



Audizione del Coordinamento Fonti rinnovabili ed Efficienza energetica (FREE) presso la 10^a Commissione permanente (Industria, commercio, turismo) del Senato nell'ambito dell'esame dell'affare assegnato n. 59 sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica

L'obiettivo concordato a giugno tra Consiglio e Parlamento europeo - 32% dei consumi finali lordi coperti da produzione con rinnovabili (FER) - è raggiungibile solo se si realizza anche un aumento dell'efficienza energetica, tale da ridurre in modo rilevante i consumi finali di energia, pur in presenza di una crescita del PIL.

1. OBIETTIVI PER L'EFFICIENZA ENERGETICA

Nella ragionevole ipotesi di un'equa ripartizione dell'impegno aggiuntivo tra numeratore dell'obiettivo - accresciuto apporto delle rinnovabili - e denominatore - riduzione dei consumi di energia -, si ottengono i dati di Tabella 1.

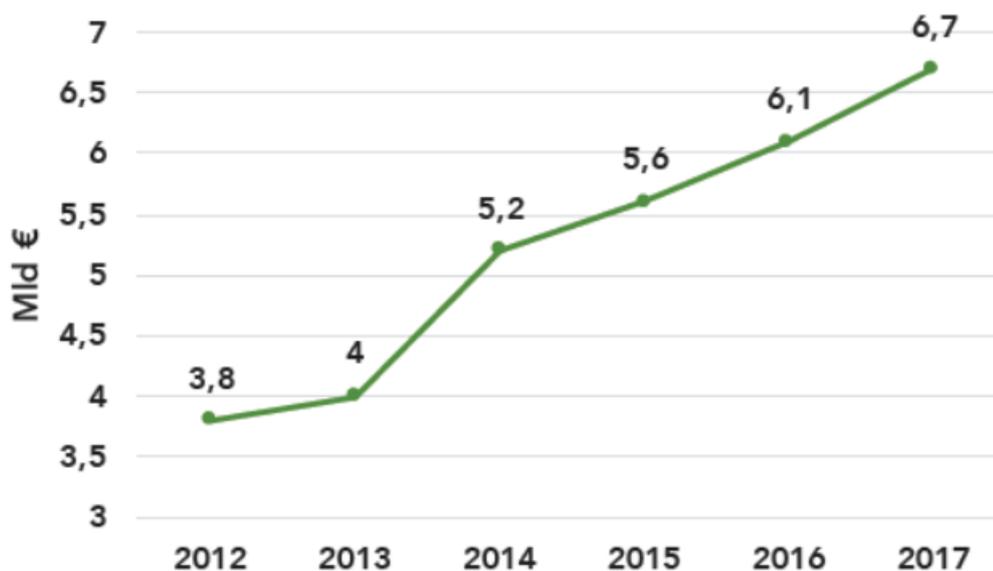


Tabella 1- CONSUMI FINALI DI ENERGIA (Mtep)

Obiettivi	Consumi finali	Produzione rinnovabili
SEN	108	30,24
Variazione vs. 2016	-8	9,16
32%	101,25	32,40
Variazione vs. SEN	- 6,75	2,16

Ridurre i consumi di quasi 15 Mtep rispetto al 2016 è impresa tutt'altro che facile. Negli ultimi cinque anni l'andamento degli investimenti in efficienza è stato positivo, con un'accelerazione nel 2017 (+10% rispetto al 2016), equiripartita tra industria, edilizia, pubblica amministrazione (Fig. 1), trend confermato anche dai dati del primo semestre 2018

Fig. 1 – ANDAMENTO INVESTIMENTI IN EFFICIENZA ENERGETICA



Fonte: ENEA (2018), *Analisi e risultati delle policy di efficienza energetica del nostro paese*.

Ciò nonostante, a fronte di un incremento dell'1,5% PIL rispetto al 2016, nel 2017 anche i consumi finali di energia hanno registrato una crescita percentuale identica.

