

## Position paper FER Elettriche

Il presente documento del Coordinamento FREE individua una serie di proposte per gli strumenti di promozione delle Fonti di Energia Rinnovabile (FER) per la produzione elettrica nel periodo 2018-2030, con un focus particolare per il periodo 2018-23, l'orizzonte della prossima legislatura.

**1. Analisi del tasso di crescita annua delle rinnovabili elettriche negli ultimi tre anni e confronto con il tasso di crescita annua che a partire dal 2018 va mediamente conservato per conseguire gli obiettivi al 2030 indicati dalla SEN.**

Analizzando la potenza installata delle fonti rinnovabili in Italia, si evince come per il periodo 2013-2017 il tasso medio di crescita complessiva sia stato del 2,2%. Se si esclude tuttavia il 2013, il tasso si abbassa di molto e si attesta all'1,7%, a testimonianza di come negli ultimi anni ci sia stato un netto rallentamento nel tasso di crescita. L'eolico e il fotovoltaico per il periodo 2013-2017 hanno registrato i tassi medi maggiori, rispettivamente del 3,7% e del 3,4%.

	Tasso di crescita annuo della potenza installata					
	2013	2014	2015	2016	2017 (stima primi 11 mesi)	Media
Fotovoltaico	9,0%	2,2%	1,6%	2,0%	2,0%	<b>3,4%</b>
Eolico on-shore	5,4%	1,7%	5,3%	2,7%	3,4%	<b>3,7%</b>
Geotermico	0,1%	6,2%	0,0%	-0,8%	nd	<b>1,4%</b>
Idroelettrico	0,7%	0,3%	0,7%	0,5%	0,4%	<b>0,5%</b>
Bioenergie	6,1%	0,3%	0,3%	1,7%	nd	<b>2,1%</b>
<b>TOTALE FER</b>	<b>4,8%</b>	<b>1,3%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,5%</b>	<b>2,2%</b>

*Tabella 1: Analisi del tasso di crescita annua delle Fer elettriche nel triennio 2013-2017 - Elaborazione su dati report annuali Impianti di Generazione – Terna e, per il 2017, sull'Osservatorio FER di Anie Rinnovabili/Terna*



La SEN prevede uno scenario al 2030 di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di circa 184 TWh. Per raggiungere tale obiettivo, in base alle stime RSE di produzione al 2030, sarebbe necessario installare complessivamente oltre 3,6 GW/anno di potenza FER a partire già dal 2018 con contributi differenziati per fonte. Per il fotovoltaico (FV) si prevede una potenza installata di circa 3 GW/anno, per l'eolico (on-shore ed off-shore) una potenza installata di oltre 0,6 GW/anno ed infine per il geotermico una potenza installata di 10 MW/anno. Sempre nello stesso orizzonte temporale 2017-2030 si stima una sostanziale stabilità della potenza idroelettrica e delle bioenergie.

FER	2016		2017 (stima primi 11 mesi)	2030		GW/anno 2018-2030
	Potenza installata (GW)	Produzion e (TWh)	Potenza installata (GW)	Potenza installata (GW)	Produzion e (TWh)	
Fotovoltaico	19,28	22,10	19,67	59,00	69,00	3,03
CSP	0,00	0,00	0,00	0,90	3,00	0,07
Eolico on-shore	9,41	17,69	9,73	17,00	38,00	0,56
Eolico off-shore	0,00	0,00	0,00	0,85	2,50	0,07
Geotermico	0,81	6,29	0,81	0,90	7,00	0,01
Idroelettrico	18,64	42,43	18,71	18,40	50,00	-0,02
Bioenergie	4,12	19,51	4,12	3,20	15,00	-0,07
<b>TOTALE</b>	<b>52,27</b>	<b>108,02</b>	<b>53,04</b>	<b>100,25</b>	<b>184,50</b>	<b>3,63</b>
<b>Tasso % medio annuale</b>						<b>5,0%</b>

Tabella 2: Contributo richiesto alle FER elettriche per obiettivi SEN 2030 - Elaborazione su scenario SEN RSE

Per far sì che il target prefissato dalla SEN venga raggiunto, il nostro paese dal 2017 al 2030 dovrà quindi mantenere un tasso medio di crescita annuo complessivo delle FER intorno al 4,3%. Rispetto all'andamento del periodo 2013-17 la velocità di nuove installazioni dovrà quindi essere più che raddoppiata.

