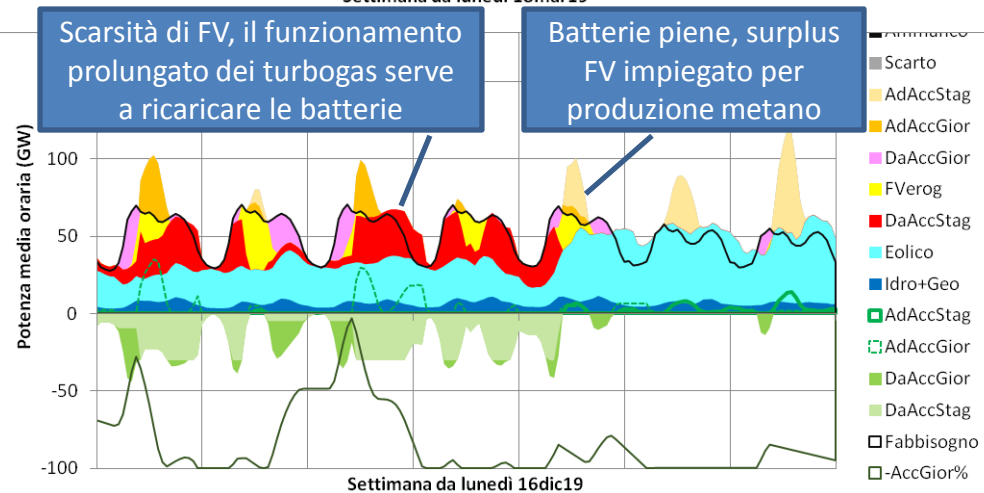
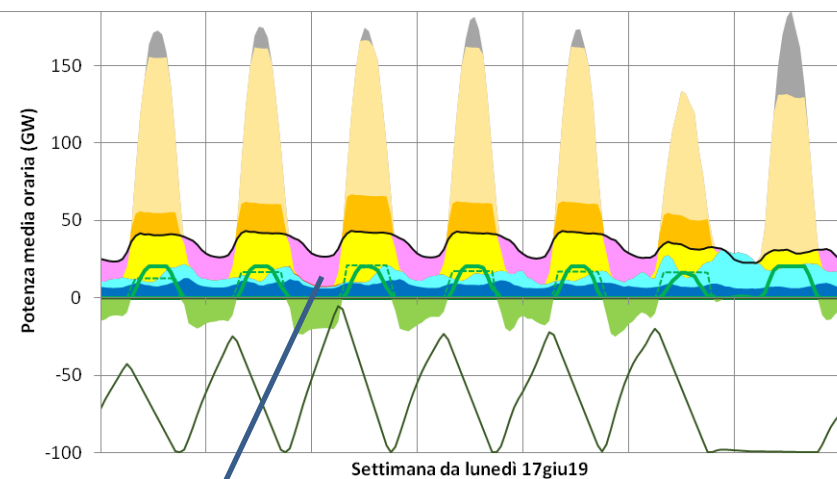
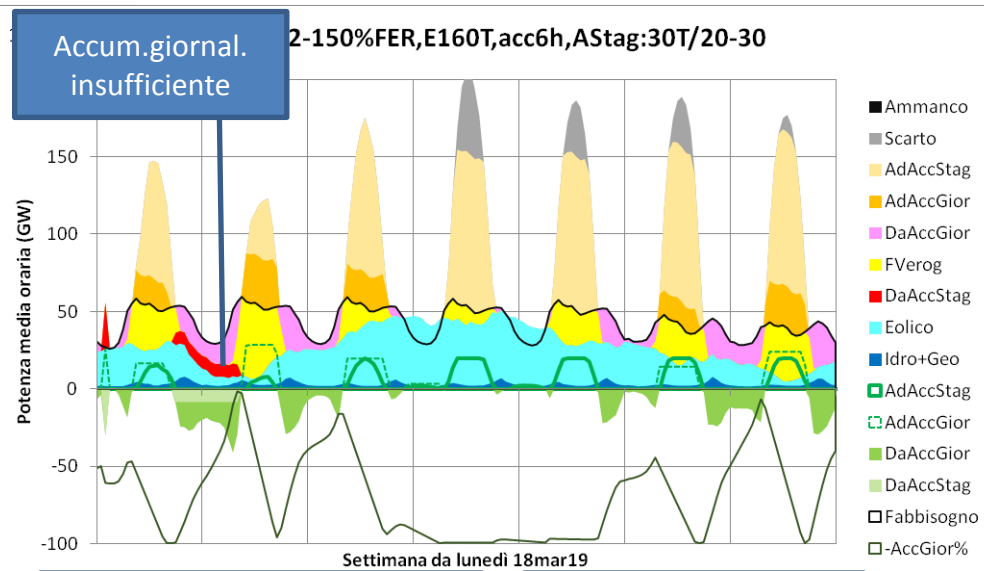
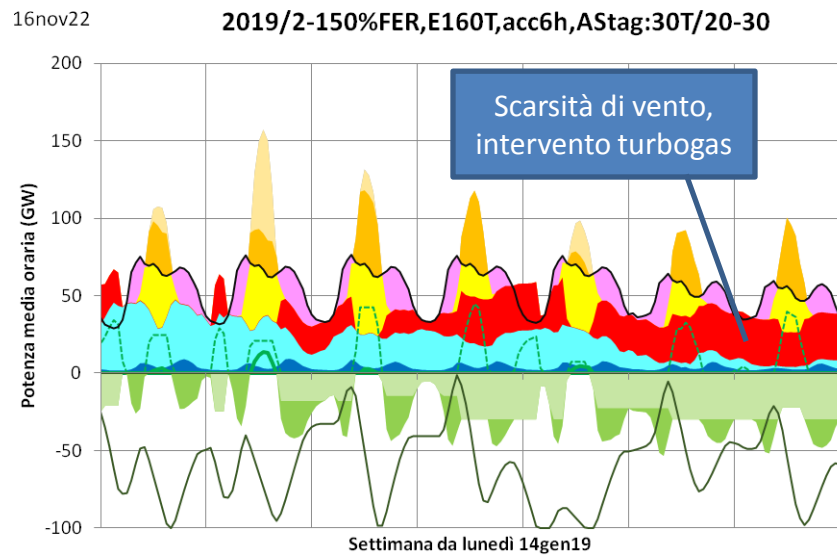