È quindi assai probabile che un obiettivo di riduzione della domanda di energia al 2030 della grandezza indicata in Tabella 1 sia realizzabile soltanto promuovendo l'uso razionale di tutte le risorse, con l'applicazione su larga scala, cioè anche nelle attività produttive, dell'**economia circolare**: i prodotti vanno progettati per il loro



riuso o riqualificati per altre applicazioni, in modo da consentire la minimizzazione dei rifiuti. Obiettivo che andrebbe pertanto incluso nel Piano nazionale energia - clima.

1. OBIETTIVI PER LE RINNOVABILI ELETTRICHE

Non è difficile stimare la quota dei consumi elettrici che andrà coperta dalla produzione FER. Basta applicare una *thumb rule*, desunta dalle esperienze pregresse, secondo cui la percentuale è lievemente inferiore al doppio di quella assunta per tutti i consumi energetici. Infatti, nella SEN al target complessivo (28%) corrisponde per la quota elettrica il 55%, che comporta un apporto del 60,5% alla produzione elettrica nazionale (184 vs. 304 TWh nel 2030).

Con il 32%, per l'elettrico si è quindi assunto il 63%. L'incremento in valore assoluto rispetto all'obiettivo SEN è stato valutato tenendo conto di una crescita dell'efficienza elettrica congruente con i criteri assunti in Tabella 1 per valutare il consumo energetico totale al 2030. Ne consegue al 2030 una produzione elettrica totale di 295 TWh, inferiore a quella della SEN (304 TWh), cui corrispondono per le FER 200 TWh, cioè un apporto di circa il 68% alla produzione nazionale.

Il Coordinamento FREE sta predisponendo una valutazione del contributo che le singole tecnologie potranno dare all'attuazione del piano energia-clima al 2030, valutazione che verrà presentata l'8 novembre in un convegno a Rimini. La Tabella 2 riporta pertanto un'indicazione preliminare, tuttavia non molto lontana da quella finale, basata sulla realistica ipotesi che eolico e fotovoltaico dovranno coprire quasi tutto il contributo aggiuntivo rispetto alla SEN.

Per le altre tecnologie si sono quindi utilizzati gli obiettivi per realizzare l'obiettivo SEN stimati in un *position paper* presentato il 19 febbraio scorso dal Coordinamento FREE alle forze politiche partecipanti alle elezioni del 4 marzo, dove:

- per il rifacimento parziale o totale degli impianti esistenti e per la realizzazione di nuova capacità eolica si assumeva l'utilizzo delle tecnologie più avanzate, in modo da realizzare produzioni superiori a quelle attuali;
- pur in presenza di una lieve diminuzione della capacità, dovuta all'applicazione dei tassi di deflusso minimo, la crescita della produzione idroelettrica dipendeva dalla maggiore efficienza ottenuta col rifacimento di impianti;
- dato l'elevato costo della biomassa legnosa, si prevedeva il calo della produzione dei grandi impianti, in parte compensata dalla crescita della produzione di biogas.



Ne conseguono i dati di Tabella 2.

Tabella 2 - Previsioni sulla crescita delle rinnovabili elettriche

FER	2016		2017	2030		GW/anno 2021-2030
	Potenza installata (GW)	Produzione (TWh)	Potenza installata (MW)	Potenza installata (GW)	Produzione (TWh)	
Fotovoltaico	19,28	22,10	409	63	81,00	4,33
CSP	0,00	0,00	0	0,90	3,00	0,09
Eolico on-shore	9,41	17,69	359	18,00	41,00	0,82
Eolico off-shore	0,00	0,00	0	1,00	3,00	0,10
Geotermico	0,81	6,29	0	0,90	7,00	0,01
Idroelettrico	18,64	42,43	95	18,40	50,00	-0,03
Bioenergie	4,12	19,51	25	3,20	15,00	-0,09
TOTALE	52,27	108,02	888	113,25	200,00	

Mentre la nuova potenza eolica da installare mediamente ogni anno dal 2021 al 2030 è circa due volte e mezzo quella del 2017, la capacità fotovoltaica dovrà crescere di circa dieci volte. Per minimizzare sia l'impatto ambientale, sia i problemi del *permitting* vanno ridotte per quanto possibile le installazioni fotovoltaiche a terra.