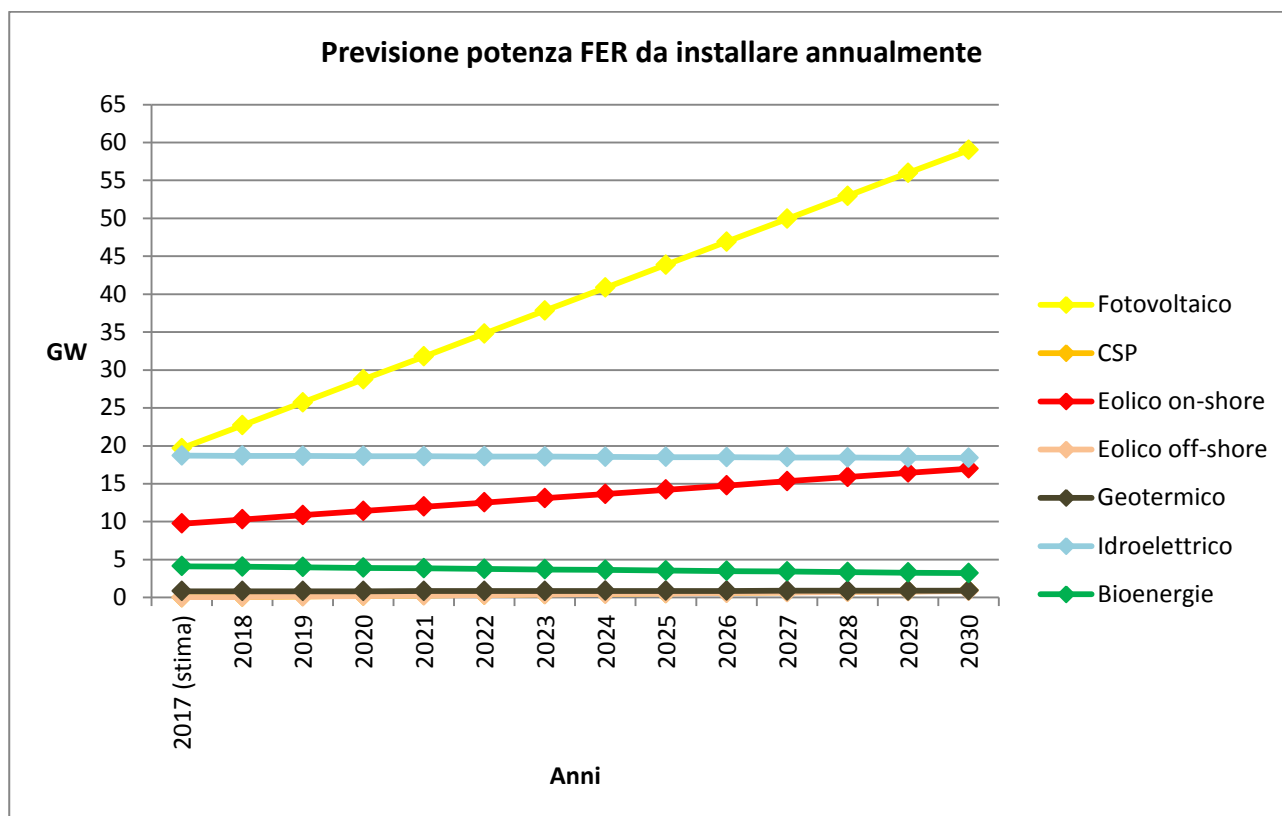


Figura 1: Previsione potenza FER da installare annualmente (2017-2030) - Elaborazione su scenario SEN RSE

## 2. Individuazione degli obiettivi di crescita anno per anno tra il 2018 e il 2023

Assumendo il caso che venga da subito assunta la velocità di crescita ottimale che permetta di raggiungere gli obiettivi al 2030, entro il 2023, anno di termine della nuova legislatura, il fotovoltaico dovrebbe vedere ben 18 nuovi GW di potenza installata mentre l'eolico on-shore circa 3,3 GW.

FER (GW)	2016	2017 (stima primi 11 mesi)	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Fotovoltaico	19,28	19,67	22,69	25,72	28,74	31,77	34,79	37,82
CSP	0	0	0,07	0,14	0,21	0,28	0,35	0,42
Eolico on-shore	9,41	9,73	10,29	10,85	11,41	11,96	12,52	13,08



Eolico off-shore	0	0	0,07	0,13	0,2	0,26	0,33	0,39
Geotermico	0,81	0,81	0,82	0,83	0,83	0,84	0,85	0,85
Idroelettrico	18,64	18,71	18,69	18,66	18,64	18,62	18,59	18,57
Bioenergie	4,12	4,12	4,05	3,98	3,91	3,84	3,77	3,7
<b>TOTALE</b>	<b>52,27</b>	<b>53,04</b>	<b>56,67</b>	<b>60,31</b>	<b>63,94</b>	<b>67,57</b>	<b>71,20</b>	<b>74,83</b>

Tabella 3: Contributo richiesto alle FER elettriche entro il 2023

Naturalmente è presumibile che tale traiettoria possa essere più lenta nel primo periodo di “rimessa in moto” del sistema, auspicando poi che la successiva necessaria accelerazione nel sentiero di sviluppo possa beneficiare di un’ulteriore riduzione del costo delle tecnologie. In questo caso la curva di crescita nel decennio 2020-2030 sarebbe certamente più sfidante.

### **3. Sulla base degli obiettivi di cui al punto 2, elenco degli interventi di tipo normativi, autorizzativi, infrastrutturali e finanziari richiesti per supportare il programma di cui al punto 2.**

Le misure generali per lo sviluppo delle FER elettriche devono anzitutto essere contestualizzate in una visione d’insieme che non contrapponga le varie tecnologie e che preveda una programmazione più definita e rispettata di quella attuale, dando piena attuazione ai positivi contenuti della Strategia Energetica Nazionale 2017. Il tutto in un’ottica di totale complementarietà tra gli strumenti che devono essere messi in atto e che consideri la transizione energetica come una grande opportunità per il sistema industriale del paese.

