

CONSULTAZIONE MINISTERO SVILUPPO ECONOMICO
PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA

<https://energiaclima2030.mise.gov.it/>

Osservazioni FIPER – Milano li, 2 maggio 2019

PREMESSA

FIPER condivide l'orientamento del PNIEC di identificare misure finalizzate a sostenere **la realizzazione di nuovi impianti FER e la salvaguardia e il potenziamento degli impianti esistenti.**

In particolare, si evidenzia che senza l'apporto delle biomasse/biogas è impensabile il raggiungimento **dell'obiettivo previsto dal PNIEC del 30% di produzione da FER al 2030, per tre ragioni fondamentali:**

1. **Sicurezza approvvigionamento: in quanto fonti programmabili, l'impiego delle biomasse/biogas è in grado di garantire una produzione costante di energia** (8000 ore/annuo di funzionamento) indipendentemente dalle condizioni atmosferiche.
2. **Flessibilità dell'offerta: in quanto fonti programmabili, sono in grado di colmare gli sbilanciamenti di rete derivanti dal fotovoltaico ed eolico;** significa poter contare sul loro apporto nei momenti di calo di produzione delle altre fonti e garantire la sicurezza nella produzione di energia da FER.
3. **Incidenza significativa delle biomasse nell'attuale produzione FER termiche da sempre trascurate:** le biomasse legnose ricoprono circa il 65% dell'attuale produzione termica da FER impiegate soprattutto in ambito rurale e montano; da qui l'esigenza di promuovere impianti più performanti in termini di abbattimento delle emissioni, tra cui il TLR a biomassa, che permettano una gestione di lungo periodo dei nostri territori montani.

D1: Con quali misure aggiuntive si può sostenere la diffusione dell'autoconsumo di energia e le comunità dell'energia rinnovabile, anche con sistemi di accumulo distribuito?

Il TLR cogenerativo a biomassa legnosa ha potenzialmente un ruolo di elevato interesse nelle aree montane e rurali, dove è disponibile questa risorsa. Il PNIEC prevede un notevole sviluppo per il TLR unitamente all'applicazione della CAR (cogenerazione ad alto rendimento).

L'introduzione del vincolo della CAR presuppone la gestione ottimale della produzione combinata di elettricità e calore.

A riguardo sarebbe utile prevedere, accanto allo sviluppo di sistemi di accumulo elettrico, anche l'accumulo di calore, in quanto la richiesta di elettricità e di calore

sono frequentemente sfasate tra loro. Conseguentemente, misure aggiuntive per la CAR e per l'introduzione di accumuli di calore possono risultare strategiche per lo sviluppo del TLR.

Altro tema specifico è dato dalla promozione dei sistemi solari termici presso le utenze finali collegati alla rete e finalizzati alla riduzione dei carichi termici della centrale.

In questo contesto FIPER identifica le seguenti misure aggiuntive necessarie a sostenere la diffusione dell'autoconsumo e degli accumuli:

1. Cogenerazione Alto Rendimento: possibilità di incentivare da un lato, la produzione elettrica, mediante una revisione del sistema delle tariffe omnicomprendenti applicato a determinate fasce orarie e l'innalzamento delle soglie di potenza per lo scambio sul posto; dall'altro, la produzione termica, attraverso il riconoscimento dei titoli di efficienza energetica per il calore rinnovabile o il conto termico.

2. Sistemi di accumulo di calore: prevedere una misura specifica per il TLR all'interno degli interventi previsti dal conto termico.

3. Sistemi solari termici collegati al TLR: prevedere una misura specifica più estesa di quella vigente nell'ambito del conto termico.

Infine, per lo sviluppo della CAR e anche per quello di impianti di biogas localizzati in prossimità di comunità rurali, risulta altrettanto strategico, per aumentare l'autoconsumo da parte delle comunità locali, definire le modalità di determinazione degli oneri di sistema per potenze superiori ai 30 kW. Infatti, solo attraverso una equa e certa determinazione di tali oneri si potranno porre le basi per lo sviluppo di piccole centrali termoelettriche rinnovabili. Inoltre, la flessibilità di produzione degli impianti a biogas consentita dai gasometri (stoccaggi di biogas) potrebbe contribuire in modo significativo alla gestione degli sbilanciamenti di rete.

D2: Quali misure ritenete più opportuno implementare per favorire l'integrazione delle rinnovabili negli edifici nuovi ed esistenti? E quali ritenete attualmente le principali barriere all'integrazione delle rinnovabili negli edifici?

È noto come le problematiche relative agli edifici nuovi siano totalmente differenti da quelle relative agli edifici esistenti.

Per gli edifici nuovi, l'introduzione delle FER è legata all'analisi economica ed eventualmente all'iter autorizzativo; basterebbe infatti assicurare misure idonee per aumentare la loro penetrazione, quali la possibilità di accedere a risorse finanziarie a tasso agevolato e a procedure autorizzative snelle.

Per gli edifici esistenti, la problematica è più complessa in quanto:

- gli interventi riguardanti le FER vengono subordinati agli interventi di riqualificazione energetica degli edifici;

- nelle strutture condominiali è molto difficile raggiungere una concertazione tra i condomini riguardo questi interventi che presuppongono una spesa *extra* rispetto la gestione ordinaria;
- spesso sussistono vincoli fisici all'installazione di FER¹.

