



I futuri strumenti di promozione delle Fonti di Energia Rinnovabile

Considerato che **il settore delle Fonti di Energia Rinnovabile in Italia è fermo per la mancata emanazione del nuovo DM sulle FER elettriche non fotovoltaiche;**

Considerato che tale emanazione vede già un **ritardo di 10 mesi** dal momento che il DM deve regolare l'installazione di nuovi impianti dal 2017 al 2020;

Considerato che occorre che il nuovo DM **dia continuità allo schema attuale ed incorpori le nuove direttive del Winter Package**, come ad esempio la **stabilità regolatoria e la promozione di investimenti certi;**

Chiediamo l'emanazione in tempi rapidissimi e entro la fine del 2017 del nuovo DM sulle FER elettriche non fotovoltaiche.



1. Premessa

Il presente documento del Coordinamento FREE si propone di individuare i futuri strumenti di promozione delle Fonti di Energia Rinnovabile (FER) per la produzione elettrica, a partire da quanto emerso dai contributi dei relatori intervenuti all'omonimo [convegno organizzato dal Coordinamento FREE il 15 Settembre 2017](#) presso l'Hotel Nazionale in Piazza Montecitorio a Roma, che, in forza della loro esperienza nel settore, hanno fornito spunti, idee e proposte per definirli.

Tale tematica risulta particolarmente attuale e di importanza strategica, in quanto occorre gestire in modo *efficiente* ed *efficace* una transizione che comporta cambiamenti sostanziali sia nella struttura, sia nelle regole del mercato elettrico, nonché nei ruoli e nei rapporti tra produttori e consumatori, come confermano le proposte avanzate nel *Clean Energy Package* dalla Commissione Europea.

Efficienza e efficacia che, dato il livello di maturità raggiunto e l'esperienza acquisita per le singole tecnologie, e la probabile evoluzione del sistema elettrico, sono più agevolmente perseguibili centrando le politiche di sostegno più su elementi distintivi delle diverse tecnologie rispetto ai servizi che rendono, alle reti sulle quali insistono e ai benefici ambientali che portano, piuttosto che solo sulle specificità tecnico/economiche.

Il documento, a valle di una prima parte in cui vengono sommariamente riportate alcune misure generali per lo sviluppo delle FER, descriverà quindi ambiti *privilegiati* di utilizzo per le singole tecnologie, suggerendo misure, strategie e politiche contestualizzate in proposte concrete da introdurre nei nuovi indirizzi normativi.

2. Misure generali per lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabili

Le misure generali per lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabili devono anzitutto essere contestualizzate in una visione d'insieme che non contrapponga le varie tecnologie e che preveda una pianificazione degli sviluppi futuri tramite una programmazione più definita e rispettata di quella attuale (i ritardi nell'emanazione di decreti, citati nel paragrafo successivo, sono un esempio di pianificazione poco efficiente). 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 eliminare:

- gli attuali impedimenti alla compravendita di energia
- i limiti esistenti alla stipula di contratti a medio-lungo, creando per contro le condizioni idonee (aggregazione della domanda e dell'offerta) a facilitare la diffusione di uno



strumento fondamentali per la bancabilità delle FER, nonché di garanzia sia per il produttore che per il consumatore.

2.1. Rispetto delle tempistiche previste per la stesura delle norme e l'emanazione dei Decreti

Per rimuovere l'attuale situazione di stallo, sollecitiamo innanzi tutto una rapida emanazione del nuovo DM sulle FER elettriche non fotovoltaiche, 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 tutto o parte il lavoro preparatorio già svolto.

Ritardi come questo, frequenti nella stesura delle norme, sono anche la conseguenza di problemi strutturali da risolvere, che probabilmente richiedono una revisione dell'organizzazione delle strutture istituzionali preposte, certamente un potenziamento delle risorse umane ed economiche allocate.

2.2. Contenuti del nuovo DM FER

È auspicabile che l'atteso decreto sull'incentivazione delle FER elettriche non fotovoltaiche sia basato sui criteri riportati in premessa e sia coerente con gli obiettivi a lungo termine indicati nella SEN. Occorre quindi che differenzi le misure valorizzando le specificità di ciascuna tecnologia, ma anche obiettivi come l'autoconsumo dell'energia, la generazione distribuita, il contributo delle FER ai servizi di rete. Tenendo conto del 2030 come orizzonte temporale, non si può altresì ignorare la crescita che avranno ad esempio la mobilità elettrica e l'*empowerment* delle PMI e dei consumatori domestici, grazie anche ai contatori 2G sempre più orientati alla programmazione e al controllo dei consumi.

Una maggiore penetrazione della generazione distribuita, ad esempio, favorirà il proliferare di microreti, con sistemi intelligenti di produzione, distribuzione e consumo dell'energia elettrica, che necessariamente si dovranno avvalere 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.

