

# **Sistema elettrico nazionale: valutazione dell'assorbimento dell'elettricità fotovoltaica prevista dagli obiettivi 2030**

Giuseppe Tomassetti, FIRE

Ottobre 2018

## **Sommario**

La SEN 2017 ha indicato la quota di elettricità da fonte rinnovabile da raggiungere in Italia entro il 2030, da questa quota sono stati dedotti gli incrementi richiesti di nuovi impianti di generazione da fonti rinnovabili ossia la nuova potenza da installare per le varie fonti. Sono segnalati i problemi che nasceranno sulla rete dal maggior utilizzo di fonti non programmabili ma non c'è una analisi di supporto che indichi a che condizioni questa elettricità possa essere assorbita dalla rete. Questo studio affronta, con un approccio metodologico, il tema dell'inserimento nella rete dei 30.000 MW di nuova potenza fotovoltaica aggiuntiva, prevista dalla SEN, con riferimento al minimo di domanda prevedibile nel periodo estivo, in particolare nei giorni di fine settimana e ad agosto.

La prima parte dello studio è dedicata alla ricognizione dei dati disponibili sul parco fotovoltaico esistente (potenze, elettricità autoconsumata ed immessa in rete, degradazione nel tempo del parco); la valutazione critica di questi dati permette di costruire un plausibile diagramma di generazione oraria fotovoltaica in una domenica estiva del 2030, sulla base delle condizioni climatiche dell'estate 2018. Si esamina poi la domanda presente sulla rete elettrica e il ruolo delle varie fonti per la sua copertura, in una tipica domenica estiva del 2018.

Nella seconda parte si analizzano le possibili soluzioni per assorbire la produzione fotovoltaica prevista per l'estate del 2030, dalle ore 9 alle ore 18, considerando il maggiore autoconsumo per condizionamento ambientale (che produrrà un effetto rimbalzo sui consumi finali) e le possibilità degli accumuli giornalieri. Considerando i tempi brevi e anche le difficoltà per i futuri accumuli distribuiti di operare nei giorni di fine settimana estivi, si propone una soluzione normativa che renda di nuovo conveniente l'utilizzo dei pompaggi già esistenti e la generazione dai CCGT nazionali rispetto alle importazioni basate su carbone e lignite; l'integrazione di autoconsumo, pompaggi e interruzione delle importazioni, lascia alla generazione dagli impianti termoelettrici un ruolo della stessa rilevanza di quello svolto in questi anni, dimostratosi capace di garantire la stabilità della rete.

Questa metodologia, se applicata sulle varie condizioni del clima e della domanda di elettricità e di calore nel corso di un anno, potrebbe dare una conoscenza più definita della operabilità delle proposte della SEN 2017.

## Premessa

Il tema del maggiore ricorso a elettricità ricavata da fonti rinnovabili non programmabili viene in genere affrontato in termini di energia, quanti TWh sarà necessario produrre, per rispettare gli impegni verso il clima globale, mentre poca attenzione viene data alla possibilità che l'elettricità così generata possa poi trovare il suo spazio nella rete e trovare un utente che, in quel preciso momento, la consumi.

Questo studio metodologico, svolto senza il supporto di modelli, vuole essere solo una prima analisi dell'effetto di alcuni parametri noti e richiamare l'importanza di altre scelte generalmente prese in poca considerazione. L'analisi si concentra sul periodo estivo, in particolare nei giorni di fine settimana, quando si associa la massima produzione degli impianti fotovoltaici, (trascurando il contributo estivo dell'eolico) con il minimo della domanda sulla rete elettrica; i risultati non possono perciò essere trasferiti, salvo che per la metodologia, ad altri periodi dell'anno con differenti caratteristiche del clima e della domanda di elettricità.

## La generazione di elettricità attuale

Con riferimento al 2017, dati Terna (1) in Italia sono stati generati 295,8 TWh di elettricità cui vanno aggiunti 37,8 TWh dal saldo degli scambi con l'estero; gli ausiliari delle centrali ed il pompaggio hanno assorbito 13 TWh per cui la richiesta sulla rete è stata di 320,6 TWh. La trasmissione e la distribuzione dell'elettricità hanno assorbito 18,7 TWh, fornendo ai consumatori finali 301,9 TWh.

La produzione elettrica nazionale basata su fonti fossili tradizionali (solidi, gas naturale, petroliferi, altri) è stata di 190,1 TWh; quella basata su fonti rinnovabili (idro al netto dei pompaggi, geotermia, eolica, fotovoltaica, bioenergie) è stata di 103,9 TWh, dati Terna (2).

Considerando le fonti rinnovabili programmabili si rileva che la produzione idro ha risentito di un anno particolarmente asciutto con soli 36,2 TWh, la geotermia ha generato 6,2 TWh, le bioenergie hanno generato 19,4 TWh; le due fonti non programmabili eolico e fotovoltaico hanno generato rispettivamente 17,7 MWh e 24,4 MWh.

Sulla base della consistenza dei rispettivi impianti a livello nazionale nel 2017, i generatori eolici hanno operato 1.806 ore equivalenti all'anno, al carico nominale, mentre quelli fotovoltaici per 1.218 ore equivalenti. Il parametro delle ore equivalenti permetterebbe, nell'ipotesi che l'insolazione e la ventosità rimanga ogni anno la stessa, di valutare il decadimento delle prestazioni dell'intero parco di impianti; d'altra parte non è disponibile un dato climatico globale nelle varie aree italiane, dato ponderato con la rilevanza della potenza eolica e fotovoltaica installata nelle stesse aree. Per accrescere la difficoltà nel definire un parametro climatico ponderato nazionale, si deve ricordare che le aree climatiche non corrispondono con le divisioni amministrative del territorio.

Considerando che fonti quali l'eolico e il fotovoltaico hanno carattere stagionale probabilistico, diverso da un anno all'altro, è opportuno analizzare i valori mensili, essi mostrano per il fotovoltaico una generazione nei mesi estivi quasi tripla rispetto a quella dei mesi invernali, per l'eolico invece,

con andamenti molto meno regolari nei vari anni, i valori estivi variano fra la metà ed i due terzi di quelli invernali; dati Terna (3).

Sulla base della geografia dell'Italia, l'orografia e il percorso dei venti dominanti, queste fonti, che rimangono non programmabili, possono però diventare almeno in parte prevedibili, con un certo anticipo (4).

### **Gli impegni sul campo**

La situazione italiana è in una fase di attesa, i forti incentivi degli anni passati sulle fonti rinnovabili hanno prodotto risultati che sono andati oltre gli impegni europei al 2020, però il peso economico per i loro investimenti, che durerà fino ai primi anni 30, insieme al mancato sviluppo delle capacità produttive dei relativi componenti, rendono molto incerto valutare la nostra capacità di affrontare in modo sostenibile i nuovi impegni previsti per il 2030 e il 2050.

La Strategia Energetica Nazionale, approvata nel 2017, a pag. 36 prevede una penetrazione minima delle fonti rinnovabili a circa il 27% negli usi finali lordi al 2030; questo obiettivo si declina in 48-50% di penetrazione per le fonti rinnovabili nella copertura della domanda di elettricità da parte degli utenti finali.

Nel corso del 2018 la UE ha emesso una nuova direttiva, la RED II, non ancora recepita in Italia, che prevede che al 2030 l'energia generata da fonti rinnovabili raggiunga il 32%; per raggiungere questo risultato potrà essere necessario prevedere sia una quota ancora più elevata di penetrazione di fonti rinnovabili nella generazione elettrica, sia un incremento della produzione considerando che si prevede in parallelo una rilevante elettrificazione dei consumi finali, in sostituzione di carburanti e combustibili.

Per meglio inquadrare le conseguenze sul sistema elettrico è necessario analizzare in dettaglio i vari obiettivi.

### **Definizione quantitativa degli obiettivi**

Nei documenti programmatici gli obiettivi sono riferiti agli usi finali, questi sono intesi come i consumi degli utenti finali; tutte le definizioni sono convenzionali, esse possono essere scelte perché più facili da misurare o perché capaci di dare una immagine di evidenza più diretta del bene prezioso che si vuole tutelare, misurandolo.