Avvio dei turbogas che ricaricano le batterie. Comportamento spurio derivante dall'aver mantenuto invariata la logica di modulazione

In questo caso l'avvio del turbogas è necessario perchè la capacità massima delle batterie non era sufficiente

Nei giorni intermedi, l'elevata potenza eolica consente di far fronte all'intero fabbisogno notturno e di caricare completamente le batterie

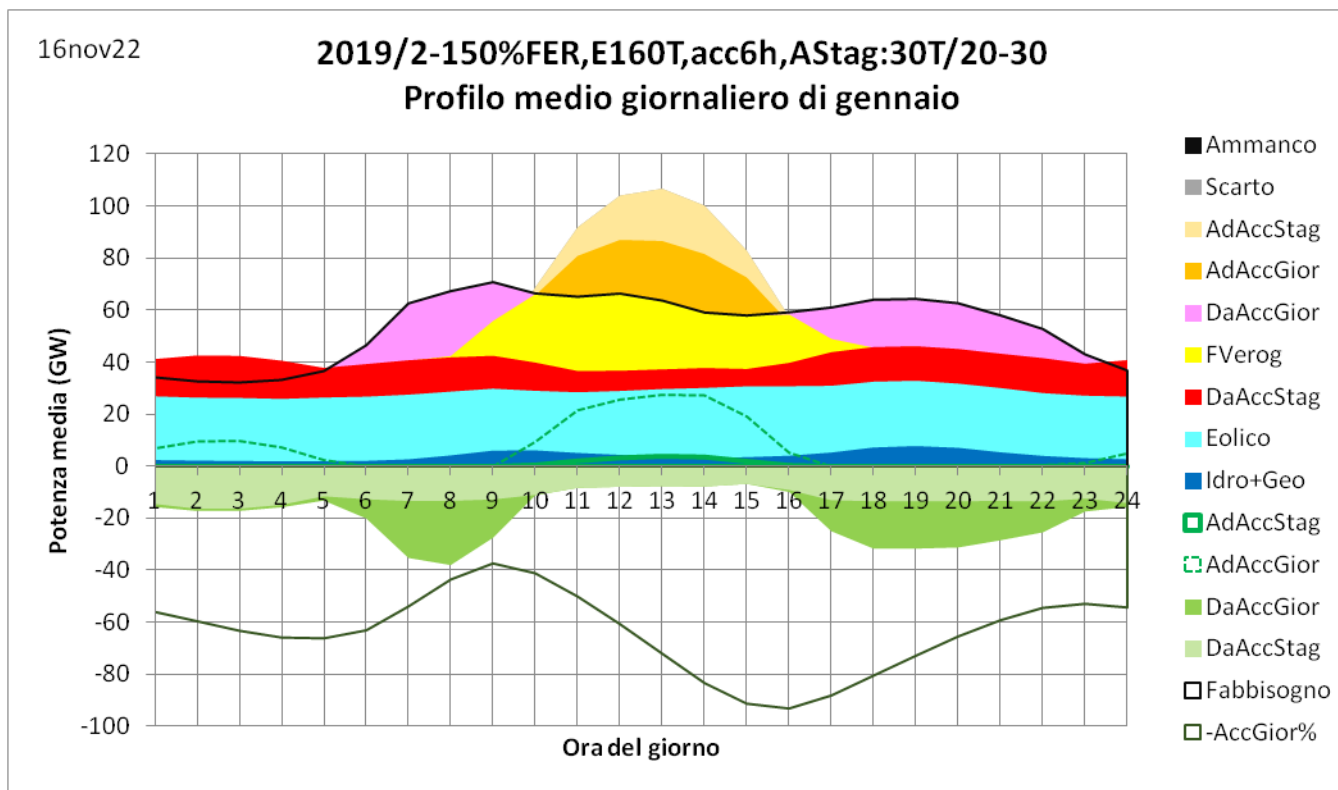
# Profili orari durante 4 settimane campione