A livello generale, oltre a rendere stabili e non modificabili retroattivamente le misure adottate e a semplificare l’iter autorizzativo – misure ovvie, purtroppo frequentemente disattese in passato - è fondamentale:

- permettere lo sviluppo dei sistemi di distribuzione chiusi, valutando gli impatti ed i necessari criteri di equità sui consumatori, sui prosumer e sull’intero sistema, anche con l’obiettivo di garantire un livello sempre maggiore di sicurezza e adeguatezza;
- eliminare i limiti esistenti alla stipula di contratti a medio-lungo termine, creando per contro le condizioni idonee (aggregazione della domanda e dell’offerta) a facilitare la diffusione di uno strumento fondamentale per la bancabilità delle FER, nonché forme di garanzia sia per il produttore che per il consumatore. Ciò comporta il rapido varo della delibera di ARERA, prevista dal 4 luglio 2014 dall’art.11 del D. Lgs. 102, necessaria per consentire l’aggregazione della domanda, e la conseguente modifica del codice di rete di Terna.

Per rimuovere l’attuale situazione di stallo, sollecitiamo innanzi tutto una rapida emanazione del nuovo DM sulle FER elettriche, relativo all’intervallo temporale che ci separa dal 2020.



Il ritardo già accumulato che, proseguendo, replicherebbe quanto successo con il DM 2016, emanato con oltre un anno di ritardo, nell'attuale congiuntura politica potrebbe determinare il ricambio degli interlocutori e quindi vanificare del tutto o in parte il lavoro preparatorio già svolto.

È auspicabile che **l'atteso decreto sull'incentivazione delle FER elettriche sia basato sui criteri sopra riportati e sia coerente con gli obiettivi a lungo termine indicati nella SEN**. Occorre quindi che differenzi le misure valorizzando le specificità di ciascuna tecnologia (evitando quindi le aste multi tecnologiche), ma anche obiettivi come l'autoconsumo dell'energia, la generazione distribuita, il contributo delle FER ai servizi di rete.

Una maggiore penetrazione della generazione distribuita favorirà lo sviluppo di micro reti, con sistemi intelligenti di produzione, distribuzione e consumo dell'energia elettrica, che dovranno necessariamente rispondere a criteri di efficienza e avvalersi di sistemi di accumulo dell'energia o della potenza, contribuendo a delineare sistemi flessibili, in grado di integrarsi con gli accumuli distribuiti e mobili creati dai veicoli elettrici e con l'uso della flessibilità della produzione proveniente dal settore delle bioenergie, in particolare, dal settore della produzione di elettricità da biogas. Detta produzione, infatti, rappresenta un bacino di risorse per il dispacciamento totalmente rinnovabile e già prontamente disponibile (la recente legislazione tedesca in materia ne è una prova tangibile) il cui sviluppo consentirebbe di contribuire positivamente alla crescita prospettata di produzione fotovoltaica ed eolica. Il tutto richiede però il completamento di quanto parzialmente avviato con la Deliberazione dell'Autorità per l'Energia 894/2017/R/EEL del 21 Dicembre 2017, liberalizzando la compravendita *peer to peer* e i sistemi di distribuzione chiusi, fissando i criteri per la costituzione di Comunità energetiche locali.

Occorre inoltre che **il nuovo DM dia continuità allo schema attuale**, che ha dimostrato di funzionare garantendo nuove iniziative a prezzi assai contenuti. Ovviamente ci aspettiamo che il provvedimento incorpori le nuove direttive del Clean Energy Package, come ad esempio:

- garantisca la **stabilità regolatoria** (divieto esplicito di interventi retroattivi di rimodulazione delle tariffe attribuite ai sensi del nuovo decreto);
- promuova **investimenti certi** (possibilità di qualificare l'intervento da un punto di vista tecnico-amministrativo prima della realizzazione, per evitare che dopo la realizzazione dell'intervento il GSE possa eccepire sull'iter autorizzativo e negare il riconoscimento degli incentivi).

In aggiunta, i nuovi meccanismi di incentivazione potrebbero basarsi su principi differenti rispetto a quanto visto nei provvedimenti precedenti ovvero:

- prevedere contingenti di potenza specifici in funzione della tecnologia per almeno tre anni a venire (meglio cinque), ma con particolare riferimento alla tipologia di connessione (alta, media o bassa potenza), tenendo presenti le esigenze e le criticità del sistema elettrico. Difatti, la formula più efficace per promuovere su base competitiva gli investimenti in



energia da FER, garantendo la sostenibilità degli investimenti al minimo costo per il sistema, è rappresentata da **aste dedicate per tecnologia e contratti per differenza (CFD) di durata almeno pari a 20 anni con floor e prezzi base d'asta ridotti gradualmente**. Tale meccanismo, adottato in Italia già dal 2012 e replicato negli ultimi anni in altri Paesi europei, si è rivelato particolarmente economico per il sistema elettrico in rapporto alla potenza installata che è riuscito ad abilitare e risulta pienamente compatibile con le Linee Guida UE sugli aiuti di Stato oggi in vigore. Lo scopo delle aste sarà quello di accompagnare nella maniera più efficace le tecnologie verso la *market parity*, fino al momento, presumibilmente oltre il 2020, in cui verrà confermato il raggiungimento della *market parity*; a quel punto sarà possibile passare a meccanismi basati sul mercato dell'energia quali i contratti di *Power Purchase Agreement (PPA)*. Inoltre, per evitare squilibri nella definizione del mix tecnologico e una maggiore complementarità dei profili di produzione, è opportuno prevedere contingenti ad asta dedicati per tecnologia, identificando - come nella recente esperienza tedesca - **spazi di natura sperimentale per aste caratterizzate da neutralità tecnologica**;

