

# DECARBONIZZAZIONE

## FER elettriche distribuite

### **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?**

Per una maggior diffusione dell'autoconsumo si ritiene opportuna l'implementazione di modelli di aggregazione con gestione sia virtuale che fisica, razionalizzando le configurazioni oggi esistenti con le sole FER e CAR e ampliando la platea dei soggetti. Nel breve termine promuovere le configurazioni dell'autoconsumatore singolo e collettivo nel settore industriale/terziario e residenziale/condominiale mediante riformulazione della disciplina degli SDC e dei SSPC (sia uno a uno sia uno a molti). Nel medio termine promuovere le renewables e citizens energy communities (molti a molti) sia fisiche che virtuali. Tipo di supporto: preservare esenzione dal pagamento degli oneri in bolletta, rendere strutturale il superammortamento, introdurre iperammortamento per industria 4.0 su SdA abbinati ad autoproduzione FV e consolidare la detrazione fiscale del 50% per i soggetti privati, prevedendo premi per impianti abbinati a SdA (Sistemi di Accumulo) ed alla digitalizzazione del settore elettrico, prevedere per FV, SdA, FV+SdA la cessione del credito a soggetti privati, a istituti di credito o a intermediari finanziari anche per cittadini no tax area, istituire bando nazionale per contributo a fondo perduto per i SdA abbinati ad impianti FV residenziali/condominiali, introdurre modello unico ed eliminare la gestione della licenza di officina elettrica per le tecnologie FER fino a 50 kW per semplificare i processi autorizzativi, di connessione e di gestione.

### **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?**

Si ritiene che il meccanismo della detrazione fiscale sulla ristrutturazione edilizia per il settore residenziale e il meccanismo del super ammortamento per le imprese possano essere una buona leva. Per entrambi dovrebbe essere previsto un incremento del beneficio in relazione ad interventi integrati (incremento % di detrazione o riduzione anni di recupero del credito). Qualora tali misure volontarie non abbiano l'effetto sperato sugli edifici esistenti, si potrebbe valutare l'introduzione di un vincolo normativo. Con riferimento al Dlgs 28/2011 per gli impianti nuovi e ad integrale ricostruzione ridurre il fattore K dell'Allegato 3. Le principali barriere per lo sviluppo delle FER negli edifici sono l'impossibilità dell'autoconsumo elettrico uno a molti, la difficoltà di approvazione di un tale investimento da parte dell'assemblea condominiale, la difficoltà di finanziamento superabili con il meccanismo della cessione del credito.

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

Per salvaguardare il parco installato esistente è necessario consentire agli operatori/proprietari di poter effettuare i necessari interventi per mantenere in efficienza l'impianto. Quindi potrebbe risultare determinante semplificare gli iter e i procedimenti autorizzativi di repowering, così come definito in art. 2 punto 10) della RED II, oltre che risolvere i contenziosi con il GSE per il rinnovamento degli impianti incentivati. Per impianti a bioenergia già realizzati e dall'investimento ammortizzato, che possono metter al servizio del sistema un elevato livello di programmabilità della produzione, potrebbero essere istituiti meccanismi che ne rendano possibile il mantenimento dell'esercizio alla scadenza degli incentivi (in accordo con quanto previsto dall' art. 24, comma 8 del D.Lgs. n. 28/2011) e sino al termine della vita utile, ad

esempio commisurando il sostegno alla sola entità dei costi variabili relativa ad almeno una quota parte della potenza nominale dell'impianto, in modo che la restante quota parte possa fornire i servizi di dispacciamento

#### **D4. Altri commenti e proposte**

È auspicabile il passaggio ad un'incentivazione esplicita sull'autoconsumo entro il 2025 perché il beneficio derivante dall'esenzione del pagamento di tali oneri sull'energia autoconsumata, a seconda degli scenari, si potrebbe ridurre tra il 2025 e 2030 del 18% in aggiunta alla riduzione del 16% tra il 2017 e 2025. Occorre parità di trattamento tariffario tra utenti in edificio unifamiliare e utenti in edificio condominiale, commerciale, etc

Si concorda con il principio della neutralità tecnologica, ma altresì si sottolinea il grande valore di costituire un mix di generazione FER diversificato. Pertanto si propone di prevedere procedure competitive (a registro) per eolico e idroelettrico con contratti per differenza a 2 vie per 330 MW/anno nel biennio 2022-2023 in abbinamento a sistemi di accumulo, introducendo però una clausola di salvaguardia tecnologica che garantisca ad entrambe le tecnologie di svilupparsi

Anticipare al 2020-2025 almeno 3-4 GW di FV previsti tra il 2025-2030, prevedendo misure specifiche per le PMI e per il fotovoltaico abbinato allo smaltimento di amianto

Promuovere le tecnologie innovative (eolico off-shore, solare termodinamico, moto ondoso, geotermia ad emissioni zero) e le bioenergie in relazione al grado di maturazione raggiunto nel mercato o ad una struttura dei costi collegata a componenti variabili.