Basti ricordare che in Italia, decenni fa, per il peso delle importazioni di fonti di energia sulla bilancia dei pagamenti, l'attenzione era concentrata sulle fonti importate e il Bilancio Energetico Nazionale dava rilevanza alle necessità di fonti primarie per generare l'elettricità, contabilizzando in ingresso la generazione dal sole, dal vento, e dall'idraulica, così come l'elettricità importata, a 2,200 kcal/kWh (il consumo medio negli anni 80 del parco di impianti termoelettrici basato su impianti a vapore). Nello schema europeo EUROSTAT oggi usato, invece queste fonti sono contabilizzate come energia meccanica a 864 kcal/kWh, sulla base dell'energia elettrica stessa, con conseguente caduta formale dei consumi primari, per diversa convenzione.

Per completezza si ricorda che nel settore termico è avvenuto l'opposto, dando evidenza a fonti interne quali la legna da ardere, il calore del sole e il calore ambientale assorbito dalle pompe di calore, fonti delle quali in passato non si teneva conto nel definire i consumi di energia (provocando un aumento dei consumi primari e di quelli finali nel settore residenziale).

Nel sistema elettrico le fonti entrano nell'industria energetica generando elettricità lorda, si tolgono i consumi degli ausiliari e si ha l'elettricità netta prodotta ed immessa nella rete, si fa il saldo con l'estero e si tolgono le perdite della rete, così infine si ha l'energia consegnata agli utilizzatori finali. Le importazioni valgono, nel 2017, circa il 15% della produzione interna.

La quota di elettricità da fonte rinnovabile può essere calcolata in due modi: o sugli usi finali, 301,9 TWh nel 2017, avendo però ridotto la produzione da rinnovabili delle relative perdite di rete, oppure facendo riferimento al totale dell'elettricità richiesta sulla rete, 320 TWh sempre nel 2017, su questa base nel 2017 questa quota è stata del  $103/320=32\%$  mentre nel 2016, per i minori consumi e la maggiore idraulicità, è stata del  $108/314=34\%$ .

### Potenzialità delle diverse fonti rinnovabili per generare elettricità

Le possibilità di un ulteriore sviluppo della generazione idroelettrica sono molto limitate, specie per la competizione sull'uso delle acque per l'agricoltura e i deflussi minimi delle aste fluviali, richiesti per il mantenimento delle caratteristiche ambientali. Invece è importantissimo il ruolo degli impianti idro elettrici come fornitura di potenza per la regolazione della rete; in Italia non ci sono grandissimi invasi che permettano l'accumulo stagionale, mediamente poco meno di metà dell'elettricità è generata da acqua fluente (meno di due ore di accumulo) e l'altra metà da impianti a bacino (fino a 400 ore di accumulo) e impianti a serbatoio (più di 400 ore di accumulo).

Esiste una capacità di pompaggio per circa 7.000 MW, previsti prevalentemente per un uso giorno-notte, attualmente pochissimo utilizzata per la struttura oraria dei prezzi. L'incubo Vajont e i vincoli ambientali renderanno prevedibilmente molto problematica l'evoluzione del sistema verso un impiego più dinamico, tramite un aumento delle potenze installate che migliorerebbero le capacità di regolazione dell'intero sistema.

Ugualmente limitate appaiono le ulteriori potenzialità della geotermia per generazione elettrica, considerato che negli ultimi decenni le potenze installate hanno avuto aumenti limitati e che l'innovazione tecnologica, come il ciclo Kalina, non ha rivoluzionato le prestazioni.

La generazione elettrica da bioenergie è prevista dalla SEN in riduzione, con una generale ristrutturazione delle incentivazioni.

La generazione da biomasse solide non regge economicamente i costi di gestione senza incentivi e senza l'importazione dai paesi extracomunitari; per cui dovrebbero rimanere attive solo le applicazioni in cogenerazione, con elevata valorizzazione del calore come negli impianti di teleriscaldamento, generalmente di potenza elettrica meno rilevante rispetto a quella termica.

L'importazione di oli vegetali dalle aree tropicali è risultata dannosa per quegli ambienti, l'impiego per la generazione di sola elettricità è prevedibile non venga più incentivato; nell'ottica dell'economia circolare è invece prevista in aumento la produzione da oli e grassi rifiuti agricoli ed agroindustriali e dai rifiuti urbani.

La produzione di biogas dalla fermentazione anaerobica dei reflui degli allevamenti, dall'agricoltura, dalla FORSU e dalle discariche è prevista in grande espansione; l'impiego del biogas non è più indirizzato alla generazione decentrata di elettricità ma alla trasformazione in biometano, per essere messo in conto, virtualmente, alla copertura della quota di fonti rinnovabili nel settore dei trasporti. Si sostituirebbe così il programma biodiesel che non è stato capace di promuovere la produzione di olii vegetali nella UE, stimolando invece le importazioni dai tropici, risultato peraltro ben prevedibile.

La generazione eolica è vincolata alla ventosità dei siti disponibili; ci sono evidenti prospettive di rapida espansione nel rifacimento e aumento di potenza degli impianti installati ormai 20 anni fa, con migliore sfruttamento dei primi siti, spesso i più interessanti, occupati con gli aeromotori allora commercializzati. La possibilità di attrezzare nuovi siti, sempre nel sud e nelle isole, così come di occupare bassi fondali o il mare aperto, è, al momento, un tema di massima incertezza politica e procedurale con forti contrasti di competenza sulle autorizzazioni.

La generazione eolica, ha una sua caratteristica irregolarità giorno-notte, secondo i siti, con maggiore rilevanza nel periodo invernale (3)(5), è localizzata lontano dai centri di consumo, quindi richiede forti investimenti sia per le connessioni locali che per la trasmissione a lunga distanza su un territorio più vasto. Il progetto della super rete europea, una grande T, con la traversa lungo la costa del Mar del Nord e la verticale fino in Sicilia, per la trasmissione a 1 MVolt in c.c., appare essere rinviato a periodi di maggiore integrazione a livello comunitario dei progetti dei vari paesi dell'Europa.

La generazione fotovoltaica presenta invece forti potenzialità in tutte le aree italiane, con forte rilevanza nel periodo estivo (3)(5), nel periodo maggio-luglio si hanno i più rilevati picchi della domanda. Siti ottimali per la localizzazione dei pannelli sarebbero i tetti dei grandi edifici commerciali ed industriali presenti in tutte le periferie delle grandi città, favorendo così anche l'auto consumo e la sostituzione delle coperture con amianto. L'autoconsumo di energia nelle ore di giorno estive risulta in fase con il crescente fabbisogno di condizionamento degli edifici, richiede di ribaltare tutte le scelte delle vecchie fasce orarie ed i comportamenti studiati ed ormai automatizzati dai tecnici energetici negli ultimi 40 anni; in linea astratta si potrebbe proporre di sviluppare accumuli elettrici distribuiti, senza modificare le utenze, oppure, al contrario, scelta più rivoluzionaria, modificare le utenze per seguire la disponibilità. Un'integrazione sinergica delle due evoluzioni sembrerebbe ottimale.

La possibilità di realizzare grandi impianti al servizio della rete, su superfici agricole, specie in pianura, rimane un tema molto dibattuto anche nel mondo delle politiche ambientaliste, dove i temi del controllo del clima globale, i temi dell'inquinamento locale, i temi della conservazione del territorio e del paesaggio, i temi della sovranità e i temi dello sviluppo vedono continui rovesciamenti sia delle alleanze e sia delle scelte da demonizzare.

Sulla base di queste considerazioni la SEN prevede che la generazione elettrica dalle nuove fonti rinnovabili, fotovoltaico ed eolico, debba essere più che raddoppiata, con maggiore espansione del fotovoltaico rispetto all'eolico, quindi aggiungendo almeno 30.000 MW di nuovi impianti al 2030.

A seguito della direttiva RED II alcuni studi (Elemens, luglio 2018) propongono di moltiplicare per 3,5 la potenza attuale degli impianti fotovoltaici. Indubbiamente sono disponibili superfici sufficienti per ospitare queste potenze, il punto critico delle analisi di potenzialità fisica appare, prima di

passare agli aspetti economici e sociali, la valutazione della possibilità della domanda interna italiana di assorbire con regolarità questa nuova potenza non programmabile.