- inserire dei **criteri premianti per i diversi impianti**, relativi ad esempio alla presenza di sistemi di accumulatori, colonnine di ricarica per veicoli, integrazione con altri vettori energetici, autoconsumo, sistemi intelligenti, servizi resi alla rete;
- introdurre una categoria costituita da **impianti con tecnologie FER non programmabili** - a prescindere dalla tipologia di fonte - **integrati con sistemi di accumulo**, al fine di agevolare lo sviluppo della filiera dello storage.
- indirizzare particolari tecnologie maggiormente versatili, come ad esempio gli impianti di piccola taglia, alla **creazione e alla diffusione capillare di microreti** che rispondano a criteri di efficienza.

Dal punto di vista delle risorse disponibili, si ritiene che dovranno essere utilizzate non solo quelle residue nell'ambito del cap di 5,8 miliardi di euro per le FER non fotovoltaiche identificato negli ultimi due decreti (DM 6 luglio 2012 e DM 23 giugno 2016), ma anche quelle liberatesi, a causa dell'applicazione dello spalmaincentivi e dell'attività di controllo e verifica del GSE, nell'ambito del cap dei 6,7 miliardi di euro per l'incentivazione del settore fotovoltaico.

Per quanto riguarda le singole tecnologie, si illustrano di seguito le principali misure specifiche.

### **Fotovoltaico**

Come visto ai primi due punti, il fotovoltaico sarà la tecnologia a cui verrà richiesto il maggior contributo per raggiungere gli obiettivi della SEN al 2030. Nel periodo tra il 2018 e il 2030 dovranno essere installati, infatti, quasi 40 GW di nuova potenza. Sarà necessario, inoltre, preservare e potenziare la capacità già installata da fotovoltaico.



A tal proposito è sicuramente molto positiva la norma contenuta all'art. 1 c. 960 della Legge di Bilancio 2018 che ha finalmente introdotto principi di proporzionalità e ragionevolezza nell'irrogazione delle sanzioni da parte del GSE nell'ambito dell'attività di controllo.

Tra le principali misure necessarie per lo sviluppo del fotovoltaico occorre:

- emanare in tempi brevi il Decreto MiSE che declini in dettaglio la citata norma della Legge di Bilancio 2018 che introduce il principio di proporzionalità;
- definire un nuovo quadro normativo che consenta di aumentare le potenze degli impianti installati, per ottimizzare la produzione nelle superfici già occupate;
- valutare la possibilità di ampliare la possibilità di installazione incentivata anche su terreni agricoli, assicurando accurati criteri a garanzia della produzione primaria;
- valorizzare l'autoconsumo in ambito residenziale terziario e industriale con sistemi di sostegno esplicito, come quelli più sopra illustrati;
- stabilizzare la detrazione fiscale per il fotovoltaico residenziale e il superammortamento per il fotovoltaico, considerato bene mobile di un'impresa;
- prevedere aste neutrali, con tariffe specifiche per impianti con accumuli a cui possono partecipare anche impianti in autoconsumo in forma aggregata, considerando impianti installabili su tetto, ma anche nelle aree agricole con adeguati criteri (ad esempio aree improduttive, mantenendo rapporti stabiliti tra superficie per moduli e superficie coltivata).
- prevedere che alle stazioni di ricarica di veicoli elettrici siano associati degli impianti fotovoltaici su pensilina o su edifici limitrofi; in alternativa prevedere che i gestori delle stazioni di ricarica si impegnino a utilizzare solo energia da fonte rinnovabile.

## **Eolico**

L'eolico ad oggi costituisce una risorsa energetica insostituibile con una potenza installata di quasi 10 GW ed una produzione di energia elettrica rinnovabile di 17,4 TWh, a cui corrispondono emissioni evitate di CO<sub>2</sub> pari a circa 10 milioni di tonnellate, un risparmio di petrolio pari a 20 milioni di barili e un bacino occupazionale, tra occupati diretti ed indiretti, pari a 15.600 unità.

Tra gli obiettivi fissati dal PAN (Piano d'Azione Nazionale) nel 2010 in attuazione della Direttiva 2009/28/CE l'obiettivo di installazioni al 2020 per l'eolico è pari a 12.680 MW. Ad oggi quindi per raggiungere la soglia dei 12.680 MW si dovrebbero installare circa 1.000 MW all'anno, quota largamente in linea con le capacità del settore (in grado di installare oltre 1.400 MW all'anno) ma fortemente ostacolata dai ritardi del vigente quadro normativo. La situazione attuale presenta infatti un quadro non delineato per il lungo termine ma soprattutto per il medio e breve termine, con la conseguenza che gli operatori del settore navigano a vista.

Inoltre, le prospettive del settore eolico al 2030 sono tali da consentire di più che raddoppiare i numeri attuali, raggiungendo una potenza installata pari a 17 GW con una produzione pari a oltre 36



TWh, emissioni evitate di CO<sub>2</sub> pari a 27 milioni di tonnellate, barili di petrolio risparmiati pari a 50 milioni e prospettive occupazionali fino a 67.000 unità distribuite sul territorio e localizzate principalmente in aree notoriamente depresse sotto questo aspetto.