2. OPZIONI PER RIDURRE GLI IMPIANTI A TERRA

Poiché nel 2009-2013 è stato installato il 90% della capacità fotovoltaica esistente a fine 2017, va innanzi tutto recuperata la perdita di efficienza (circa 2% all'anno) di questi impianti, che verso la fine del prossimo decennio saranno giunti a fine periodo di incentivazione (o ad esso molto prossimi), per cui diventerà conveniente sostituire i moduli con altri, aventi efficienza significativamente superiore. Dato che il 66% di tale potenza è allacciata in media o alta tensione, si tratta di impianti tendenzialmente in mano a operatori in grado di valutare la convenienza dell'*upgrading*. Se attuato in metà circa degli impianti, l'intervento garantirà il mantenimento della capacità iniziale.

Vanno massimizzate le installazioni fotovoltaiche su coperture di edifici, opzione positiva non solo per quanto concerne il *permitting*. In tal modo si incentiva l'autoproduzione e si realizza l'impianto là dove è ubicata la domanda, evitando che una parte eccessiva della generazione fotovoltaica avvenga nel centro-sud, dove



l'irraggiamento solare è maggiore, e che la conseguente crescita della distanza dal baricentro dei consumi aumenti i costi per il potenziamento della rete di trasmissione.

L'installazione di **15-20 GW** su coperture entro il 2030 è obiettivo realistico, per di più conveniente sotto il profilo economico, a patto che:

- vengano resi permanenti le detrazioni fiscali per l'edilizia residenziale e i superammortamenti per quella industriale,
- siano tolti tutti i divieti esistenti allo sviluppo dei sistemi di distribuzione chiusi e alla vendita dell'energia *peer to peer*,
- si consenta finalmente anche in Italia la partecipazione delle FER a tutti i servizi di rete, prevista dalla RED II, che nel caso della generazione distribuita è più facilmente attuabile tramite aggregazioni degli impianti.

Queste misure non bastano però a garantire che la propensione a investire da parte di condomini e di PMI sia sufficientemente elevata. Carenze culturali, problemi finanziari, incapacità di valutare correttamente rischi e benefici dell'iniziativa, tendenza a privilegiare il *business as usual*: sono tutti ostacoli, spesso in sinergia tra loro, in grado di rendere irrealizzabile ciò che sulla carta appare fattibile e remunerativo.

Un ruolo importante nella promozione di questi investimenti può essere svolto:

- dalle **comunità energetiche locali**, che all'utilizzo ottimale delle FER associano altrettanto ottimali misure di efficienza energetica. All'estero sono da tempo un fenomeno consolidato, soprattutto in Germania e Danimarca, dove il loro sviluppo è stato favorito da un efficace sistema di finanziamento, da un chiaro quadro normativo sul ruolo di utility, autorità locali e consumatori, da adeguate misure di promozione e di informazione.
- dalle **utility**, il cui recente cambio di strategia punta tra l'altro su offerte ai consumatori diverse dalla vendita di kWh, fra cui rientra l'installazione di impianti fotovoltaici.
- se le venisse affidate questa *mission*, dalla **Cassa depositi e prestiti**, già attiva nel settore delle rinnovabili in associazione con operatori del settore.

Se nel 2021-2030 l'**incentivo** all'installazione di impianti fotovoltaici in sostituzione di coperture in **amianto**, previa bonifica, reintrodotta nel decreto sulle FER, avrà consistenza tale da replicare i risultati conseguiti all'inizio di questo decennio (in poco più di due anni bonificati 20.212.476 m² di coperture, realizzando una capacità di 2,159 GW), tenendo conto del prevedibile incremento di efficienza degli impianti, la misura dovrebbe garantire nuova capacità per circa **15 GW** entro il 2030.