### Difficoltà di lettura dei dati sulla generazione fotovoltaica

La generazione elettrica fotovoltaica per la sua struttura a moduli indipendenti, per il rendimento di conversione pressoché indipendente dalla taglia, per la limitata dipendenza dei costi unitari dei componenti dalla scala dell'impianto, sembrerebbe chiaramente destinata alla produzione decentrata per l'autoconsumo. Naturalmente le cose sono state fino ad oggi più complesse: da una parte il costo unitario è stato a lungo elevato, per cui è stato necessario prevedere delle incentivazioni con conseguente passaggio, per gestire gli incentivi, attraverso la rete e il GSE. Ad oggi la tecnologia è più competitiva economicamente non solo per l'autoconsumo ma anche verso la rete, ma in assenza di contratti in grado di assicurare un prezzo adeguato nel medio periodo per l'energia immessa in rete i problemi di finanziamento non sono stati superati. Dall'altra parte la forte stagionalità e variabilità non permettono di garantire la fornitura al consumatore finale. L'autoconsumo (sia diretto sia mediante lo scambio sul posto) si è potuto avviare, specie per le utenze del settore civile, solo come copertura parziale della domanda, sotto la garanzia del servizio fornita dalla rete. La realtà di generare sia al servizio della rete, sia al servizio dell'autoconsumo, rende, tra l'altro, più complessa la lettura dei dati sulla generazione fotovoltaica e la valutazione di quali possano essere gli effetti della sua prevista espansione.

Terna, nella sezione "Statistiche e Previsioni-Dati Statistici" pubblica annualmente "Dati Statistici sull'Energia Elettrica in Italia" con a pag. 68 dati sulla potenza installata negli ultimi due anni (6), e a pag. 114 dati sulla produzione lorda fotovoltaica annuale per gli ultimi 8 anni (2), a pag. 115 i dati sono suddivisi per regioni; nella sezione "Dispacciamento- Dati di Esercizio" Terna pubblica il bollettino mensile "Rapporto sul Sistema Elettrico" con i Bilanci Energetici Mensili (5), dell'anno in corso e del precedente. Questi dati di produzione sono presumibilmente quelli registrati presso i produttori e utilizzati dal GSE per le incentivazioni.

L'autoconsumo è invece affrontato nel Rapporto Statistico GSE e nel documento ARERA di Aprile 2018 "Monitoraggio dello sviluppo della generazione distribuita per l'anno 2016", elaborato su dati di Terna e GSE altrimenti non disponibili, pur con riferimento ai soli impianti che rientrano nella classificazione generazione distribuita o G.D.; si ricorda che di regola gli impianti (generazione o consumo) con potenza superiore ai 10 MW sono connessi con la rete di trasmissione di TERNA e non risultano dati sull'eventuale autoconsumo di questi impianti.

A seguito del D.Lgs. 20/07 sono definiti impianti di generazione distribuita gli impianti di generazione connessi al sistema delle reti di distribuzione, mentre sono definiti impianti di piccola generazione quelli di potenza inferiore ad 1 MW; per comodità di confronto ARERA considera anche la vecchia definizione che includeva nella G.D. tutti gli impianti di potenza inferiore a 10 MW, comunque connessi, anche con la rete di distribuzione. Il documento (7) indica per gli impianti di G.D. un forte ruolo dell'autoconsumo, 4TWh da fotovoltaico e 10 TWh da impianti termoelettrici, in larga parte da fonti non rinnovabili; la tabella seguente riporta i dati per il fotovoltaico.

## Suddivisione della produzione fotovoltaica fra generazione distribuita e connessione in rete. Ruolo dell'autoconsumo

2016	potenza lorda MW	produzione lorda GWh	produz. netta consumata in loco	produz. netta immessa in rete
TERNA tutti gli impianti	19.283	22.140		
ARERA G.D.	18.085	20.481	4.052	16.123
ARERA G.D. < 10 MW	18.465	20.990	4.113	16.536
ARERA D.G. < 1MW	15.107	16.915	3.758	12.942
IMPIANTI > 10MW	824	1.170		

Tabella 1. Dati sull'autoconsumo degli impianti fotovoltaici. Elaborazioni FIRE di dati Terna, ARERA e GSE.

Dai dati del rapporto GSE 2016 risulta che, per le potenze sotto i 20 kW, quasi tutti gli impianti praticamente autoconsumano per un terzo della loro produzione, mentre per le potenze più elevate si riduce la quota di impianti che autoconsumano, assorbendo una quota elevata, ma abbastanza costante nei mesi della produzione; come risultato finale il diagramma dell'energia fotovoltaica assorbita dall'autoconsumo (non disponibile) avrebbe un andamento molto simile a quello della produzione fotovoltaica stessa.

Non si ha però nessuna indicazione di come l'autoconsumo sia distribuito nel corso dell'anno; considerando però che le piccole potenze sono concentrate su utenti civili, con forte carico per il condizionamento estivo, in edifici esistenti senza pompe di calore reversibili si può ritenere che l'autoconsumo sia concentrato sui mesi estivi.

Per poter analizzare la possibilità di assorbimento nella rete di elettricità da fonti rinnovabili non programmabili, occorre disporre degli andamenti almeno orari sia della domanda di potenza sulla rete sia dei contributi corrispondenti, in termini di potenza, delle varie fonti. La base di dati più direttamente accessibile su questo tema è la sezione di Terna "Transparency report-generation", col file "Ex post data on the actual generation" che riporta, giorno per giorno, area per area, i dati orari, per ciascuna fonte.

Per la fonte fotovoltaica vengono dati due serie di valori, uno misurato ed un secondo stimato. Una analisi di congruenza con altri dati porta a ritenere che gli impianti misurati siano quelli connessi con Terna e con potenze maggiori di 10 MW, quindi monitorati direttamente; si è visto però che le due classi non coincidono perfettamente. I valori stimati, dalle analisi dei dati nelle singole sei aree, appaiono ottenuti dai dati misurati con un coefficiente, specifico di ogni area, con andamento piuttosto regolare nelle ore centrali della giornata, salvo le ore estreme di inizio e fine dell'insolazione.

Somma di Generation [MWh]			
Etichette di riga	Photovoltaic Estimated	Photovoltaic Measured	fattore multipl
15/07/2018 6:00:00	252	27	9,3
15/07/2018 7:00:00	1438	122	11,8
15/07/2018 8:00:00	3521	262	13,4
15/07/2018 9:00:00	5622	383	14,7
15/07/2018 10:00:00	7198	475	15,2
15/07/2018 11:00:00	8106	528	15,4
15/07/2018 12:00:00	8724	564	15,5
15/07/2018 13:00:00	8864	566	15,7
15/07/2018 14:00:00	8350	528	15,8
15/07/2018 15:00:00	7553	484	15,6
15/07/2018 16:00:00	6280	405	15,5
15/07/2018 17:00:00	4563	299	15,3
15/07/2018 18:00:00	2499	166	15,1
15/07/2018 19:00:00	751	54	13,9
<b>totali</b>	<b>73721</b>	<b>4863</b>	<b>15,2</b>

	Potenza nominale	Potenza di picco/potenza nominale
Tutti MW	19882	0,45
>10MW	878	0,64

Tabella 2. Dati sulla produzione fotovoltaica il 15 luglio 2018.

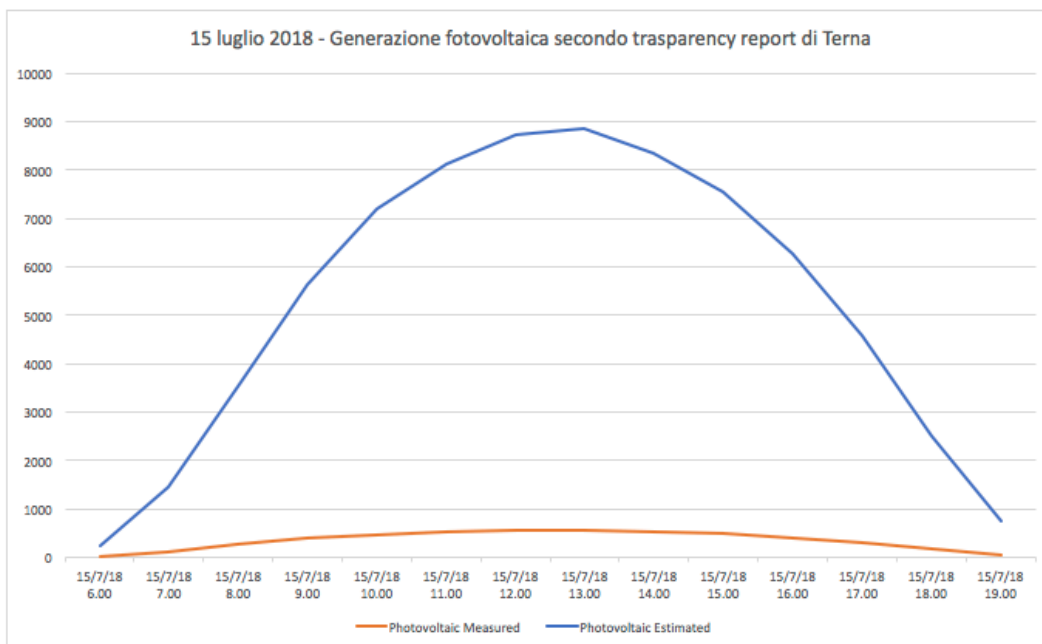


Figura 1. Curva di produzione fotovoltaica in GW il giorno 15 luglio 2018 (produzione oraria misurata e stimata).