In aggiunta, il rinnovamento degli impianti eolici esistenti può garantire l'incremento della potenza di generazione elettrica da fonte rinnovabile, preservando la risorsa suolo e assicurando un miglioramento nell'offerta di servizi per la gestione ottimale della rete e contestualmente riducendo l'impatto visivo. In tal modo si può aumentare sensibilmente la produzione di tali impianti, garantendo il raggiungimento degli obiettivi al 2030. È quindi necessario tenere conto di questa particolarità che inciderà in maniera positiva anche sul raggiungimento degli obiettivi europei e accelererà il percorso verso le tecnologie low-carbon.

Occorre:

- prevedere aste con contingenti di potenza dedicati per l'eolico tali da raggiungere il potenziale previsto al 2020 e comunque con almeno 3 anni di visibilità (ideale sarebbe cinque);
- introdurre un principio di favore per il rinnovamento degli impianti esistenti attraverso appropriate misure quali l'introduzione di semplificazioni agli attuali iter autorizzativi (dalle tempistiche incerte e territorialmente disomogenei) ulteriori a quelle introdotte con il Decreto legislativo sulla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA);
- prevedere il superamento, per tali tipologie di interventi, dei divieti imposti dallo "spalmaincentivi", attraverso l'introduzione di meccanismi di sostegno basati su sgravi fiscali e sulla riduzione del capitale di investimento;
- prevedere aste dedicate per le integrali ricostruzioni di impianti esistenti, con contingenti opportunamente calibrati, oppure un'ulteriore potenza nel contingente per i nuovi impianti, in ossequio ai legittimi principi di *level playing field* e di equa concorrenza;
- consentire di aumentare la potenza installata nei limiti di un valore percentuale indicato, con il vincolo di non incrementare il suolo occupato e di ridurre gli impatti complessivi.

### **Solare Termodinamico**

Uno dei vantaggi principali che presenta la tecnologia del solare termodinamico è la possibilità di accumulare l'energia termica raccolta dal campo solare e di produrre energia elettrica anche in assenza di radiazione solare. La possibilità di accumulare l'energia termica consente di programmare la produzione di energia elettrica quando si presenta la necessità, anche in assenza del sole (analogamente ai tradizionali impianti termoelettrici), superando l'aleatorietà tipica della maggior parte delle fonti rinnovabili. Le isole maggiori, Sicilia e Sardegna, e le regioni del Sud come Calabria, Puglia, Basilicata fino al Lazio, sono le zone più interessanti per lo sviluppo del Solare Termodinamico. Esse sono altamente competitive per l'alto livello di radiazione diretta





annuale e per le favorevoli condizioni geografiche e morfologiche. Parte del potenziale installabile sarebbe già coperto da diversi progetti autorizzati e altri in fase terminale di autorizzazione.

Per poter accedere ai mercati esteri – vero business del solare termodinamico nei prossimi anni – è indispensabile realizzare alcuni impianti produttivi di media dimensione in Italia, in modo da valorizzare la filiera nazionale e posizionarla sul mercato globale. Il nostro Paese potrebbe ambire a coprire il 10% del mercato internazionale del Solare Termodinamico, con fatturato potenziale di oltre 2 miliardi di euro.

Per avere finalmente uno sviluppo di tale tecnologia occorre:

- prevedere indicazioni chiare sugli iter da seguire da parte degli enti autorizzativi; non è infatti accettabile che ci siano impianti in fase autorizzativa da più di 5 anni. Va data una risposta, positiva o negativa che sia, in tempi contenuti in modo da evitare, come frequentemente accaduto finora, che questa incertezza normativa comporti l'allontanamento di investitori stranieri, interessati alla realizzazione di impianti;
- risolvere i problemi riscontrati nelle aste trascorse, legati al troppo poco tempo a disposizione per definire gli aspetti economico – finanziari, dal momento che si trattava di progetti innovativi e senza precedenti storici in Italia. Di conseguenza, rispetto ai tre potenziali partecipanti (tre impianti autorizzati per 108 MW), non c'è stato nessun partecipante effettivo.

### **Idroelettrico**

Di fondamentale importanza sarà delineare le proposte di sviluppo e tutela del settore idroelettrico in Italia anche oltre il 2020, con particolare riferimento alla sostenibilità ambientale e alla necessità di sfruttarne al massimo le potenzialità per contrastare i possibili effetti della siccità prodotta dal cambiamento climatico.

Il settore ha tutte le caratteristiche per il riconoscimento delle condizioni particolari delle Linee Guida di cui alla Comunicazione della Commissione Europea 2014/C 200/01, vale a dire beneficio ambientale (dal punto di vista della gestione e della preservazione idro-geologica del territorio, in particolare nelle aree montane) e di integrazione nelle reti (elevata prevedibilità e possibilità di fornire servizi di rete).

L'assegnazione diretta di risorse per lo sviluppo del settore è stimata su valori ben al di sotto dei margini di manovra, che si apriranno nel medio termine.

Va anche sottolineato il contributo positivo al sostentamento della tensione nel punto di connessione alla rete, potendo modulare la quantità di potenza, oltre che attiva, anche reattiva, scambiata con la rete.