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 Winter 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, ma con particolare riferimento alla tipologia di connessione (alta, media o bassa potenza); tali scaglioni quindi sarebbero predisposti 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) ad una via di durata almeno pari a 20 anni (come previsto dai due citati decreti ministeriali ed in linea con quanto previsto dalla normativa Francese e Tedesca.) 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. Pertanto l'attuazione di queste aste, il cui scopo sarà quello di accompagnare nella maniera più efficace le tecnologie verso la *market parity*, dovrà prevedere un congruo periodo di attuazione che potrà protrarsi se necessario anche oltre il 2020 fino al momento in cui verrà confermato il raggiungimento della *market parity*; a quel punto sarà possibile passare alla successiva fase di sostegno attuato tramite meccanismi basati sul mercato dell'energia quali i contratti di *Power Purchase Agreement* (PPA).

Inoltre, per evitare squilibri nella definizione del mix tecnologico ed una maggiore complementarietà 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.
- Indirizzare particolari tecnologie maggiormente versatili, come ad esempio gli impianti di piccola taglia, alla creazione e alla diffusione capillare di microreti.
- Prevedere scaglioni di potenza dedicati per la diffusione di impianti di mini e micro cogenerazione, con impianti alimentati da biomassa o biogas proveniente da filiera agricola locale, in cui sia prevista una quota di autoproduzione, e di impianti geotermici a bassa e media entalpia.

3. Misure specifiche, anche di lungo termine, per fonte di energia rinnovabile



3.1. Fotovoltaico

È necessario preservare e potenziare la capacità già installata da fotovoltaico, delineando criteri sanzionatori da parte del GSE che seguano principi di proporzionalità e ragionevolezza, nonché un nuovo quadro normativo che consenta di aumentare le potenze degli impianti installati, per ottimizzare la produzione nelle superfici già occupate.

Servono inoltre chiari indirizzi strategici da seguire per ottenere gli oltre 40 TWh/anno di energia da Fotovoltaico previsti nella SEN al 2030 e che, secondo le valutazioni del Coordinamento FREE, contenute nel documento inviato nel quadro della consultazione sulla SEN, dovrebbero essere aumentati di 16-20 TWh. Infatti 40 TWh/anno di energia da fotovoltaico significa circa 32 GW di potenza installata mentre le installazioni annue ad oggi (circa 300 MW all'anno) sono circa un decimo rispetto a quelle previste per arrivare a raggiungere i 32 GW al 2030.

Occorre inoltre prevedere aste neutrali, con tariffe specifiche per impianti con accumuli a cui possono partecipare anche impianti in autoconsumo in forma aggregata, considerando impianti installabili non solo negli edifici e nei capannoni, talvolta non idonei a sostenerne il peso dell'impianto poiché costruiti a risparmio, ma anche nelle aree agricole con adeguati criteri (ad esempio aree improduttive, mantenendo rapporti stabiliti tra superficie per moduli e superficie coltivata).

Occorre infine: considerare quadri normativi per PPA anche in forma aggregata e strumenti di agevolazione di accesso al credito; non penalizzare l'autoconsumo in ambito residenziale terziario e industriale con sensibili spostamenti degli oneri sulla componente fissa (servirebbe una revisione della riforma delle tariffe elettriche residenziale e porre attenzione a quella per il terziario e industriale in via di definizione); stabilizzare la detrazione fiscale per il fotovoltaico residenziale e il superammortamento per il fotovoltaico, considerato bene mobile di un'impresa.

3.2. Eolico

L'eolico ad oggi costituisce una risorsa energetica insostituibile con una potenza installata di 9,5 GW ed una produzione di energia elettrica rinnovabile di 17,4 TWh, a cui corrispondono emissioni evitate di CO₂ 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.

L'obiettivo fissato dal PAN (Piano d'Azione Nazionale) nel 2010 in attuazione della Direttiva 2009/28/CE individua, tra gli altri, un obiettivo di installazioni al 2020 per l'eolico 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 1.200 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.



Occorre quindi anzitutto prevedere aste con contingenti di potenza dedicati per l'eolico tali da raggiungere il potenziale previsto al 2020.

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 17,2 GW con una produzione pari a 36,4 TWh, emissioni evitate di CO₂ 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.

Va quindi introdotto 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), nonché, al contempo, il superamento, per tali tipologie di interventi, dei divieti imposti dallo "spalmaincentivi" e la possibilità di partecipazione per le integrali ricostruzioni di impianti esistenti ad apposite aste, con contingenti opportunamente calibrati, oppure alle medesime aste riservate alle nuove installazioni adeguatamente incrementate nel contingente per tenere conto della potenza ulteriore partecipante, in ossequio ai legittimi principi di *level playing field* e di equa concorrenza.