La figura riporta in tabulato e in diagramma, i valori della generazione fotovoltaica per un giorno preciso, la domenica 15 luglio 2018, una giornata soleggiata con un certo passaggio di nuvolosità; l'andamento della generazione è piuttosto schiacciato, tipico di una giornata non limpida, calda e un forte ruolo della luce diffusa.

Due sono le indicazioni immediate dalla lettura dei dati: la prima è che l'energia raccolta nella giornata, 74.000 MWh, è molto inferiore a quella media indicata sui consuntivi di Terna, fra giugno 2015 e luglio 2017, dell'ordine di 95.000 MWh, la seconda è che il rapporto fra picco di potenza e



potenza nominale è molto più basso sia per la produzione stimata che per la produzione misurata. Una spiegazione che risolva queste incongruenze richiede che, al di là del nome “actual generation”, i dati della sezione Transparency Report (8) si riferiscano non alla generazione, ma all'immissione in rete, senza tener conto dell'autoconsumo degli impianti connessi alle reti di distribuzione, impianti nei quali viene generata circa il 95% dell'energia.

Un secondo problema che si pone nella lettura dei dati è quello della differenza fra la potenza nominale e la potenza effettiva misurata da TERNA la domenica 15 luglio 2018. nel corso degli anni. La minore potenza misurata è direttamente legata alla non piena trasparenza dall'atmosfera ma anche al non ottimale orientamento di tutti i pannelli, alla non perfetta installazione, alla possibilità che ci siano impianti non più attivi e infine a un possibile degrado delle prestazioni. Guardiamo qualche numero per quantificare il tema, utilizzando i dati (9) del GSE che gestisce gli incentivi del Conto energia al fotovoltaico, così come sono riportati nel Rapporto Statistico 2016 alle pagine 39 e 40. E' indicato che, nel 2017, solo 1-2% degli impianti registrati ha operato per meno di 500 ore e solo il 10% meno di 1000 ore; si può quindi escludere che ci siano molti impianti non più in esercizio, come invece successo per tantissimi degli impianti dimostrativi precedenti il Conto Energia. Il fenomeno del degrado delle prestazioni è legato a molti diversi fattori, dal degrado di una giunzione alla crescita di alberi; nelle pagine citate si riportano le ore equivalenti di funzionamento alla potenza nominale, anno per anno, regione per regione, dal 2011 al 2016. Non sono riportati dati sull'insolazione quindi i dati non sono corretti per le variazioni climatiche (nel 2017 molto soleggiato la generazione fotovoltaica è salita del 10%!) quindi i confronti sono caratterizzati da una certa incertezza sulle cause dell'andamento delle prestazioni.

Una tabella tratta i 3.600 MW già attivi al 31 dicembre 2010, quindi con un confronto con un parco di generazione costante. Nel confronto 2011-2016 (5 anni) la produzione è calata mediamente dell'11%, con valori abbastanza vicini, dal 7% del Molise al 17% dell'Umbria. Gli impianti più produttivi sono quelli del Lazio, partiti più alti di Puglia e Sicilia e, nonostante la latitudine maggiore, rimasti superiori in termini di prestazioni; probabilmente è l'effetto degli impianti a terra, come il grande campo di Montalto di Castro, ben monitorati e gestiti, e di una maggiore presenza di impianti a inseguimento. In ogni caso il decadimento medio annuo rilevato è poco inferiore al 2%, valore che appare ragionevole. Provando a destagionalizzare i dati considerando l'insolazione di Roma (dati JRC) si ottiene per il Lazio una prestazione in calo del 6%, che conferma la buona prestazione del parco (il monitoraggio del GSE per il 2017 indica per il Lazio un calo del solo 3%)

L'altra tabella riporta invece i dati degli impianti in esercizio da almeno un anno, al fine di escludere quelli con produzione parziale. In questo caso sono conteggiati anche gli impianti realizzati dopo il 2010, evidentemente, di cui la stragrande maggioranza realizzata fra il 2011 e il 2012. Il decadimento medio rilevato è del 13%, con il caso limite del Lazio col 21% e dell'Emilia-Romagna e del Friuli al 16%. Considerando il minore intervallo temporale, circa 4 anni, su cui agiscono i nuovi impianti e l'andamento di quelli pre-2010, si ha un decadimento medio annuo del 3%.

Destagionalizzando il dato per il Lazio adottando l'insolazione di Roma la situazione migliora leggermente, ma si ottiene comunque un 16% di peggioramento della prestazione. Ovviamente, alla luce del dato conseguito dagli impianti pre-2010, ciò comporta una prestazione degli impianti più recenti, peggiore dei valori medi (il dato indicato dal GSE, nel ben soleggiato 2017, per tutto il parco è un calo del 6%).

## Condizioni critiche per l'immissione in rete di nuova elettricità rinnovabile

L'esperienza ha dimostrato che i momenti più critici per le reti elettriche non sono quelli con i consumi interni più elevati, per i quali il grande numero di impianti in funzione smorza l'effetto dovuto ad eventi imprevisi nella domanda e/o nell'offerta e per i quali i meccanismi di distacco dei carichi sono già predisposti e semplici da gestire, ma quelli con i carichi più ridotti, quando una variazione esterna può produrre un effetto più rilevante sul sistema in esercizio. Naturalmente sono le scelte fatte per garantire la stabilità delle reti che preciseranno con quali precauzioni i nuovi carichi o i nuovi generatori potranno entrare nel sistema, comunque il sistema deve poter sopravvivere con sicurezza al possibile distacco improvviso di una utenza o di un generatore. In questa nota non si affrontano i temi di stabilità della rete e degli investimenti necessari per le garanzie, si vogliono solo individuare le barriere fisiche che limitano l'estensione dei sistemi così come essi sono e come possono essere capaci di evolvere in tempi brevi.

La pubblicazione annuale di Terna riporta i diagrammi orari della domanda sulla rete nazionale, con i contributi delle varie fonti, solo per i terzi mercoledì di ogni mese, giornate storicamente indicate come quelle di maggiore carico nei vari periodi climatici, specie perché il mercoledì i cicli delle industrie con fermata settimanale raggiungevano le condizioni di più intenso funzionamento di tutti gli impianti. Da queste informazioni il più basso livello dei consumi si raggiunge nel mese di agosto, tradizionalmente dedicato alle ferie del personale e alle fermate per manutenzione delle macchine.

Negli ultimi decenni il ruolo dei consumi industriali è andato calando mentre è cresciuto il ruolo dei consumi del settore terziario, con diffusione del condizionamento estivo, attivo nel settore commerciale anche il sabato e la domenica. I consumi elettrici del settore domestico sono rimasti globalmente stabili nonostante la forte evoluzione della struttura delle famiglie, l'evoluzione tecnologica nell'illuminazione e in alcuni elettrodomestici ha, presumibilmente, compensato i maggiori consumi nel condizionamento estivo e nelle pompe di calore invertibili.

Il picco annuale della domanda elettrica si è così spostato dall'inverno all'estate, ma i periodi di minima domanda sono presumibilmente rimasti quelli dei sabati e delle domeniche estive, specie di agosto, periodi che corrispondono proprio con quelli di massima produzione fotovoltaica. Si tratta di circa 14 fine-settimana e di una decina di giorni a cavallo di ferragosto, quindi di una sequenza mediamente di circa 30-40 giorni, in funzione delle condizioni climatiche, nei quali potrebbe essere difficile assicurare l'assorbimento dell'elettricità rinnovabile producibile da impianti fotovoltaici, con necessità di dissipazione del surplus attraverso la disattivazione degli impianti, operazione non semplice da impostare per circa 20.000 produttori.