Negli ultimi anni le agevolazioni messe in atto, quali la recente cessione del credito a terzi (ESCO) si sono rivelate molto efficaci e tali da suscitare un reale interesse tra gli operatori per intervenire sul parco degli edifici esistenti.

In questo contesto si sottolinea come gli impianti di TLR a biomassa e più in generale di cogenerazione da FER permettano di conseguire l'importante vantaggio, purtroppo non sempre evidente al legislatore, di rifornire energia rinnovabile anche agli edifici esistenti più problematici. Infatti, l'allaccio a una rete di teleriscaldamento a biomassa "svincola" la riqualificazione energetica dalla riqualificazione generale dell'edificio, permettendo quindi di intervenire a "step", con modalità più sostenibili da un punto di vista economico. In altre parole: la realizzazione di rete di TLR consente di riqualificare contemporaneamente più edifici e intere comunità superando barriere di carattere sia fisico che di natura socioeconomica.

Tenendo conto di ciò è quindi necessario:

- assicurare dei margini di sviluppo al TLR;
- permettere alle reti di TLR cogenerative di cedere energia elettrica ai propri utenti in condizioni agevolate, ad esempio, attraverso opportune facilitazioni sugli oneri di sistema.

Un'altra barriera da rimuovere che accomuna gli edifici esistenti e i nuovi riguarda la possibilità per le strutture condominiali di autoconsumare l'energia elettrica prodotta con impianti comuni. A riguardo, si potrebbe consentire la predisposizione di un POD comune a tutto l'edificio e al generatore di elettricità, procedendo poi a una suddivisione delle spese a livello condominiale².

D3: Avete proposte concrete e non onerose per i consumatori per salvaguardare il parco installato di impianti distribuiti?

FIPER rappresenta impianti di biogas agricoli diffusi in ambito rurale e impianti di TLR cogenerativi a biomassa diffusi soprattutto in aree montane. Si evidenzia che l'attuale produzione elettrica è possibile grazie al riconoscimento delle tariffe omnicomprendenti previste dai vigenti decreti FER, le cui scadenze sono previste entro il 2025.

¹ Ad esempio: mancanza di superficie sul tetto funzionale all'installazione di collettori solari, esposizione solare non idonea, etc.

² Attualmente per l'impianto generatore comune è richiesto un POD a parte; inoltre non è consentito di richiedere un POD unico per più utenti.

Al fine di salvaguardare questa realtà senza gravare sulle bollette dei consumatori, o perlomeno contenendo e riducendo l'incidenza degli aiuti alle FER sulla pressione fiscale, occorrerebbe da un lato, apportare una revisione all'attuale sistema normativo a costo zero per lo Stato, dall'altro, integrare e attivare importanti sinergie con il Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari, Forestali e del Turismo e il Ministero delle Finanze.

Di seguito le proposte di **misure a costo zero** in riferimento alla normativa esistente:

1. Aumentare la quota di coltivazioni energetiche, diversificare l'impiego di sottoprodotti agro-industriali dell'attuale DM sul biometano nel rispetto dei vincoli di sostenibilità ambientale previsti dalla RED2 per favorire la fattiva conversione degli impianti di biogas agricoli esistenti alla produzione di biometano (*misura biogas/biometano*);
2. Consentire agli impianti esistenti di fornire alla rete più energia nelle ore di maggiore richiesta: per esempio, dando l'opportunità ad un impianto, che attualmente cede energia in modo costante per 24 h/giorno, di modulare la stessa quantità di energia nelle ore della giornata, cedendola nelle ore in cui può essere maggiormente valorizzata dal mercato (*misura biogas agricolo- biomasse*);
3. Elevare i limiti di potenza per lo scambio sul posto, dagli attuali 200 kW a 1 MW o più, e stabilire un meccanismo equo di calcolo degli oneri di sistema per gli impianti che cedono energia a comunità locali (*misura biogas agricolo-biomasse*);
4. Avviare in tempi rapidi il "Capacity Market", al fine di consentire agli operatori dei piccoli impianti associati tra loro di valutare le reali possibilità di accesso alla fornitura di questi servizi, in particolare al bilanciamento delle FER non programmabili (*misura biogas agricolo-biomasse*).

In stretta sinergia con il Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari Forestali e del Turismo, prevedere all'interno della futura PAC 2021- 2027:

1. il riconoscimento economico dei servizi ambientali forniti dagli impianti a biogas nel settore agricolo a seguito dell'applicazione di buone pratiche aziendali (Ex: distribuzione del digestato tramite interrimento, copertura degli stoccaggi di liquami e/o digestato, adozione di secondi raccolti), finalizzate alla riduzione delle emissioni climalteranti da impianti e terreni, all'aumento del contenuto di carbonio nel suolo e a un ottimale ciclo dell'azoto (*misura biogas agricolo*);
2. un incremento significativo dei prelievi forestali nel rispetto dei criteri di sostenibilità previsti a livello europeo (al *max* prelievo corrispondente al

70% dell'accrescimento annuo) a fini produttivi ed energetici per la messa in atto delle azioni previste dal Testo Unico delle Foreste (*misura biomasse*).

In stretta sinergia con il Ministero delle Finanze, magari riducendo le facilitazioni attualmente riconosciute sul consumo dei combustibili fossili, si propone di prevedere un sostegno ridotto alla produzione elettrica purché in cogenerazione da biomassa/biogas che dia continuità all'esercizio degli impianti.