- Ammanco
- Scarto
- AdAccStag
- AdAccGior
- DaAccGior
- FVerog
- DaAccStag
- Eolico
- Idro+Geo
- AdAccStag
- AdAccGior
- DaAccGior
- DaAccStag
- Fabbisogno
- -AccGior%

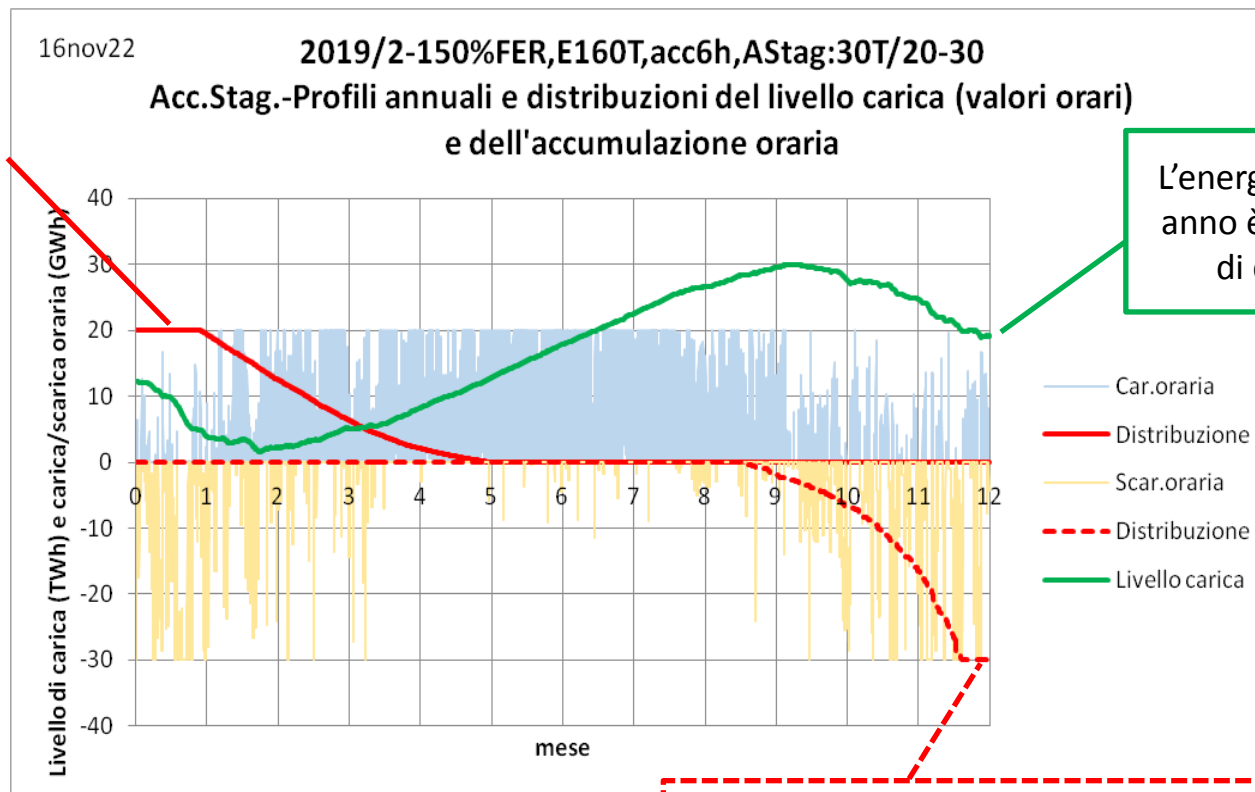
# Profilo medio giornaliero di gennaio

La produzione eolica rappresenta la parte preponderante della copertura del fabbisogno. L'accumulo circolante si fa carico della copertura durante le ore antimeridiane e serali, cui corrispondono 2 distinti periodi di scarica delle batterie.