## Definizione della giornata tipo di riferimento

Nei limiti della scarsità di dati su quale sarà la prevedibile situazione elettrica italiana al 2030, il tentativo di valutazione non può che riferirsi alla situazione attuale e su essa evidenziare le più evidenti difformità e necessità di intervento.

Non essendo disponibili in letteratura elaborazioni giornaliere sulla domanda oraria nei giorni di basso carico e sulle produzioni dalle varie fonti, rilevate su più anni, si utilizza quanto dedotto da "transparency report" di Terna per la giornata del 15 luglio 2018, una domenica soleggiata. La figura seguente riporta i valori forniti da detto rapporto.

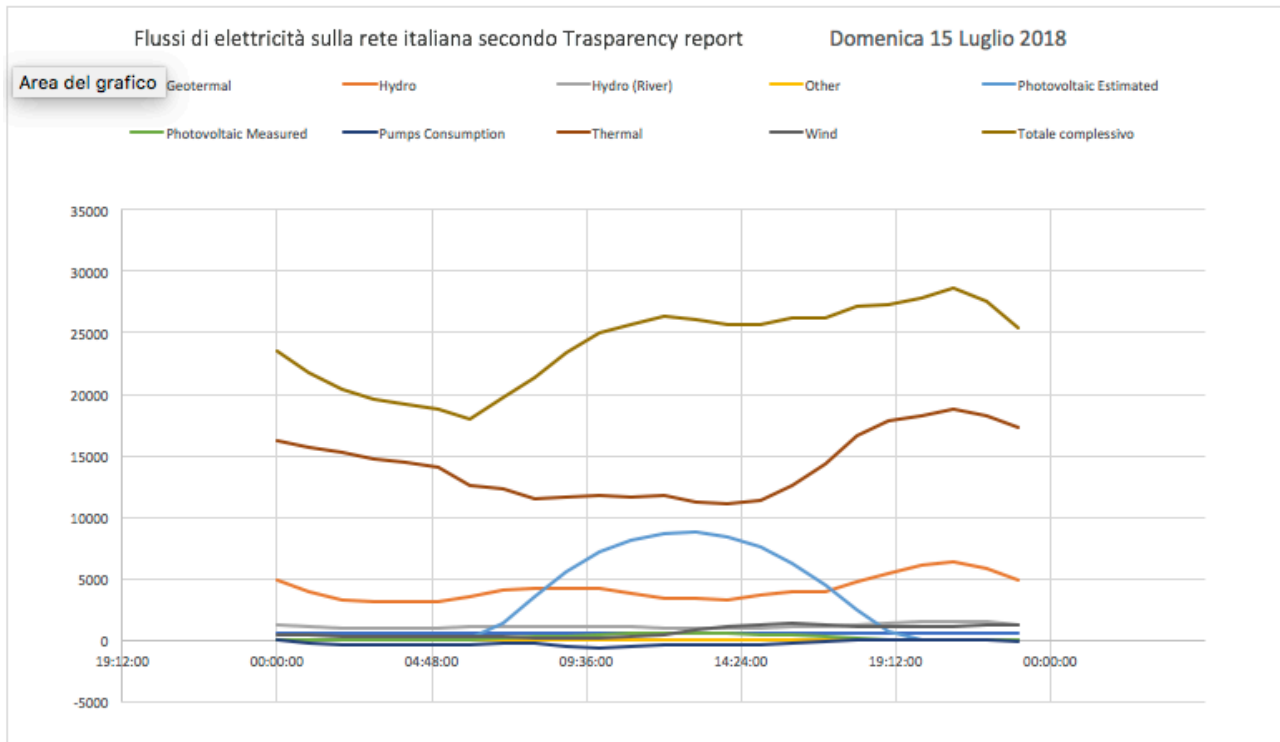


Figura 2. Andamenti della produzione elettrica oraria in GWh da varie fonti il 15 luglio 2018.

Il diagramma della produzione fotovoltaica va forzatamente interpretato e integrato, per avere un valore plausibile della potenza nelle ore di picco. La potenza di picco non potrà mai essere pari a quella nominale, non tanto per la presenza di impianti non attivi, verosimilmente limitata almeno finché sarà attivo un generoso incentivo, quanto sia per l'invecchiamento degli apparati, sia per il diverso irraggiamento solare, la trasparenza del cielo e i diversi orientamenti dei pannelli. L'effetto dell'invecchiamento, età media degli impianti 7 anni, discusso in un capitolo precedente, riduce la potenza nominale di circa il 15%, (scelta cautelativa), a circa 16.700 MW; l'effetto degli altri due fattori va valutato sperimentalmente, in particolare in quel periodo l'irraggiamento è lontano dal nominale per la forte umidità, con molta luce diffusa, aspetto dimostrato dal fatto che per ben 5 ore, dalle 10 alle 15 la potenza rimane pressoché costante.

Il dato fornito da Terna va integrato poi con una stima della potenza assorbita dagli autoconsumi; l'autoconsumo globalmente nell'anno assorbe un quarto dell'energia prodotta, da cui deriverebbe un fattore correttivo dell'energia, e quindi anche della potenza, del 25%. Un altro parametro può essere derivato dalla lettura del rapporto fra potenza massima effettiva e potenza nominale, relativamente agli impianti maggiori di 10 MW effettivamente misurati; dalla analisi delle varie zone si ricavano valori da 0,60 fino a 0,82, (la variazione indica chiaramente una diversa situazione meteorologica nelle varie regioni) con un valore medio riferito a tutto il territorio di 0,64. Si ritiene che la domanda per l'autoconsumo per i piccoli impianti fotovoltaici possa essere molto più spostata nella stagione estiva per il condizionamento mentre sia forzatamente limitata nelle ore di luce della stagione invernale. Se si ritenesse opportuno attribuire a tutti gli impianti lo stesso rapporto fra la potenza massima effettiva e la potenza nominale di 0,64 rilevato per gli impianti misurati, si avrebbe un fattore correttivo della potenza massima di  $0,64/0,45 = 1,42$ . Qualora la

potenza misurata fosse riferita alla potenza nominale corretta per l'invecchiamento degli impianti, si avrebbe un fattore per gli effetti di trasparenza del cielo e delle diverse orientazioni pari a  $(9.000 \times 1,42) / 16.700 = 0,75$ , più idoneo a descrivere una assoluta giornata di luglio, afosa e con qualche nuvola.

I dati presentati sono quelli di un giorno passato da poco, del quale ci si ricordava sia pure sommariamente l'andamento orario dell'insolazione, quindi non un giorno medio di basso consumo ma una domenica casuale, della quale si ricordava a memoria l'andamento climatico di un unico sito; su queste basi si sceglie di prendere a riferimento la potenza media degli impianti misurati.

La potenza di picco fotovoltaica viene presa pari al 64% della nominale, così i circa 19.800 MW nominali, correggibili a 16.700 MW per l'invecchiamento, diventano i 12.800 MW effettivi del 15 luglio (l'energia autoconsumata deve essere sommata, nel diagramma, sia alla generazione fotovoltaica sia alla domanda totale); la figura seguente mostra come viene modificato il diagramma derivato da TERNA. Il messaggio più evidente è che già oggi, nelle ore centrali della giornata, la generazione fotovoltaica supera la generazione da impianti termici; la capacità di regolazione dell'elettronica a stato solido degli inverter è ormai più importante dell'inerzia delle masse rotanti dei vecchi generatori, ovvero il digitale ha superato l'analogico.