D4: Altri commenti e proposte

D5: Pompaggi, elettrochimico, integrazione sistema elettrico-gas: quali opzioni privilegiare e per quali utilizzi, e quali modelli ed eventuali strumenti di sostegno?

D6: Come migliorare l'accettazione sociale degli impianti a fonti rinnovabili?

FIPER come già sottolineato, promuove impianti di TLR cogenerativo a biomassa e impianti agricoli di biogas/biometano. Si tratta quindi di realizzazioni di piccole/medie dimensioni caratterizzate da impatti ridotti, che possono interessare comunità locali fino a 10-15.000 abitanti. In questi contesti, il coinvolgimento della popolazione risulta importante per illustrare le finalità e le ricadute sul territorio del progetto, in quanto si può generare un malcontento di base nonostante l'esigua dimensione degli impianti.

L'esperienza maturata dall'avvio degli impianti di TLR a biomassa riguardo il coinvolgimento della popolazione e quindi l'accettazione sociale dell'intervento, ha evidenziato l'importanza dei seguenti aspetti:

- organizzazione di assemblee pubbliche per la presentazione dei progetti e la raccolta di osservazioni;
- promozione di cooperative o di società a partecipazione aperta³ per la realizzazione/gestione degli impianti al fine di coinvolgere direttamente gli utenti;
- chiarezza degli obiettivi d'impresa e di sviluppo del territorio, in cui vengano evidenziate le ricadute economiche, ambientali e occupazionali a livello locale; inoltre, l'energia prodotta e distribuita direttamente agli utenti deve essere competitiva e caratterizzata da un elevato grado di affidabilità del servizio.

D7: Avete proposte, compatibili con le regole europee, per facilitare le autorizzazioni di impianti nuovi o oggetto di integrale ricostruzione?

Sarebbe auspicabile prevedere un *format* standardizzato per il rilascio delle autorizzazioni a livello nazionale, equiparando i tempi e modalità. Attualmente i procedimenti variano da provincia a provincia. Inoltre, per facilitare l'avvio di nuovi impianti o il *revamping* degli esistenti, si evidenzia la necessità di mantenere invariato il quadro normativo per l'accesso agli incentivi, in modo tale

³ Società per azioni

da evitare, come già successo in questi anni, di incorrere in barriere predisposte dal GSE o da ARERA *ex post* a investimento effettuato.

D8: Cosa concretamente si può prevedere nel piano, alla luce delle recenti norme sulle concessioni idro (DL semplificazioni), per salvaguardare e, se possibile, incrementare la produzione da impianti idro esistenti?

D9: Avete proposte concrete e non onerose per i consumatori per salvaguardare il parco installato di grandi impianti?

D10: Quali misure regolatorie ritenete necessario implementare per promuovere l'utilizzo dei PPA tra soggetti privati? Ritenete utile una piattaforma di registrazione trasparente di incontro di domanda e offerta?

Per promuovere l'utilizzo delle PPA tra soggetti privati, soprattutto per favorire l'accesso ai piccoli produttori, le misure regolatorie devono essere minime e capaci di stimolare la domanda/offerta anziché rappresentare una barriera all'ingresso. Una piattaforma di registrazione trasparente può risultare utile, a patto che sia garantita la flessibilità di contrattazione tra le parti.

D11: Altri commenti e proposte

D12: In che forme pensate la popolazione possa partecipare attivamente in maniera efficace alle fasi decisionali al fine di migliorare l'accettabilità sociale di un impianto o di un'infrastruttura?

Vedasi risposta D6

D13: Come valutate le ipotesi di ripartire gli obiettivi tra le regioni e di individuare, in ciascuna regione, le aree idonee per gli impianti a fonti rinnovabili?

Nel caso specifico delle bioenergie potrebbe essere utile identificare le aree più adatte sulla base dei seguenti aspetti:

- disponibilità della risorsa a livello locale;
- presenza di comuni idonei alla introduzione del TLR o a interfacciarsi con impianti di biogas e riqualificarsi come comunità energetiche;
- necessità di sviluppare le attività forestali per il rafforzamento delle rispettive filiere.

D14: Ritenete che gli attuali processi di autorizzazione degli impianti e delle infrastrutture tengano in debita considerazione gli aspetti legati all'accettazione sociale delle opere?

Riteniamo, come già sottolineato, che un confronto con la popolazione interessata debba sempre essere previsto al fine di evidenziare eventuali criticità non rilevate in fase di studi preliminari. È tuttavia necessario identificare un nuovo equilibrio tra l'accettazione sociale e la necessità di avviare nuove infrastrutture. Un equilibrio che permetta di completare l'opera, nonostante eventuali contestazioni basate su motivazioni generiche o in ultima analisi poco inerenti al tema specifico. A nostro avviso questa barriera può essere superata

con progettualità chiare nei loro obiettivi e prevedendo significative ricadute positive locali.

D15: Elencare suggerimenti per semplificare iter autorizzativi per rifacimenti di impianti esistenti e per l'installazione di impianti nuovi.