Tra i fattori critici, bisogna considerare il rischio che un'applicazione “fondamentalista” delle norme inerenti la qualità dell'acqua e in particolare il deflusso ecologico porti non solo a una



significativa riduzione della produzione idroelettrica nazionale, ma addirittura a una sostanziale limitazione della capacità dell'idroelettrico di modulare la produzione in funzione del mercato e dei carichi di rete.

Auspicabile è anche arrivare in tempi brevi alla definizione di un equo quadro regolatorio in tema di rinnovo delle concessioni di grande derivazione scadute e in scadenza, il che consentirà una nuova fase di investimenti nei grandi impianti idroelettrici.

In generale occorre:

- considerare come "Potenza" dell'impianto la "potenza nominale di concessione" e non la potenza installata, nell'ottica del rispetto della comunicazione della Commissione Europea 2014/C 200/01 "Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020" per gli impianti idroelettrici, in considerazione della fattispecie propria degli impianti ad acqua fluente;
- garantire l'incentivazione di ogni kWh prodotto anno per anno, così come avviene per tutte le altre fonti rinnovabili, applicando come cap all'energia incentivabile unicamente il vincolo della "potenza massima di concessione". Si sottolinea che limitare la produzione incentivata, come previsto nel documento GSE "*Gestione esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici ammessi agli incentivi*" al prodotto della "Potenza nominale media annua" per le ore annue introduce per gli impianti idroelettrici un vincolo tecnicamente insensato, non previsto da alcun Decreto Ministeriale in tema di incentivi, non giustificato dalla vigente normativa in materia di acque e in evidente antitesi con lo spirito della SEN di promozione della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile;
- prevedere contingentati ed aste dedicate per il settore idroelettrico, anche in considerazione del fatto che è l'unico settore FER che paga sostanziosi canoni per l'uso della fonte rinnovabile;
- prevedere una revisione del sistema dei canoni e sovracanonati, inutilmente complesso e troppo oneroso nell'attuale contesto di mercato competitivo, in particolare prevedendo una componente variabile collegata all'energia prodotta;
- evidenziare il carattere di prevedibilità della produzione idroelettrica, importante ai fini della programmazione dell'esercizio del sistema elettrico, in quanto consente una gestione del medesimo con piccoli scostamenti di incertezza, considerando una produzione di centrali ubicata a scala zonale -regionale che di fatto si configura per i DSO come una aggregazione tra le varie centrali;
- prevedere meccanismi di sostegno/favore per il *repowering-revamping* dell'intero parco idroelettrico nazionale (grandi e piccole derivazioni che hanno raggiunto una obsolescenza del macchinario elettro-idraulico e dei sistemi di automazione);



- promuovere il micro-idro, con potenze minori di 500 kW e recuperare bassi salti idraulici, con potenze minori di 50 kW con oneri di incentivazione molto contenuti, dal momento che si sta progressivamente riducendo la possibilità di realizzare siti idroelettrici con potenze superiori a 500 kW e che di converso il costo di realizzazione di centraline di bassa potenza risulta essere gravato da costi specifici ancora molto elevati rispetto ad impianti di taglia superiore, tali da non consentire nel breve periodo il raggiungimento della grid parity;
- prevedere un criterio di priorità, indipendentemente dalla potenza, per quegli impianti appartenenti ai Registri di cui al DM 23 giugno 2016, non assegnatari per superamento del contingente. Con l'obiettivo di raggiungere gli sfidanti target al 2030, appare opportuno consentire l'accesso agli incentivi anche agli impianti mini idro (compresi quelli inclusi nella "tabella C" della graduatoria dei Registri) che avranno avviato i lavori prima dell'emanazione del nuovo decreto, visto che tali impianti sono già autorizzati e alcuni di essi pagano i relativi canoni demaniali già dal rilascio del titolo concessorio;
- promuovere un tavolo di confronto con MATTM e Regioni che porti a definire una normativa sul deflusso ecologico basata su sperimentazioni reali e non su assunzioni aprioristiche che portano a penalizzare la produzione idroelettrica senza reali vantaggi ambientali;
- promuovere la realizzazione di impianti idro di speciale interesse pubblico che non solo incrementano la produzione di energia rinnovabile, ma comportano anche una gestione virtuosa del ciclo dell'acqua. Tra questi, quelli che generano o recuperano capacità d'invaso utilizzabile anche in sinergia con i sistemi di irrigazione, bonifica e idropotabili, che riducono i fenomeni di piene e magre artificiali, che consentono la laminazione delle piene o la fruizione sociale e la navigazione turistica di laghi e corsi d'acqua interni.

### **Geotermico**

Lo sviluppo del settore geotermico ha bisogno di politiche di sostegno che consentano l'avvio di un processo di apprendimento e di riduzione dei costi di generazione associati alle nuove tecnologie.

In geotermia i costi dello sviluppo non hanno subito sensibili riduzioni, per almeno tre motivi:

- per questa fonte non c'è stato l'effetto scala che si è verificato nelle altre rinnovabili, a causa della crescita molto meno marcata dell'utilizzo di questa risorsa e quindi dell'applicazione delle tecnologie ad essa collegata, per questo motivo il costo delle macchine e dei pozzi non è diminuito;
- le possibili aree di sviluppo rimaste in Italia sono caratterizzate da una risorsa meno appetibile, in quanto più profonda o di entalpia più bassa, quindi più costosa da reperire e/o da utilizzare;



- le prescrizioni ambientali normalmente adottate per una sempre maggiore sostenibilità ambientale dei progetti geotermici, hanno aumentato ulteriormente i costi di investimento e di esercizio.