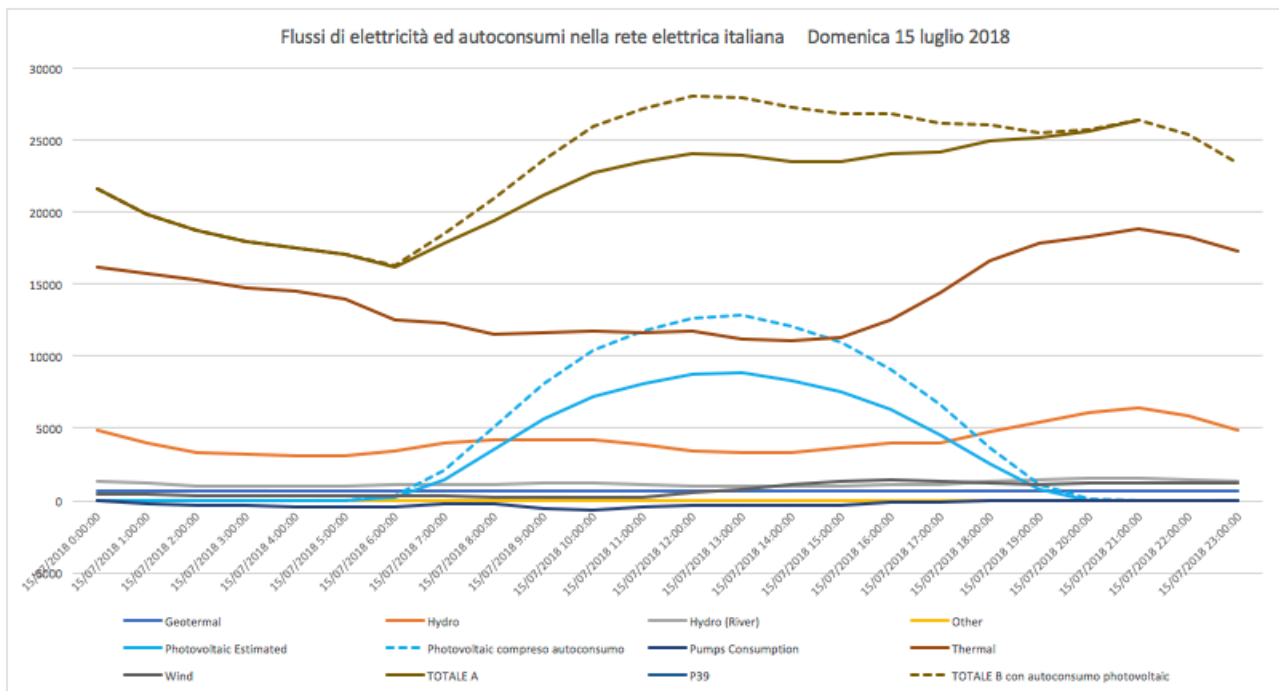


Figura 3. Andamento corretto della generazione il 15 luglio, considerando l'effetto dell'autoconsumo fotovoltaico.

## Il confronto con le proposte della SEN

La SEN propone per il 2030 di più che raddoppiare la potenza fotovoltaica nominale attuale, passando così da quasi 20.000 MW a quasi 50.000 MW. Trasferire questa potenza nominale in una potenza nominale effettiva al 2030 richiede un trattamento sulla base dei dati sperimentali prima presentati; la potenza nominale effettiva degli impianti fotovoltaici attuali, invecchiati di 19

anni, si ridurrebbe a circa 11.900 MW effettivi, la nuova potenza fotovoltaica, con un invecchiamento medio di 7 anni si ridurrebbe a 25.500 MW nominali effettivi, il valore probabile totale (non aggiuntivo!) sarebbe di 37.400 MW nominali effettivi.

Passando poi alla potenza che ci si può aspettare alle ore 13 di una ipotetica domenica di un luglio 2030, si può utilizzare il parametro sperimentale, prima identificato in 0,75, ottenendo 28.000 MW che entrano nel sistema (generati per 8.925 MW da impianti già oggi esistenti e per 19.125 MW da impianti di nuova realizzazione).

Si avrebbe un'offerta di energia fra le ore 10 e le 15 che non troverebbe una domanda adeguata del mercato, a condizioni costanti del sistema elettrico, neanche bloccando tutta la generazione termica, cosa che non sembra tecnicamente proponibile, sia per problemi di stabilità della rete, sia perché poi dalle ore 15 alle 19 questi impianti dovrebbero risalire da zero a circa 18.000 MW. La figura mostra la situazione.

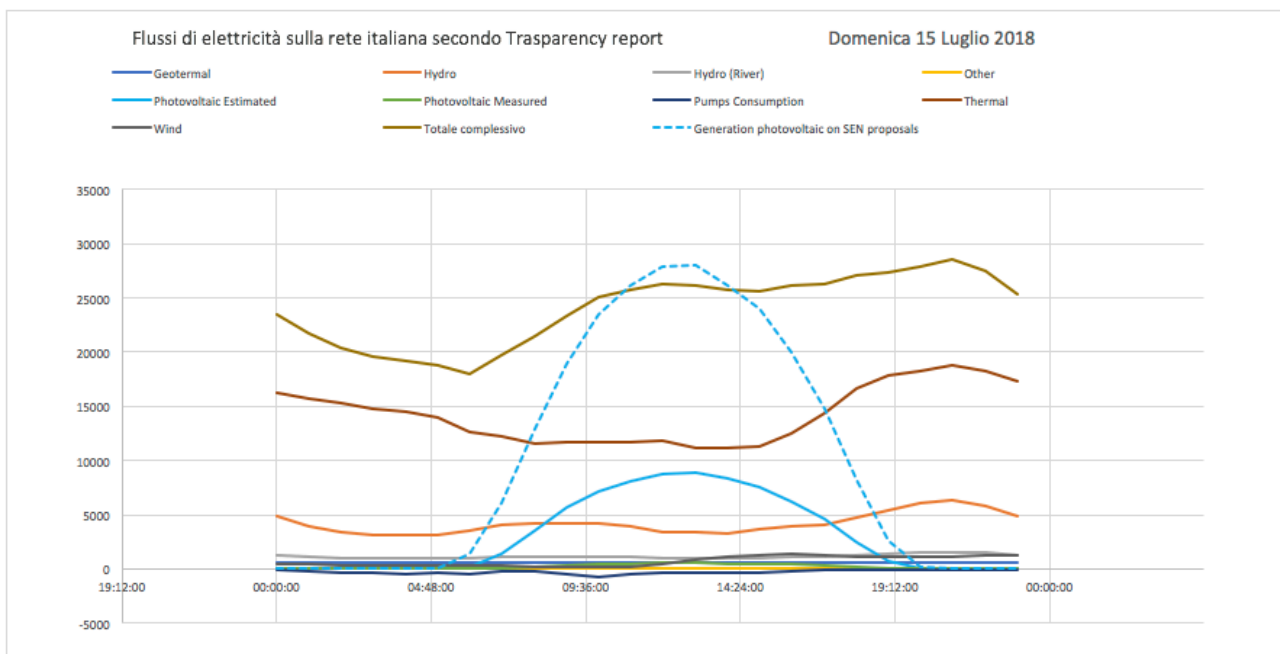


Figura 4. Diagramma di generazione ipotetico immaginando di avere a disposizione il 15 luglio 2018 la potenza prevista dalla SEN al 2030.

### Possibili evoluzioni autonome e interventi regolatori e normativi per raggiungere gli obiettivi della SEN

Considerando la breve distanza temporale al 2030, la priorità va data ad interventi regolatori e normativi che, riorganizzando in modo diverso le strutture esistenti, possano permettere un maggiore assorbimento di elettricità diurna nei mesi estivi; non è infatti ipotizzabile che in tempi così brevi gli accumuli elettrici possano raggiungere una diffusione di massa presso tutte le utenze. E' da osservare che in ogni caso l'utilità degli accumuli distribuiti presso gli utenti verrebbe dimezzata nei due giorni di fine settimana ed annullata nelle utenze in vacanza.

Un primo effetto, a seguito di un'espansione del fotovoltaico, sarà verosimilmente una nuova espansione dell'autoconsumo, negli impianti minori di 10 MW della generazione distribuita;

considerando sia la differenza di valore fra il kWh prodotto e il kWh acquistato dalla rete, sia le temperature estive sempre più elevate, ci sarà automaticamente un aumento delle pompe di calore reversibili. Si avrà così nella stagione invernale un'ulteriore elettrificazione dei consumi finali termici con un aumento dell'utilizzo della fonte rinnovabile di calore ambientale o aeraulico, mentre nella stagione estiva ci sarà un effetto rimbalzo, con aumento dei consumi elettrici per il condizionamento degli ambienti. Percentuali maggiori di assorbimento per nuovi consumi, in giorni festivi, non appaiono congruenti, si avrebbe solo un effetto rimbalzo sui consumi finali.

Sulla base di quanto avvenuto in questo decennio si potrebbe ipotizzare un maggiore autoconsumo nelle ore diurne estive dell'ordine di 4-5.000 MW; anziani che preferiscono il fresco a casa piuttosto che le spiagge affollate. La regolazione dovrebbe monitorare la localizzazione degli impianti, in rapporto all'utenza per evitare che nascano problemi nella trasmissione di energia fra le varie aree.