La semplificazione degli *iter* autorizzativi sia per gli impianti nuovi che per quelli esistenti, in particolare di piccole dimensioni, può essere efficacemente raggiunta attraverso una precisa standardizzazione delle casistiche. In presenza di un sufficiente numero di casi-modello standardizzati mediante chiare prescrizioni e condizioni, si potrebbero semplificare gli *iter* autorizzativi, che si limiterebbero a delle procedure di verifica; in questo modo l'*iter* autorizzativo si velocizzerebbe, diventando idoneo per un'immediata informatizzazione.

Questa innovazione di processo comporterebbe due importanti ricadute: da un lato, i promotori dei progetti sono "guidati" nelle loro scelte; dall'altro, l'ente preposto all'autorizzazione opera in un ambito amministrativo ben definito, riducendo i rischi interpretativi delle norme.

È risaputo che una delle priorità necessarie al rilancio dell'economia nazionale è la certezza delle procedure unitamente alla riduzione dei tempi di espletamento delle pratiche.

D16: Altri commenti e proposte

Per una maggiore conoscenza diretta degli impianti/filiere si propone di istituire una giornata "Impianti aperti Fonti rinnovabili" in cui far conoscere direttamente le realtà produttive. Sarebbe inoltre auspicabile che, nei programmi di ogni ordine e grado scolastico, venisse dedicata almeno 1 ora settimanale alle fonti energetiche rinnovabili, al risparmio energetico e all'economia circolare. La conoscenza veicolata attraverso investimenti in educazione rappresenta una delle azioni più efficaci per ricostruire un clima di fiducia e disincentivare la sindrome di *Nimby*.

D17: Pensate che sia opportuno e funzionale allo sviluppo tecnologico ed industriale dell'Italia la previsione, a partire dal 2023, che i soggetti che immettono in consumo carburanti fossili, abbiano un obbligo di immissione in consumo di biocarburanti, differenziato tra quelli che si miscelano alla benzina e quelli che si miscelano al gasolio?

I biocarburanti idonei ad essere miscelati alla benzina e al gasolio hanno origini, costi e caratteristiche sostanzialmente diverse. Sarebbe quindi opportuno introdurre una differenziazione, a parità di obiettivi da raggiungere in termini di risparmio di combustibili fossili, in modo da permettere all'industria nazionale di sviluppare le filiere più convenienti per gli utilizzatori finali. In questo quadro vanno considerate con attenzione le potenzialità offerte dal biometano nel nord-Italia, in termini di sostituzione del gas naturale per trazione. Si potrebbe considerare a tal fine una differenziazione degli obblighi suddivisa per benzina, gasolio e combustibili gassosi.

D18: Ritenete che i biocarburanti da miscelare al carburante per aviazione (Bio-Jet fuel) possano avere uno sviluppo accelerato e quindi fornire un contributo al raggiungimento del sub-target delle rinnovabili nei trasporti?

Pur trattandosi di un settore strategico anche per la sicurezza nazionale, riteniamo che per la realtà nazionale, fortemente dipendente dall'estero per l'approvvigionamento energetico, sia più utile insistere sulle filiere di potenziale maggiore successo, come quella basata sugli oli/grassi di origine animale e vegetale e del biometano, la cui disponibilità nazionale è reale.

D19: Pensate che l'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili, entro il 2030, possa avere un ruolo sia impiegato direttamente che tramite l'immissione nella rete del gas naturale? Se sì, quali le priorità di uso più promettenti?

L'idrogeno presenta una serie di caratteristiche molto interessanti che lo pongono come una potenziale soluzione per lo stoccaggio dell'energia elettrica rinnovabile. Tuttavia, le efficienze di conversione energetica e i relativi costi non facilitano questa soluzione nel breve periodo. È da considerare un tema meritevole di ricerca e di iniziative pilota. L'immissione in rete comporta poi una serie di problematiche che andrebbero affrontate in termini tecnici e normativi. Quindi un settore da studiare e sviluppare nel medio-lungo periodo.

FIPER ritiene invece più concreta e con ricadute significative a livello di bilancio energetico nazionale nel breve periodo la conversione di una certa quota di impianti di biogas alla produzione di biometano.

La conversione degli impianti esistenti dovrebbe essere maggiormente promossa e facilitata, come già ribadito nei precedenti paragrafi.

D20: Altri commenti e proposte

D21: Ritenete sufficienti ed efficaci gli strumenti di supporto e le misure proposte per il raggiungimento degli obiettivi del Piano?

Si esprime apprezzamento per il potenziale economico riconosciuto dal Piano al teleriscaldamento a biomassa nell'ordine di incremento previsto di 0,7 TWh per un ampliamento delle reti pari a circa 253 km. Tuttavia, va rilevato che negli ultimi 5-8 anni non sono stati effettuati dagli operatori significativi investimenti in nuove iniziative. Al fine di conseguire gli obiettivi preposti dal Piano, bisognerà quindi rimuovere le barriere attualmente in essere per l'accesso agli attuali strumenti di supporto; in particolare:

- riconsiderare il vincolo della cogenerazione ad alto rendimento per poter accedere al fondo nazionale di efficienza energetica per le reti di TLR a biomassa; tale vincolo potrebbe essere per esempio richiesto solo per gli impianti più grandi o comunque quando giustificato da una analisi costi-benefici;
- modificare le facilitazioni previste attualmente per la cogenerazione ad alto rendimento.