Per quanto riguarda l'installazione di impianti geotermici tecnologicamente avanzati si stima che sia possibile installare, già entro il 2024 in caso di adeguato sostegno al settore, fino a circa 125 MW di potenza immessa in rete (equivalente ad oltre 1 TWh di energia). Tale processo potrebbe portare ad una riduzione di circa il 20% dell'attuale costo medio di generazione di tali impianti (circa 210 €/MWh). Al 2030, la riduzione potrebbe addirittura raggiungere il 35%, a fronte dell'installazione di impianti geotermici tecnologicamente avanzati per oltre 200 MW di potenza immessa in rete.

L'inserimento di tale produzione nell'ambito del riutilizzo totale anche del calore, potrebbe rendere la geotermia autonoma dal fabbisogno degli incentivi.

Per contro va sottolineato che in oltre 7 anni non è stato approvato alcun permesso, né autorizzata alcuna centrale. Il primo elenco di 6 permessi sperimentali approvato dal Ministero è stato pubblicato alla fine del 2016, ma ancora siamo nell'iter autorizzativo. Inoltre, alcune regioni, tra cui il Lazio, hanno ignorato il deposito di decine di permessi di ricerca, a fronte dell'inserimento nel piano energetico regionale di un ampio ruolo per la geotermia.

Occorre infine ricordare che la geotermia dei cicli binari a reiniezione totale, che non immette CO<sub>2</sub> in atmosfera, ad oggi ha tempi di autorizzazione eccessivamente lunghi.

Per favorire lo sviluppo della risorsa geotermica, occorre:

- prevedere contingenti dedicati (anche per i progetti di grande taglia) alla tecnologia geotermica per evitare una sensibile contrazione degli investimenti in questo settore tecnologico, che fa da traino per una filiera industriale tutta italiana, e mantenere la best practice a livello mondiale. Tale soluzione non pone particolari rischi alle strategie economiche europee dati i modesti numeri in gioco;
- prevedere un meccanismo di supporto dedicato non unicamente alla realizzazione di nuovi impianti, ma anche a rifacimenti, ammodernamenti e all'integrale ricostruzione degli impianti esistenti poiché giocano un ruolo fondamentale nello sviluppo e nel mantenimento della produzione rinnovabile. È pertanto molto importante che, nell'ambito dei cluster individuati, siano previsti anche specifici contingenti dedicati a queste categorie di interventi;
- prevedere la realizzazione di nuove centrali geotermiche a ciclo binario e a reiniezione totale in aree limitrofe ai centri abitati, fornendo un teleriscaldamento alternativo a quello che brucia fonti fossili e si dovrà consentire la vendita dell'energia elettrica prodotta in sistemi chiusi e sul mercato libero.
- prevedere tempi autorizzativi certi e globalmente non superiori ai 2 anni di iter per centrali di taglia normalmente non superiore ai 5 MW, nonché la garanzia del rilascio delle



autorizzazioni entro 6 mesi per le piccole utilizzazioni geotermiche da 100 kWe e 500 kWt, con pozzi di profondità non superiore ai 400 m.

### **Biogas/biometano**

Per quanto riguarda il biogas/biometano, accanto agli utilizzi nei trasporti e nel segmento termico, che permettono di decarbonizzare settori a più difficile elettrificazione, come l'agricoltura, i trasporti pesanti e l'industria chimica, sarà fondamentale anche proseguire lo sviluppo del segmento della produzione di energia elettrica.

La produzione di elettricità da biogas è caratterizzata da una rilevante flessibilità che oltre a favorire la sua integrazione nel sistema elettrico può essere utilizzata per apportare risorse di bilanciamento al sistema per la crescita delle altre fonti rinnovabili. L'integrazione della crescita della produzione di elettricità da biogas e della produzione di biometano rappresenta un'opportunità unica per il sistema energetico: un impianto a biogas che integri entrambe le forme di produzione è caratterizzato da efficienze produttive elevate con una assoluta flessibilità di gestione. In associazione a questo, la tecnologia del power to gas con l'uso di CO<sub>2</sub> biogenica derivante dalla raffinazione del biogas a biometano è l'anello di giunzione dei sistemi energetici elettrico e gas con il raggiungimento della piena flessibilità del sistema energetico a favore della crescita della penetrazione della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Il biogas fatto bene (BIOGASDONERIGHT®) sostiene le produzioni alimentari di qualità, differenziando e integrando l'attività agricola con la produzione di energia e comporta: la valorizzazione di effluenti zootecnici, residui agricoli e sottoprodotti agroindustriali; la produzione di «carbonio addizionale» grazie alle doppie colture e a nuove rotazioni ottimizzate; l'incremento del carbonio stoccato nel suolo (utilizzo del digestato e maggiore produzione di radici) e l'ottimizzazione del riciclo dei nutrienti e dell'uso dell'acqua; la riduzione dei costi di produzione dei prodotti alimentari (sicurezza alimentare); la diversificazione dei mercati, maggiore capacità di investimento, più innovazione nel settore primario; la riduzione significativa delle emissioni di CO<sub>2</sub> dell'attività agricola, dei trasporti e funzione di *carbon sink* dei suoli agricoli.