Più difficile ipotizzare un consumo rilevante dalla ricarica delle auto elettriche; al di là delle barriere alla diffusione di massa di questo nuovo mezzo di trasporto, resta che le auto, nelle ore diurne dei giorni di fine settimana, dovrebbero essere pronte al servizio del proprietario, già ricaricate nella notte, oppure essere localizzate nelle zone turistiche, aree nelle quali non c'è sufficiente rete, né l'interesse economico ad attrezzarsi per una domanda di soli 40-50 giorni.

Un primo pesante intervento regolatorio, che appare tecnicamente possibile, è la formalizzazione di un carico fiscale sulla CO<sub>2</sub> a carico del venditore di elettricità, creando un sovrapprezzo dell'ordine di 3-4 c€/kWh, tale che:

- in tempi brevi diventi conveniente utilizzare gli impianti di pompaggio esistenti, 5-6.000 MW, per l'accumulo giornaliero del surplus fotovoltaico, pur con una perdita dell'ordine del 30% che andrebbe, altro rimbalzo, ad aumentare i consumi globali. I pompaggi sono prevalentemente sulle Alpi vanno quindi monitorati i vincoli sulle reti di trasmissione
- in tempi medi, alla scadenza dei contratti pluriennali stipulati, o in corrispondenza all'effettiva attuazione della chiusura degli impianti a carbone o lignite tedeschi e dei reattori nucleari francesi di vecchia generazione, ridurre progressivamente le importazioni di elettricità e mettere il nostro sole estivo a compensare i periodi di calma del Mare del Nord.

Le importazioni registrano fra 3.000 e 7.000 MW medi mensili, secondo le situazioni, con minimo a gennaio nel 2017, la loro motivazione è prettamente economica, formalmente legata alla mancata realizzazione, per tanti motivi, dei programmi sul nucleare e il carbone deliberati in passato dal CIPE. Il limite fisico alla potenza importabile è costituito dalla disponibilità di linee di trasmissione, ciascuna con la sua riserva, di connessione con le reti dei paesi confinanti. Considerando gli impianti termici utilizzati per coprire i consumi invernali non ci dovrebbero essere problemi di capacità di impianti nel sostituire le importazioni.

Il prezzo di borsa dell'elettricità è definito dal prezzo marginale dell'ultimo impianto, usualmente da fonte fossile, chiamato a generare; i più bassi costi dell'elettricità importata hanno quindi premiato gli importatori e i grandi consumatori che hanno stipulato accordi bilaterali, non i consumatori che acquistano dai distributori.

Considerando il sommarsi dei vari interventi, dall'aumento dei consumi per il condizionamento alla rivitalizzazione del pompaggio ed alla rinuncia alle importazioni, sotto la guida di una forte capacità regolatoria/normativa, potrebbe essere possibile riorganizzare il nostro sistema elettrico in accordo

con gli obiettivi della SEN al 2030, mantenendo attiva, per sicurezza della rete, una quota adeguata di impianti termici. Sarà ovviamente necessario normare la necessità di disconnettere un certo numero di impianti da fonti rinnovabili in condizioni di cieli molto tersi e forte irraggiamento, per non gravare sui consumatori con eccessivi costi per dover dispacciare ad ogni costo (fine della priorità al dispacciamento), stabilendo procedure simili a quelle dei prezzi negativi attive in Germania.

La figura sottostante riporta le ipotesi sopra esposte per l'assorbimento della produzione fotovoltaica in una domenica estiva.

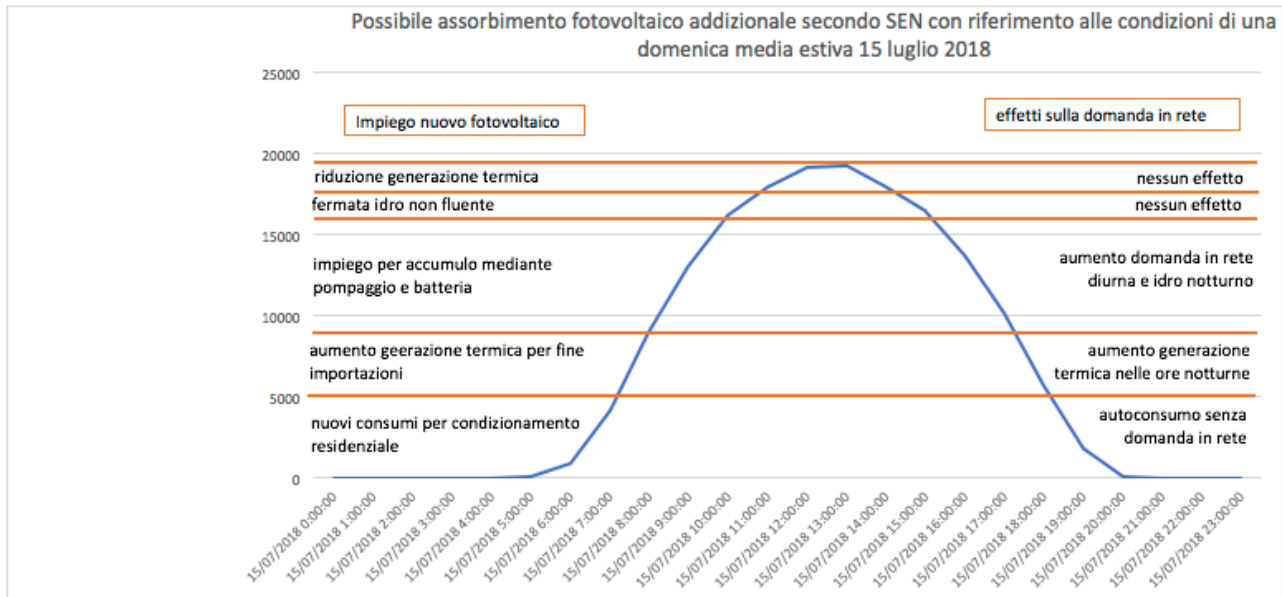


Figura 5. Ipotesi dell'assorbimento fotovoltaico al 2030.

Le proposte per ulteriori aumenti di fotovoltaico debbono considerare i problemi esposti e proporre soluzioni, forzatamente ancor più complesse e costose. Nel frattempo andrebbero sviluppate le conoscenze e sperimentate le prime realizzazioni, a scala rappresentativa, di:

- Accumuli stagionali. In Europa non ci sono bacini che permettano l'accumulo stagionale, per cui si pensa di produrre metano da elettricità o PTG (Power to Gas); sono impianti chimici, per una condotta efficiente, con i vari recuperi di calore e di pressione, debbono operare a regime costante, vedi lo studio di Agora (9), non possono seguire i surplus di elettricità nelle loro variazioni; sostanzialmente, a costi alti, assicurerebbero un assorbimento costante di energia e stabilizzerebbero il sistema, con una funzione complementare ai sistemi di accumulo per tempi brevi (pompaggi e batterie).
- Mercato unico fra paesi con climi diversi, per metter a comune l'eolico del Mar del Nord, con il fotovoltaico del Mediterraneo; il progetto di linea in c.c. a 1.000 kVolt fino al Nord Africa è stato però travolto dalle rivolte pelle primavera arabe e dai migranti; quando ci sarà di nuovo il contesto adatto?

## Ipotesi di nuovo diagramma di flussi di elettricità nella rete

La bozza di diagramma di flusso dell'elettricità di figura 10 si basa sulle ipotesi di seguito elencate, che prendono sempre come base i flussi del 15 luglio 2018, che vede alle ore 13 sulla rete circa 11.500 MW da fonte termica, 9.000 MW da fotovoltaico e 4.000 MW di idro.

Flusso dell'accumulo. Esercizio previsto dalle 8 alle 18, con una potenza di 8.000 MW, in 8,5 ore accumuleranno circa 65 GWh.

Flusso idraulico. Nelle ore diurne il flusso idraulico viene ridotto a 2.000 MW, la sola acqua fluente, nelle ore notturne ai 4-6.000 MW preesistenti vengono aggiunti i GWh accumulati, con rendimento 70% e suddivisi su 14 ore, pari a circa 3.000 MW.

Flusso da impianti termici. Nelle ore notturne ai valori preesistenti vengono aggiunti i 4.000 MW delle mancate importazioni ma si sottraggono i 3.000 MW di maggiore idraulicità provenite dal pompaggio, l'aumento è 1 MW. Nelle ore diurne i 28.000 MW di picco fotovoltaico sono ridotti da autoconsumo (8.000 MW, circa 3.000 MW dai vecchi impianti e 5.000 MW dai nuovi impianti) e accumulo (7.000 MW) a 13.000 MW, mentre nella domenica di luglio 2018 erano 9.000 MW; considerando anche il residuo idro restano 9.000 MW per gli impianti termici (poco meno dei 11.500 MW del 15 luglio 2018).