- riattivare il riconoscimento dei titoli di efficienza energetica calcolati sulla base del risparmio di energia primaria fossile conseguito attraverso l'allaccio a una rete di TLR a biomassa;

Di seguito le principali motivazioni alla proposta di rimozione delle attuali barriere.

Il vincolo inserito nel Decreto Attuativo del Ministero dello Sviluppo Economico in riferimento all'accesso al fondo Nazionale di Efficienza Energetica disattende le indicazioni previste dal d.lgs. 3 marzo 2011, n.28 che prevedeva l'avvio di un fondo di garanzia per la realizzazione di reti di teleriscaldamento tenendo conto della disponibilità di biomasse agroforestali nelle diverse regioni. L'inserimento del vincolo della CAR preclude l'accesso agli impianti di TLR a biomassa esistenti, la maggior parte dei quali non è in assetto co-generativo.

I titoli di efficienza energetica hanno rappresentato un ottimo supporto per l'estensione delle reti di TLR a biomassa esistenti sino all'entrata in vigore del DM 11 gennaio 2017 che, pur ammettendo il riconoscimento dei TEE al risparmio di energia primaria non rinnovabile (art. 6, comma 4) a seguito anche di due pareri inviati dalla Conferenza delle Regioni, non ha poi trovato riscontro nella richiesta dei TEE presentati dai gestori di TLR al GSE a causa di un'attesa interpretazione legislativa dell'articolo sopracitato.

Si sottolinea quindi l'urgenza di intervenire a livello normativo affinché vengano riconosciuti i titoli di efficienza energetica sul risparmio di energia primaria fossile ottenuto attraverso l'estensione di reti di teleriscaldamento esistenti e quindi all'intervento di allacciamento alla rete medesima.

Prevedere "sempre e comunque" la cogenerazione ad alto rendimento (CAR) per gli impianti di TLR a biomassa non è una misura efficace per la promozione del TLR efficiente così come definito dal Piano. La maggior parte degli impianti esistenti, di dimensione compresa tra 1 e 10 MW termici producono esclusivamente energia termica. Al momento si stima che la potenza delle centrali del comparto sia dell'ordine dei 500 MW termici e 30 MW elettrici.

La potenza elettrica rappresenta quindi circa il 6% di quella termica⁴ e la percentuale diminuisce ulteriormente considerando l'energia prodotta. La cogenerazione, quindi, se risulta vantaggiosa sul piano energetico, non altrettanto dimostra sempre di esserlo sul piano economico, soprattutto nel caso delle piccole taglie e in questo tipo di realizzazioni (impianti di TLR a biomassa operanti in zone rurali e montane) dove i costi di investimento per la rete e la centrale termica si presentano già problematici.

Da segnalare inoltre per l'accesso a strumenti finanziari specifici legati al mondo delle PMI, il forte vincolo dato dai codici ATECO attualmente attribuiti al teleriscaldamento a biomassa.

Riguardo l'orientamento del PNIEC che definisce tra le tecnologie più mature le biomasse/biogas, riconoscendo loro gli elevati costi di produzione, si sottolinea che la comparazione di costo sul kWh sarebbe da calcolare non esclusivamente sulla generazione ma anche sulla capacità di accumulo e flessibilità. In questo caso, in quanto fonti programmabili, biogas/biomasse sarebbero decisamente più competitive.

Riguardo i costi di approvvigionamento sulla filiera biogas si sottolinea che i prodotti utilizzati (mais insilato, pastone di mais, triticale..) hanno rese produttive superiori a quelle dei sottoprodotti (reflui zootecnici, siero di latte...), consentono di ridurre il consumo di suolo poiché, a parità di kW prodotti, è necessaria una quantità minore di biomassa. I terreni agricoli riservati alla produzione di energia da fonti rinnovabili (biogas e biomasse) in Italia sono circa l'1,8% della superficie intera coltivabile, una quota al di sotto della rilevanza e della variabilità stagionale naturale delle produzioni. Inoltre, in una situazione di prezzi delle derrate agricole estremamente bassi e non remunerativi per gli agricoltori registratisi negli ultimi anni, la filiera energetica ha rappresentato un'importante integrazione del reddito agricolo ed ha evitato la distruzione e/o la svendita di partite di prodotti alimentari.

Da evidenziare inoltre l'impatto economico/occupazionale molto positivo che gli impianti di TLR a biomassa e biogas agricolo generano all'interno della filiera a livello locale montano e rurale per una durata di 30-50 anni. Dallo studio denominato: "Teleriscaldamento a biomassa: un investimento per il territorio" promosso da FIPER in collaborazione con il Politecnico di Milano si evince che per ogni euro aggiuntivo fatturato dagli impianti di TLR si genera un impatto complessivo sul sistema economico di circa 2,65 € (effetto moltiplicativo). Sul fronte occupazionale invece, per ogni Unità Annuale di Lavoro-ULA impiegata dal TLR ne vengono attivate 15,5 lungo tutta la filiera e nelle imprese collegate. Estendendo i risultati ottenuti su scala nazionale si ottiene che le ricadute degli impianti di TLR a biomassa esistenti corrispondono a 320 Milioni di euro/anno e di 3.300 ULA.

Nel comparto biogas, in termini di effetto moltiplicativo, per ogni euro aggiuntivo fatturato dagli impianti si genera un impatto complessivo sul sistema economico di circa 2,1 €. Sul fronte occupazionale invece, per ogni ULA impiegata ne vengono attivate 7,4 lungo tutta la filiera e nelle imprese collegate.