Infine, un contributo alla riduzione delle installazioni a terra potrà venire dalla copertura della superficie dei bacini idroelettrici con moduli fotovoltaici galleggianti, tecnologia in fase di decollo, ma già adottata ad esempio in Giappone e in Francia, che presenta alcuni vantaggi aggiuntivi:

- la superficie del bacino viene schermata dall'irraggiamento solare, cui si aggiunge la ridotta azione dei venti, facendo calare l'evaporazione, in alcuni casi fino all'80-90%; per di più si diminuisce anche la crescita delle alghe, che possono ostruire le prese dell'acqua;
- l'acqua funge da raffreddamento naturale dell'impianto fotovoltaico, aumentandone di conseguenza l'efficienza, garantendo una produzione di circa 100 kWh per ogni metro quadrato di bacino, pari al valore massimo per la stessa superficie negli impianti idroelettrici italiani più performanti.;
- in Italia gli impianti idroelettrici a bacino sono prevalentemente localizzati nella parte centro-settentrionale del paese, quindi in prossimità del baricentro dei consumi;
- posizionare impianti sulla superficie dei bacini idroelettrici dovrebbe rendere più agevole il *permitting*.

Sulla base della produzione degli impianti idroelettrici ad accumulo (18,5 TWh nel 2016), appare conservativo riuscire a realizzare per questa via almeno **2 TWh/anno** entro il 2030.

Le opzioni qui esaminate consentirebbero al 2030 una produzione fotovoltaica senza ulteriore occupazione del territorio di circa **71 TWh**. La superficie richiesta per realizzare, necessari per raggiungere nel 2030 l'obiettivo di Tabella 2, può essere ulteriormente ridotta, dotando gli impianti di moduli bifacciali e/o, dove è possibile, di *tracker* monoassiali. Tecnologie, la seconda prodotta nel nostro paese con know-how proprio, la prima in fase di sviluppo, sempre in Italia, che aumentano la resa energetica degli impianti (mediamente del 20% circa).

In tal caso si dovrebbero installare a terra circa 7 GW, occupando in totale circa 15.000 ettari, cui vanno aggiunti quelli del nuovo eolico (circa 2.500 ettari): una riduzione di circa 8.500 ettari rispetto a quella minima (26.100 ha), prevista in uno studio dell'Osservatorio Internazionale sulle Rinnovabili per realizzare il meno impegnativo obiettivo della SEN.

Una riduzione dei problemi per il *permitting* degli impianti a terra può in particolare venire:

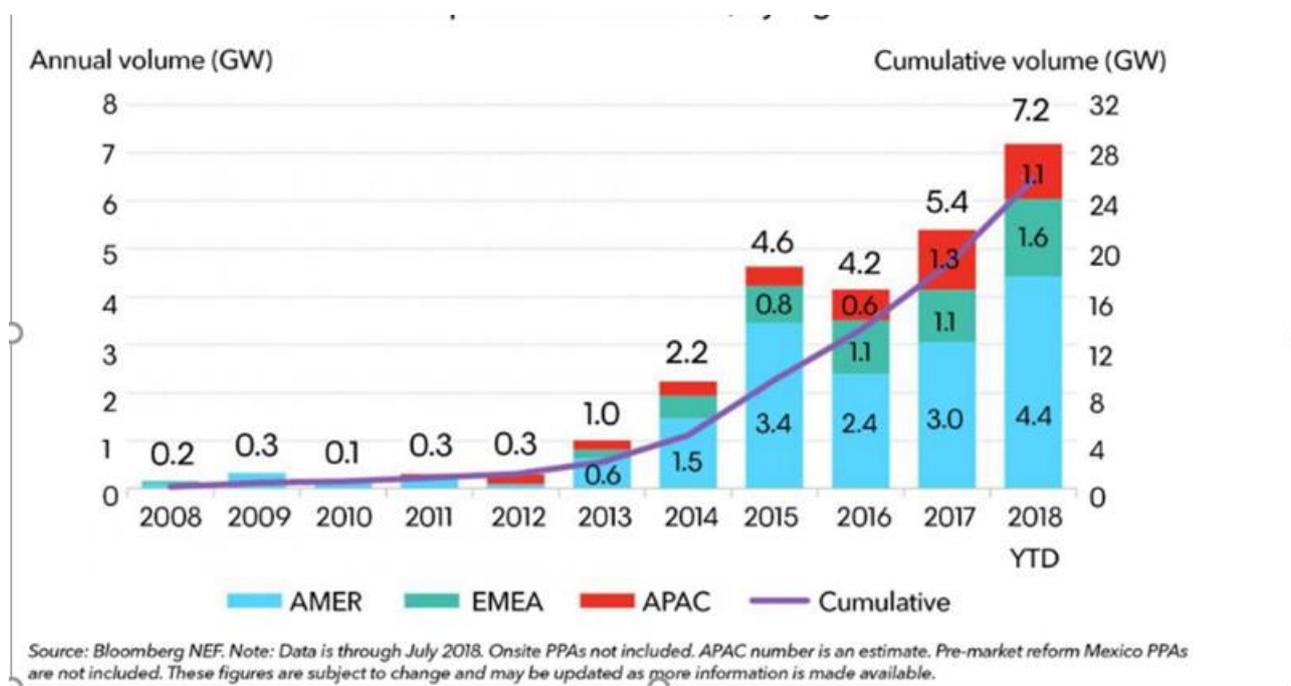
- dalla diffusione anche in Italia dei *Corporate Power Purchase Agreement* – PPA (Fig. 2), stipulati tra un produttore e un consumatore prima della