Passando a valutare la domanda sulla rete, nel momento del picco circolano i 20.000 MW del fotovoltaico immesso in rete, i 2.000 MW dei fiumi e i 9.000 MW termici per un totale di 31.000 MW. Non partecipano alla rete gli 8.000 MW autoconsumati per il condizionamento residenziale. Di questa potenza 3.000 MW all'incirca vengono da impianti già esistenti ad oggi, mentre gli altri 5.000 MW vengono da nuovi impianti con aumento dei consumi elettrici. Si ha così un rimbalzo sui consumi insieme alle perdite del pompaggio, ma con prevedibile riduzione dei consumi di metano per il riscaldamento invernale (pompe di calore reversibili).

La figura sottostante presenta la possibile evoluzione della domanda sulla rete, della generazione delle varie fonti, nell'ipotesi di inserire ulteriori 30.000 MW nominali di impianti fotovoltaici nelle condizioni operative del 15 luglio 2018.



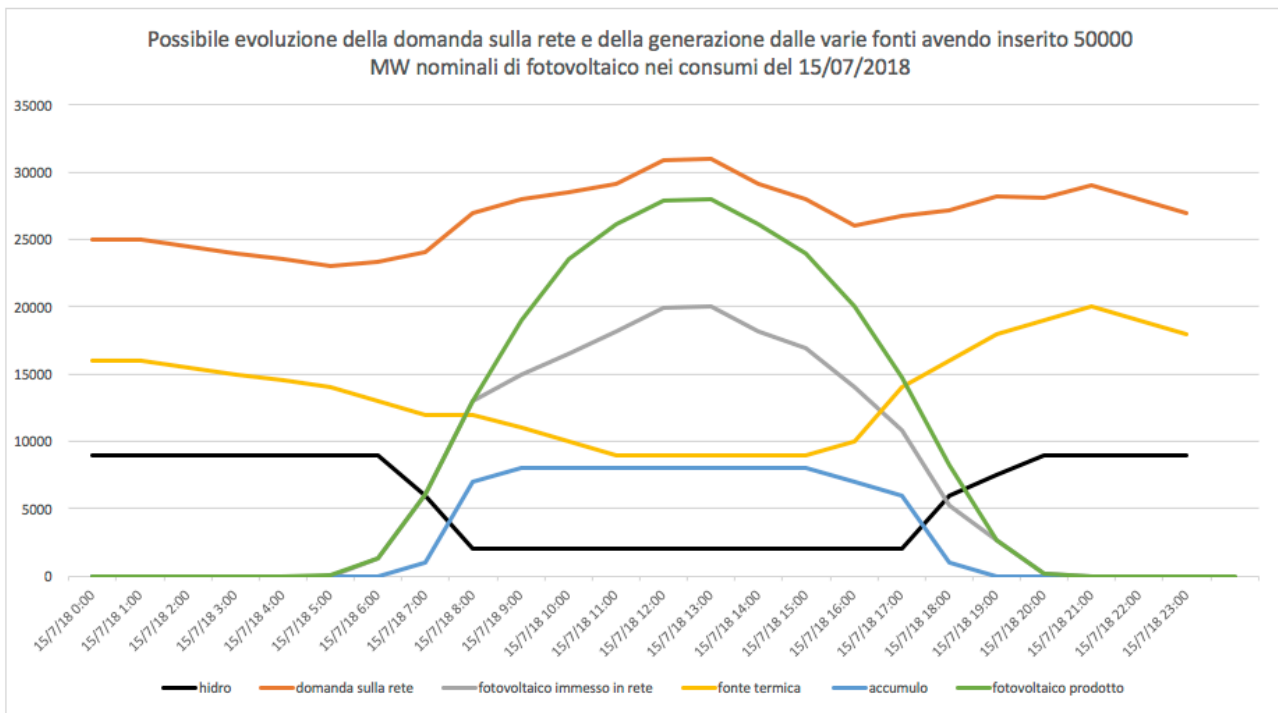


Figura 6. Ipotesi di modifica della generazione elettrica oraria in GWh introducendo 50.000 MW di fotovoltaico e modificando la domanda per maggior autoconsumo.

L'osservazione dell'andamento della domanda sulla rete, quasi piatta e non più legata alla domanda dei consumatori, fornisce una informazione immediata sul ruolo fondamentale che verrebbe ad assumere nei compiti dell'industria dell'energia, con riferimento ai periodi estivi, la gestione dei transitori, da quelli del fotovoltaico (prevedibili e quindi programmabili), a quelli degli accumuli generalmente programmabili, fino a quelli dei condizionatori del residenziale, anche loro piuttosto prevedibili e programmabili. Rispetto alle tranquille gestioni dei decenni passati, gestire la rete elettrica, con milioni di operatori attivi, due transitori ogni giorno, sarà molto più complesso; la prevedibilità dei transitori implica un diverso monitoraggio degli operatori e dei consumatori, oltre che del clima e la predisposizione e l'attuazione di una capacità di normativa e di intervento in tempi rapidissimi.

Tutto il lavoro dell'industria dell'energia con gli accumuli, con tutte le sue perdite ed i funzionamenti a basso carico, non figura negli usi finali, ma, purtroppo, andrà pagato dai consumatori. Il comportamento degli autoconsumatori, riguardo ai loro rapporti con la rete, richiederà una maggiore responsabilizzazione, in funzione dei giorni della settimana e dei mesi dell'anno. Se tutti i costi venissero scaricati sugli oneri di sistema l'attuale struttura tariffaria perderebbe ogni significato, arrivando alla fuga dalla rete stessa; pare prevedibile che si graverà sempre di più sull'impegno di potenza e sullo scostamento dei consumi effettivi da quelli previsti.

## Validità generale dello studio

Questo studio ha analizzato i problemi di inserimento del previsto sviluppo del fotovoltaico nei quaranta giorni estivi di massima insolazione e minima domanda sulla rete, la situazione più critica, evidenziando le potenzialità di una gestione mirata delle potenzialità di flessibilità del parco di impianti di generazione.

Analisi simili andrebbero ripetute per le altre combinazioni di potenzialità di generazione, non solo fotovoltaica ma anche eolica, come di caratteristiche della domanda, situazioni nelle quali nei giorni lavorativi lo sviluppo di capacità di accumulo di elettricità, distribuite presso gli utilizzatori, potrebbero esplicitare un ruolo molto più marcato.

Dall'insieme di queste analisi si potrebbero evidenziare le necessità di potenziamento delle reti, individuare le aree di criticità, valutare l'ordine di grandezza degli investimenti, evidenziare le necessità di ricerca e sviluppo, rendendo meno astratti le attività di pianificazione. Questo studio è solo un primo approccio metodologico di utilizzo delle tante informazioni esistenti in modo integrato.

## Fonti

1- Bilancio energia elettrica in Italia

<https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisionsi/datistatistici.aspx> sezione Dati generali

2- Produzione lorda degli impianti da fonti rinnovabili in Italia

<https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisionsi/datistatistici.aspx>  
sezione Produzione - tabella 34

3- Produzione fotovoltaica mensile

<https://www.terna.it/itit/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>  
Rapporto mensile 30 giugno 2018 pag. 19

4- Previsioni di producibilità media 6-10 agosto 2018 da Epson meteo per Quotidiano energia

5- Bilanci energetici mensili

<https://www.terna.it/itit/sistemaelettrico/dispacciamento/datiesercizio/rapportomensile.aspx>  
Rapporto mensile 30 giugno 2018 pag. 15

6- Potenza efficiente lorda da fonti rinnovabili

<https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisionsi/datistatistici.aspx>  
sezione Impianti di generazione – tabella 21

7- Generazione distribuita e autoconsumo nel 2016 da ARERA

<https://www.arera.it/it/docs/18/222-18.htm>

8- Trasparency report

<https://www.terna.it/it/sistemaelettrico/transparencyreport/generation/expostdataontheactualgeneration.aspx>

9- Decadimento prestazioni fotovoltaico da gse

[https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202016.PDF](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202016.PDF)

pagina 39 - 40

10- Proposta per l'assorbimento della nuova elettricità fotovoltaica prevista da SEN.

<https://www.agora-energiewende.de/en/publications/the-future-cost-of-electricity-based-synthetic-fuels-1/>