Estendendo i risultati ottenuti su scala nazionale si ottiene che le ricadute degli impianti agricoli di biogas esistenti corrispondono a circa 3.400 milioni di €/anno e oltre 12.000 ULA. In termini monetari ciò corrisponde a ben l'11% del valore della produzione agricola nel 2017 relativa alle sole attività che rientrano nella filiera del biogas (coltivazioni erbacee, foraggere e allevamenti zootecnici) e al 3,5% della relativa occupazione.

D22: Quali ritenete essere le principali barriere da affrontare nei prossimi anni per la capillare diffusione di interventi di efficientamento energetico nel settore edilizio e come affrontarle?

Il tema è stato già affrontato in precedenza.

D23: Quali canali di informazione ritenete più efficaci per informare e formare i cittadini e imprese sui possibili interventi di efficienza energetica, la loro convenienza e gli strumenti di supporto a disposizione?

Il contatto diretto è sicuramente il più efficace. A partire dalle assemblee di condominio sino a sportelli specifici predisposti dall'Amministrazione comunale capaci di fornire informazioni complete.

D24: Ritenete il meccanismo dei Certificati Bianchi ancora efficace per garantire risparmi necessari nei settori del terziario e dei trasporti? Se sì, ritenete necessari cambiamenti, e quali? Se no, quali strumenti riterreste più efficaci?

Il meccanismo dei TEE ha riscosso molto successo ed ha qualificato l'Italia rispetto agli altri Stati Membri per quanto riguarda la promozione dell'efficienza energetica e delle FER nel settore residenziale e industriale.

Tuttavia, negli ultimi anni è stato oggetto di una serie di restrizioni, che hanno colpito anche il settore del TLR a biomassa.

Ciò ha comportato il blocco delle iniziative, un inasprimento dell'offerta di TEE (-57% richieste TEE nel 2018 rispetto al 2017) tipica di un mercato corto e "l'esplosione" del loro valore sul mercato.

Lo strumento dei TEE è stato estremamente efficace; si rende necessaria una rivisitazione della normativa per eliminare definitivamente incertezze e probabili irrazionalità attualmente registrate nel mercato.

D25: Ritenete il Fondo Nazionale per l'Efficienza energetica uno strumento adeguato a rispondere alle difficoltà di finanziamento degli investimenti in efficienza energetica?

La genesi del fondo nazionale per l'efficienza energetica risale al D. Lgs. 3 marzo 2011, n.28 che istituisce per la prima volta "un fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento, alimentato da un corrispettivo applicato al consumo di gas metano, pari a 0,05 c€/Sm³, posto a carico dei clienti finali (art. 22 comma 4)". Lo stesso decreto definiva che: "con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e....., sono definite le modalità di gestione e accesso del fondo di cui al comma 4, nonché le modalità per l'attuazione di quanto previsto ai commi 1 e 2, tenendo conto: a) della disponibilità di biomasse agroforestali nelle diverse regioni, ovvero nelle diverse sub-aree o bacini, ove individuati dalla pianificazione regionale o sub-regionale.

Nel d.lgs.102/2014, viene poi chiaramente definito il "teleriscaldamento efficiente" in cui il ruolo dell'impiego delle fonti rinnovabili, tra cui le biomasse legnose è di primo piano. Art. 2 lettera tt). Nel corso degli anni, questo fondo è stato inglobato nel fondo nazionale di efficienza energetica istituito dall'entrata in vigore del d.lgs. 102/2014; si sottolinea che il gettito del corrispettivo applicato al consumo di gas metano accantonato sino al 21 marzo 2014 era di 62,8 milioni di Euro (valore indicato nella relazione tecnica del d.lgs.102) destinati specificatamente per la realizzazione di reti di teleriscaldamento. Si può

stimare che attualmente si sia incrementato ulteriormente di circa 70-75 milioni di euro dati dai proventi derivanti dal corrispettivo applicato al consumo di gas arrivando quindi a circa 140-150 milioni di Euro.

A partire dall'indicazione del decreto direttoriale del MISE presentato lo scorso 15 gennaio 2019 agli operatori, solo il 30% di queste risorse accantonate è destinato allo sviluppo di nuove reti di TLR. La principale barriera inserita nel decreto direttoriale, come accennato in precedenza, è data dall'accesso al fondo solo esclusivamente per impianti di TLR abbinati alla CAR. Pertanto, nonostante la *ratio* della norma iniziale fosse di incentivare lo sviluppo ed estensione di TLR a biomassa, attualmente i gestori dei medesimi non riescono a accedere al fondo.

D26: Altri commenti e proposte

D27: Quali misure di stimolo ritenete necessarie per rinnovare il parco veicolare privato circolante al fine di eliminare le motorizzazioni più antiquate? Reputate efficaci le misure regolatorie attualmente in vigore e previste a livello nazionale e locale?

D28: Ritenete sufficienti le misure finalizzate allo shift modale nell'ambito del trasporto delle merci su ferro e per via marittima inserite nel Piano?

D29: Quali misure ritenete prioritarie per incentivare l'utilizzo del TPL e la riduzione del ricorso alla mobilità privata?

D30: Altri commenti e proposte

D31: Come valutate le proposte del piano sulla sicurezza dell'approvvigionamento gas?