realizzazione dell'impianto FER che dovrà fornire l'energia oggetto del contratto, la cui continuità può essere garantita dall'adozione di accumuli elettrochimici. Se offerta e domanda sono sufficientemente limitrofe, si può generare un interesse alla sua realizzazione da parte del territorio coinvolto (soprattutto quando la domanda è formata da piccoli consumatori aggregati o da distretti industriali);

- dalla realizzazione degli impianti all'interno di comunità energetiche locali, la cui costituzione per il *repowering* degli impianti eolici esistenti e la realizzazione di quelli nuovi può essere agevolata dalla presenza di comunità montane.

Fig. 2- ANDAMENTO DEI PPA



3. RICADUTE SULLE RETI

Al crescere dei flussi energetici che circoleranno esclusivamente all'interno di sistemi di distribuzione chiusi, diminuiranno quelli nelle reti tradizionali. Se nelle reti di distribuzione saranno in parte compensati dalla generazione distribuita ad esse direttamente collegata, le funzioni della rete di trasmissione certamente non diminuiranno (avverrà anzi il contrario), ma dovranno essere svolte con remunerazioni ridotte dal calo dei flussi di energia mediamente circolanti.



Non è pensabile di coprire il deficit inasprendo le tariffe per le utenze direttamente collegate alla trasmissione (per lo più industrie, spesso energivore), per cui andrà redistribuito in modo equo tra la miriade di sistemi di distribuzione chiusi e di produttori direttamente collegati alla distribuzione, tenendo conto che fino al 2026 la RED II prevede l'esenzione dagli oneri di rete per tutta l'autoproduzione sotto i 25 kW.

TERNA dovrà inoltre fare i conti con l'andamento stagionale della produzione fotovoltaica, che è massima nei mesi estivi, per poi calare fino a raggiungere un valore minimo, di norma in dicembre. Il fenomeno è già evidente oggi, ma con il fotovoltaico che contribuisce per l'8-9% alla produzione elettrica nazionale, TERNA non incontra grossi problemi nella gestione della rete. La situazione diventerà invece sempre più complicata, procedendo verso il 2030, quando il fotovoltaico coprirà presumibilmente 27-28% della produzione elettrica nazionale, con un esubero, rispetto alla domanda, di più di 3 TWh nei mesi estivi, e un deficit che a dicembre potrebbe avvicinarsi a 5 TWh.

Sono cifre indicative, che mettono in evidenza le dimensioni del problema.

Si dovranno però realizzare nuovi impianti di pompaggio nel centro-sud, per una potenza complessiva di 5 GW, con investimenti di 3-3,5 miliardi di euro, recuperabili dal differenziale tra prezzo d'acquisto e prezzo di vendita del kWh.