Per gli interventi di rinnovamento peraltro dovrebbe essere consentito anche di aumentare la potenza installata nei limiti di un valore percentuale indicato, sempre con il vincolo di non incrementare il suolo occupato e di ridurre gli impatti complessivi. Gli interventi di integrale ricostruzione, infatti, oltre a garantire un miglioramento dell'impatto ambientale e a mitigare l'incidenza sul paesaggio attraverso la forte riduzione del numero complessivo degli aerogeneratori, nonché a rafforzare il rapporto con il territorio, consentono di aumentare sensibilmente le produzioni elettriche 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.

3.3. 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 realizzazione di 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. Occorre però che vengano fornite 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.

Occorre inoltre risolvere i problemi riscontrati nelle aste trascorse, legati al troppo poco tempo a disposizione per definire gli aspetti economico – finanziarie, 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.

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.

3.4. Idroelettrico

Di fondamentale importanza sarà delineare le proposte di sviluppo e tutela del settore mini-idro in Italia anche oltre il 2020, con particolare riferimento alla sostenibilità ambientale di questo settore industriale.

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 condizioni di dimensione (sotto i 500 kW di potenza nominale media di concessione), beneficio ambientale (dal punto di vista della gestione idro-geologica del territorio) 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. per effetto del termine operativo di alcuni attuali regimi di incentivazione.

Anzitutto è necessario che 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, la "Potenza" dell'impianto da considerare sia la "potenza nominale di concessione" e non la potenza installata; occorre inoltre 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.

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.

Va inoltre predisposta l'incentivazione del *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).

Poiché si sta progressivamente riducendo la possibilità di realizzare siti idroelettrici con potenze superiori a 500 kW, mentre si possono implementare impianti con potenze minori di 100 kW e recuperare bassi salti idraulici, con potenze minori di 50 kW, va promosso il micro-idro, con oneri di incentivazione molto contenuti. Con una media di costo di incentivazione, (differenza tra il prezzo del PUN e quanto percepito dal produttore), pari a 135 Euro/MWh, posto che una centrale da 100 kW produca circa 0,70 GWh/a, e una da 1 MW 7,0 GWh/a, la realizzazione di 100 MW comporterebbe oneri annuali per circa 95 milioni di Euro. Inoltre, far partire i circa 160 MW, esclusi dall'ultimo registro, comporterebbe un onere annuale di circa 216 milioni di Euro.

Ipotizzando un trend incrementale in forte decrescita annuale per effetto di saturazione dei siti utilizzabili da circa 80 MW nel 2017 a 50 MW nel 2018 – 2020, si può determinare un potenziale futuro onere incentivante da prevedersi nel prossimo Decreto FER.

Nel 2017 si può ipotizzare 160 MW (da recuperare dagli esclusi in graduatoria) pari a 216 milioni di Euro da sommarsi a 108 milioni di Euro per 80 MW aggiuntivi, per un totale di 324 milioni di Euro. Negli anni dal 2018 al 2020 la previsione si assesta a circa 67,50 milioni di Euro.

Occorre prestare attenzione al fatto che la potenzialità sopraccitata (da 1 MW circa 7 GWh annui) è un dato purtroppo sovrastimato, in quanto le variazioni del clima con lunghi periodi di siccità e di grandi precipitazioni meteoriche concentrate in poche ore, (in riferimento alle medie previste in progetto), portano come conseguenza che già in questi ultimi anni tale fattore è diminuito del 10-20%: di riflesso anche i costi reali potrebbero essere del 10-20% inferiori a quelli sopraccitati.

3.5. 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.

Si stima infatti che l'installazione di impianti geotermici tecnologicamente avanzati per circa 125 MW di potenza immessa in rete (equivalente ad oltre 1TWh di energia), possibile già nel 2024 in caso di adeguato sostegno al settore, possa portare ad una riduzione di circa il 20% dell'attuale costo medio di generazione dell'energia elettrica da questa specifica fonte (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 portare la geotermia fuori 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 CO₂ in atmosfera, ad oggi ha tempi di autorizzazione eccessivamente lunghi.

Per utilizzare la risorsa geotermica, senza ricorrere a sistemi di incentivazione da qui a cinque anni, le nuove centrali geotermiche a ciclo binario e a reiniezione totale dovranno poter essere collocate 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. In aggiunta, è necessario che i tempi autorizzativi siano 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.

Per quanto concerne il teleriscaldamento cittadino, esiste una grande chance geotermica in nord Italia, dove esistono oltre un migliaio di pozzi esausti dall'oil and gas e pescano a una profondità idonea per realizzare impianti di teleriscaldamento.

3.6. Biogas / biometano

Attraverso l'utilizzo della rete del gas, si ha la possibilità di decarbonizzare settori a più difficile elettrificazione, come l'agricoltura, i trasporti pesanti e l'industria chimica.

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 CO₂ 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 Nm³ 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.