D32: Ritenete sufficienti le proposte del piano sulle infrastrutture dei prodotti petroliferi?

D33: Pensate che sia corretto l'approccio verso l'elettrificazione dei consumi?

L'elettrificazione dei consumi è un fenomeno inarrestabile che, a livello nazionale, è iniziato dopo la Seconda guerra mondiale e continua a svilupparsi grazie al progresso tecnologico, alla maggiore richiesta di *comfort*, ai limitati costi di investimento degli apparecchi utilizzatori, all'elevata affidabilità e automatismo di funzionamento. La tendenza è data da continua penetrazione di mercato, corroborata da prestazioni ambientali ed energetiche più che soddisfacenti e fino a qualche decennio fa inimmaginabili.

Questo sviluppo risulta indipendente dalla normativa e dall'indirizzo politico, quindi, da un certo punto di vista, è forse vano chiedersi se il continuo espandersi dell'elettrificazione del sistema sia corretto o meno.

Puntare su una forte penetrazione delle pompe di calore per soddisfare la domanda termica in una proiezione verso gli obiettivi definiti al 2050, richiederà un incremento significativo di energia elettrica da fonte rinnovabile; per cui si propone una maggiore diversificazione negli incrementi delle FER termiche, puntando soprattutto in Lombardia ad una maggiore penetrazione del teleriscaldamento 4.0.

Piuttosto va considerato il vero obiettivo strategico del Piano coerente con uno dei pilastri fondanti della RED2, ovvero la volontà di rafforzare la generazione di energia elettrica distribuita, al fine di incrementare la penetrazione delle rinnovabili e la resilienza complessiva del sistema a fronte di eventi climatici e strategici in genere.

In questo quadro accanto allo sviluppo del fotovoltaico e dell'eolico va considerato, come richiamato in più parti del documento, l'uso locale delle biomasse che comporta sempre delle ricadute economiche positive locali⁵. Ne discende la "convenienza" delle reti di TLR, in quanto la produzione di elettricità si accompagna alla produzione di calore. La cogenerazione dotata di reti per la distribuzione del calore si presenta come una soluzione di reale interesse in quanto presenta il pregio di costituire la "spina dorsale" di comunità energetiche nelle zone di montagna e collina.

Il problema, come visto e argomentato in dettaglio, è quello di favorire il suo reale sviluppo.

D34 Quali infrastrutture e misure ritenete prioritarie sviluppare per garantire il *phase out* della produzione elettrica dal carbone entro il 2025 garantendo la sicurezza della fornitura in tutto il territorio nazionale?

D35: Che opinioni avete sulle misure proposte per incrementare la flessibilità e sicurezza del sistema elettrico?

D36: Pensate che lo sviluppo del mercato della capacità sia uno strumento sufficiente per garantire l'adeguatezza del sistema al crescere della generazione da fonti rinnovabili?

Il mercato della capacità è un tema di interesse del settore del biogas agricolo, dedito alla produzione elettrica, in quanto forme organizzative degli impianti potrebbero mettere a disposizione delle capacità di interesse del mercato al fine di gestire le fonti rinnovabili non programmabili, per le quali si prevede un forte sviluppo e la relativa domanda energetica.

Gli impianti di biogas potrebbero intervenire su base giornaliera, potendo accumulare la produzione di gas in intervalli di 8-10 ore e produrre energia elettrica in successivi intervalli di 2-4 ore.

Tuttavia, alla base di tutte queste valutazioni occorre, accanto alle necessarie modifiche della normativa, capire che tipo di valorizzazioni potranno essere offerte ai servizi di *capacity market* sul lungo termine.

La risposta al quesito 36 può risultare:

- positiva se agli operatori sarà assicurata, peraltro in tempi brevi, una congrua valorizzazione dei servizi, la certezza della loro stabilità e la possibilità di partecipare anche per i piccoli/medi *player* al mercato della capacità;

- negativa se si continua con l'attuale clima di incertezza e/o verranno offerte valorizzazioni non congrue.

D37: Il crescere della generazione distribuita in media e bassa tensione e l'evoluzione del ruolo del consumatore in prosumer richiederanno modifiche all'attuale assetto dei ruoli nel sistema di trasmissione/distribuzione? Se sì, quali?

In una società che sarà sempre più elettrificata e con la volontà di aumentare il ricorso alle rinnovabili sarà necessario gestire preventivamente le eventuali congestioni che verranno a manifestarsi sul sistema elettrico nazionale e contemporaneamente incrementare la capacità del sistema a gestire la domanda e la produzione distribuita.

Trattasi di un tema molto importante e che andrebbe affrontato in termini fattivi già a partire dal corrente anno, pena la credibilità di gran parte degli aspetti fondanti del Piano.

Sugli aspetti di dettaglio si rinvia, ad esempio, agli studi svolti da Terna che indicano gli interventi e i relativi investimenti da affrontare.

D38: Altri commenti e proposte

D39: Ritenete le misure proposte sufficienti a stimolare la partecipazione attiva al mercato elettrico di tutti i soggetti potenzialmente produttori che oggi non vi prendono parte? In quali forme ritenete possibile ed efficace la partecipazione al mercato dei privati cittadini?