Nel particolare, prodotto con i principi del «biogasdoneright», il biogas: permette l'integrazione tra produzione alimentare ed energetica con incremento della produttività e della sicurezza alimentare; esprime un potenziale produttivo di gas rinnovabile al 2030 di 10 miliardi di Nm<sup>3</sup> di biometano; in ragione della crescente efficienza e della diffusione delle innovazioni presenta una solida traiettoria di riduzione dei costi di produzione; permette il *greening* della rete del gas, infrastruttura strategica per sviluppare un sistema energetico a basso contenuto di carbonio e consentire la penetrazione delle FER a costi sostenibili; una volta immesso nella rete gas, rende possibile la progressiva decarbonizzazione di settori «non elettrificabili» responsabili di oltre il 60% delle GHG (trasporti pesanti, navali, agricoltura, industria).



Si propone pertanto di:

- assumere come obiettivo la produzione al 2030 di 10 miliardi di metri cubi di biometano, da agricoltura, rifiuti organici, Power to Gas;
- prevedere per biogas/biometano strumenti di sostegno che valorizzino la programmabilità della produzione (dispacciamento);
- prevedere l'uso del biogas/biometano sia in ambito decentrato (*on site*), sia per immissione in rete per usi diversificati;
- prevedere una categoria ad hoc per gli impianti biogas da discarica, poiché caratterizzati da costi differenti, rappresentati da canoni di concessione e royalties per i diritti di sfruttamento dei bacini di biogas.

### **Biomasse solide**

Le previsioni della SEN indicano che, per gli impianti a bioenergie esistenti, il mantenimento dei sistemi incentivanti potrà avvenire in condizioni di maggiore efficienza, ovvero nel caso in cui presentino prestazioni idonee a ridurre le emissioni e che siano alimentati da scarti, residui e/o eventualmente da prodotti di secondo raccolto. Sui nuovi grandi e medi impianti non si prevedono politiche di sostegno. Nuove forme di incentivazione tariffaria saranno limitate agli impianti di piccolissima taglia (70 kW) che premiano l'efficacia e l'efficienza, che rispettino il principio di cascata e per i quali sia previsto un costante monitoraggio per valutare l'impatto sulla qualità dell'aria.

A questo proposito è opportuno evidenziare che nella generazione elettrica

- gli impianti a biomasse costituiscono una fonte non intermittente;
- circa l'eventuale impatto sulla qualità dell'aria, negli impianti >100 kW sono installabili efficaci sistemi di abbattimento degli inquinanti, in particolare del particolato primario;
- i prezzi della materia prima e in particolare dei combustibili legnosi (cippato) destinati ai medi e grandi impianti devono necessariamente tener conto dei costi per la gestione forestale condotta dalle imprese boschive i cui margini sono sempre più ridotti;
- la realizzazione di impianti cogenerativi progettati in funzione delle potenzialità di produzione di biomasse derivanti dalla gestione forestale sostenibile, oltre a contribuire alla produzione di energia rinnovabile, concorre allo sviluppo locale, soprattutto delle aree interne e alla manutenzione del territorio.

Un'analisi oggettiva evidenzia che lo spazio di ulteriore sviluppo per grandi impianti alimentati a biomasse forestali per la sola produzione elettrica sia limitato. Va altresì evidenziato che vi sono concrete opportunità di crescita futura di impianti di taglia medio piccola alimentati a biomasse che presentino le seguenti caratteristiche:



- a) operino esclusivamente in un ambito cogenerativo e quindi presentino definiti livelli di valorizzazione dell'energia termica generata nel processo;
- b) la soglia di potenza non superi i 500 kWe, taglia più rispondente a un modello di approvvigionamento delle biomasse solide a scala territoriale. Il limite proposto implicitamente dalla SEN di 70 kWe per i piccoli impianti è oggettivamente insensato e ingiustificato. Per questa tipologia di impianti il limite di 500 kWe rappresenta un riferimento opportuno e coerente, sia perché gli indirizzi europei in materia di aiuti di Stato su energia/ambiente individuano in tale potenza il confine entro il quale è possibile derogare alle limitazioni prescritte, sia perché questa dimensione consente di pianificare adeguatamente un piano di approvvigionamento delle biomasse forestali a scala locale.

Circa le preoccupazioni per le emissioni prodotte dalla combustione va evidenziato che il recentissimo Decreto 15.11.2017 n°183 ha ridefinito e aggiornato i valori limite degli impianti previsti dal TUA Dlgs 152/2006, adeguandoli alla moderna tecnologia e alle norme europee. Quindi la certificazione su emissioni e prestazioni può fornire ampia garanzia in proposito.

Si propone pertanto di:

- riconoscere una tariffa omnicomprensiva ad accesso diretto agli impianti cogenerativi alimentati a biomassa con le caratteristiche sopra descritte;
- riconoscere uno specifico bonus incentivante per gli impianti alimentati a biomasse solide classificate come sottoprodotti in base alla vigente legislazione in materia recentemente emanata, tracciate e provenienti da un ambito territoriale definito, prodotte nel rispetto delle norme sulla gestione forestale sostenibile e certificate secondo la norma ISO 17225.