# Operatività del sistema di accumulo stagionale

Rispetto al caso a pieno carico, è possibile sfruttare pienamente i 30 TWh di accumulo con meno elettrolizzatori e alimentando un parco turbogas doppio del precedente, ma in entrambi i casi si ha una forte riduzione del fattore di utilizzazione



La produzione di gas di sintesi avviene lungo quasi tutto l'anno, ma i relativi impianti lavorano a pieno carico (20 GW) solo per 1 mese

L'energia stoccata a fine anno è molto maggiore di quella iniziale

Le centrali turbogas alimentate con il gas stoccato operano soprattutto in autunno e inverno, ma erogano la piena potenza (30 GW) solo per mezzo mese

# Consistenza dei principali sistemi dello scenario 2019/2

|                                              |                                  |                      | Note                           |
|----------------------------------------------|----------------------------------|----------------------|--------------------------------|
| Produzione FV                                | Capacità produzione annuale      | 315 TWh              |                                |
|                                              | Potenza media                    | 36 GW                | su 8760 ore                    |
|                                              | Potenza nominale installata      | 240 GW               | Fattore capacità = 0,15        |
|                                              | Potenza installata pro capite    | 4 kW/ab              | Abitanti = 60 milioni          |
|                                              | <b>Pannelli pro capite</b>       | <b>27 mq/ab</b>      | Pot.spec = 150 W/mq            |
| Produzione Eolica                            | Capacità produzione annuale      | 160 TWh              |                                |
|                                              | Potenza media                    | 18,3 GW              | su 8760 ore                    |
|                                              | Potenza nominale installata      | 73 GW                | Fattore capacità = 0,25        |
|                                              | Numero torri                     | 15 mila              | Torri da 5 MW                  |
|                                              | <b>Abitanti per torre</b>        | <b>4000 ab/torre</b> | Abitanti = 60 milioni          |
| Accumulo circadiano con batterie Ioni-Litio  | Capacità di accumulo             | 240 GWh              | 6 ore a 40 GW                  |
|                                              | Capacità di accumulo pro-capite  | 4 kWh/ab             | Abitanti = 60 milioni          |
|                                              | Litio pro-capite                 | 650 g/ab             | Impiego Li = 160 g/kWh         |
|                                              | <b>Litio all'anno pro-capite</b> | <b>95 g/ab/y</b>     | Vita batterie = 6 anni         |
| Accumulo stagionale P2G2P con sintesi metano | Capacità di accumulo             | 30 TWh               | Stoccaggi di CH4 e CO2         |
|                                              | <b>Idrolizzatori</b>             | 100 GW               | <b>19mila da 5,3 MW</b>        |
|                                              | <b>Metanatori</b>                | 75 GW                | <b>13mila impianti da 6 MW</b> |
|                                              | <b>Turbogas (cogenerazione?)</b> | <b>30 GW</b>         | <b>+10 GW per separaz. CO2</b> |

# Considerazioni finali sullo scenario a consumi dimezzati

Il dimezzamento del carico annuo da 700 TWh a 350 TWh ha permesso di coprire l'intero fabbisogno con produzione da FER, mantenendo invariato il sovradimensionamento della capacità di produzione al 150% del carico totale e la durata di 6 ore degli accumuli circadiani, il che ha comportato il dimezzamento dei relativi valori assoluti delle grandezze coinvolte: potenzialità complessiva delle FER installate e capacità delle batterie.

Tuttavia altri parametri di calcolo sono rimasti invariati in valore assoluto. In particolare i 50 TWh di producibilità da idroelettrico+eolico, i 160 TWh di capacità annua dell'eolico e infine i 30 TWh di capacità dell'accumulo stagionale mediante stoccaggio di metano di sintesi. Si tratta in tutti e 3 i casi di parametri legati all'estensione e alle caratteristiche del territorio nazionale. E' questa invarianza in termini assoluti che ha consentito di bilanciare in ogni ora dell'anno la domanda con l'offerta di energia elettrica.

Occorre ricordare che tale risultato, oltre a dipendere da un draconiano taglio degli attuali consumi finali di energia, fa comunque affidamento sulla realizzazione, gestione, manutenzione e periodica sostituzione di un imponente infrastruttura energetica la cui sostenibilità in termini energetici (EROEI complessivo) e finanziario è tutta da verificare.