In termini concreti la problematica può essere affrontata nel seguente modo:

- da un lato, prevedendo delle forme di partecipazione fortemente regolamentate così come avviene attualmente per lo scambio sul posto, ovvero offrendo un servizio base;
- dall'altro, permettendo forme di partecipazione cooperativistiche e/o private dove alcuni operatori possono aggregare i soggetti produttori/consumatori.

Va tenuto presente, come rilevato a riguardo della riqualificazione degli edifici esistenti, che la sola iniziativa dei singoli potenziali "prosumer", per una serie di ragioni che vanno dalla potenziale indisponibilità economica, a restrizioni di carattere tecnico se non addirittura a uno scarso interesse dei medesimi al tema energetico, possa non rappresentare in molti casi la soluzione ottimale.

Va quindi data la possibilità ad operatori locali di realizzare degli "**energifici**" per la fornitura di energia elettrica e termica agli utenti e la vendita sul mercato dell'eventuale energia in eccesso. Una centrale di TLR cogenerativa magari dotata di impianti solari fotovoltaici e termici ne costituisce l'esempio più lucido e concreto. Si noti che iniziative di questo genere possono trasformare, come già evidenziato, una comunità locale in una comunità 100% rinnovabile in pochi anni. Viceversa, se il tutto viene lasciato all'iniziativa dei singoli utenti sono probabili curve di penetrazione del rinnovabile molto lente e poco razionali.

D40: Ritenete che le misure di contrasto e prevenzione della povertà energetica inserite nel piano siano sufficienti per contrastare tale fenomeno? Avete ulteriori proposte?

Si propone di rendere maggiormente accessibile il già attivo Bonus energia previsto dal MISE per la tutela delle famiglie in condizione di disagio.

D41: La diffusione delle fonti rinnovabili richiederà crescenti capacità di accumulo: quali altre opzioni, oltre pompaggi ed elettrochimico?

Tutte le forme di accumulo elettrico richiedono elevati investimenti ed incidono in modo determinante sui costi di generazione. Non per nulla gli impianti fotovoltaici si sono diffusi permettendo l'accesso diretto in rete e garantendo il ritiro dell'energia prodotta, mentre gli impianti con accumulo elettrochimico sono praticamente inesistenti, anche a causa minima differenza tra valorizzazione dell'energia elettrica per il residenziale e il terziario nelle ore di punta e in quelle di fascia bassa. Diverso è il discorso dei sistemi di pompaggio che tuttavia, almeno per le piccole taglie, non sono generalizzabili e legati all'orografia della regione specifica e all'esistenza di impianti idroelettrici.

Si ritiene quindi di non facile soluzione e applicazione la volontà di favorire la diffusione di sistemi di accumulo.

Ricordiamo che impianti di TLR cogenerativi locali già costituiscono delle forme di armonizzazione della domanda per piccole reti (e quindi piccole comunità) che potrebbero risolvere almeno parzialmente il problema; ciò seguendo la curva di domanda elettrica ed eventualmente accumulando il solo calore, il che risulta più agevole almeno dal punto di vista economico.

D42: Con quali modalità ritenete sia preferibile promuovere gli accumuli distribuiti e centralizzati?

Come sopra evidenziato diventa difficile promuovere soluzioni di per sé costose in quanto vanno ad incidere pesantemente sulla fattibilità generale del sistema.

Per rendere gli accumuli "economici" a livello distribuito bisognerebbe:

- aumentare in maniera significativa il differenziale tra valore dell'energia nelle ore di punta e nelle ore "a bassa richiesta". Per il settore industriale probabilmente questo non è possibile; per il residenziale e il terziario considerando che i valori di punta sono già elevati bisognerebbe diminuire i valori relativi alle ore "a bassa richiesta", tenendo conto che le mancate entrate del sistema andrebbero opportunamente compensate;
- incentivare l'installazione di accumuli che comunque andrebbe a incidere sulla fiscalità generale dell'energia.

Si prefigura in prospettiva anche una riduzione del costo degli accumuli elettrochimici a seguito della loro diffusione, così come successo per il fotovoltaico; questo fenomeno tuttavia richiederà elevati volumi di mercato e tempo.

Per gli accumuli centralizzati (ma comunque di dimensioni limitate) poniamo sempre l'attenzione sulle opportunità offerte dai TLR cogenerativi.

D43: Altri commenti e proposte

D44: Quali strumenti di mercato ritenete più efficaci per supportare la crescita della generazione da fonti rinnovabili senza aggravio per gli oneri di sistema a carico di cittadini e imprese?

La crescita del rinnovabile decentralizzato e dell'autoconsumo a raggio ridotto (comunità energetiche) è legato all'uso aperto delle reti elettriche locali, reti che devono essere potenziate e rese più flessibili attraverso investimenti *ad hoc*. In questa ottica, gli oneri di sistema non solo devono aumentare ma devono essere necessariamente calmierati per potenze superiori ai 30 kW. La relativa fattibilità e i limiti della questione devono essere chiariti in tempi brevi, pena la stasi delle iniziative. Inoltre, sarebbe auspicabile una riduzione programmata dei sussidi al consumo riconosciuti attualmente ai combustibili fossili.

D45: Quali misure ritenete necessario rinforzare in vista della completa liberalizzazione dei mercati retail del settore elettrico e gas per garantire la corretta informazione dei consumatori e la protezione da comportamenti speculativi?

D46: Altri commenti e proposte.