Ampliare le definizioni di CEC e REC non escludendo le medie e grandi imprese dalla partecipazione alle comunità energetiche e costituendo comunità come quelle residenziali e commerciali, nel recepimento delle nuove direttive su rinnovabili e mercato elettrico

## **FER elettriche grandi impianti**

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

Privilegiare i pompaggi e gli accumuli elettrochimici sia centralizzati che distribuiti per supportare la rete nel ridurre il potenziale delle ore di overgeneration, incrementare l'autoconsumo (considerando lo sviluppo delle comunità energetiche come da art. 2 punto 16) e art. 22 della RED II), rendere più stabile la rete, rendere più programmabili le FERNP ed offrire servizi nel mercato di dispacciamento. Per realizzare entro il 2023 i 1.000 MW previsti dal PNIEC l'iperammortamento potrebbe essere un valido strumento per promuovere l'accumulo elettrochimico. In ogni caso è importante che i mercati dell'energia (MGP e MI) e dei servizi di dispacciamento (MSD ex-ante e MB) forniscano segnali di prezzo coerenti con le esigenze della rete per poter valutare correttamente i business plan degli investimenti.

### **D6. Come migliorare l'accettazione sociale degli impianti a fonti rinnovabili?**

L'inclusione delle comunità è un elemento essenziale per coinvolgere i territori nella realizzazione di impianti a fonti rinnovabili. La realizzazione di impianti rinnovabili e di sistemi di accumulo "green field" o gli interventi di repowering di impianti esistenti devono essere percepiti come occasioni di valorizzazione del territorio sia in termini ambientali e paesaggistici, sia in termini sociali di crescita economica e di opportunità di lavoro.

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

In primis è fondamentale far rispettare i termini di legge dei 90 giorni, come stabilito dall'art 12.4 Dlgs 387/2003, per le autorizzazioni uniche e introdurre il meccanismo del silenzio-assenso potrebbe essere sufficiente a permettere la corretta valutazione dell'iter per i soggetti investitori. In secondo luogo semplificare i processi autorizzativi e di connessione, centralizzare l'iter autorizzativo istituendo un one stop shop nazionale, come da art.16 RED II, a cui prendono parte tutti gli enti preposti a rilasciare l'autorizzazione anche attraverso l'istituzione di una piattaforma informatizzata. Prevedere anche un one stop shop dedicato specificatamente alle isole minori non interconnesse. Si ritiene indispensabile che le regioni determinino le aree non idonee alle installazioni FER, motivando le incompatibilità e pubblicandone le mappe; si è contrari alla determinazione delle aree idonee per non incrementare i costi e dilungare le tempistiche di realizzazione e per non minare la libertà imprenditoriale e le scelte tecnologiche di investimento. Istituire il modello unico per tutte le installazioni FER come da risposta a D1. Per il repowering, sia degli impianti esistenti che degli impianti autorizzati ma non realizzati, richiedere la PAS per gli interventi di variante non sostanziale (interventi da definirsi) e semplificare le procedure ambientali che dovranno limitarsi all'esame delle sole variazioni dell'impatto ante e post-intervento. Una barriera al repowering è rappresentata dallo spalma incentivi volontario, tutelando i soggetti che vi hanno aderito.

### **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?**

Alla luce delle nuove disposizioni appare necessario sviluppare un quadro normativo organico ed uniforme a livello nazionale, con una prospettiva di vero rilancio industriale dell'intero settore, favorendo gli investimenti di miglioramento degli impianti e delle tecnologie, dei profili ambientali e della relazione con i territori. In questo quadro, appare urgente lavorare alla definizione di un quadro omogeneo sia in termini di procedure e modalità di assegnazione che

di oneri economici connessi alla gestione delle concessioni (es. canoni, canoni aggiuntivi, cessione energia elettrica) che sia coerente a livello nazionale ed economicamente sostenibile.

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

Per il repowering degli impianti eolici e fotovoltaici che non prevedono modifiche sostanziali previste nell'autorizzazione unica sarebbe opportuno uniformare e semplificare a livello nazionale gli aspetti autorizzativi istituendo una semplice comunicazione allo sportello unico con relativo silenzio/assenso decorsi 30 giorni dalla presentazione. Vedasi inoltre quanto risposto al quesito D3.

**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?**

Uno dei principali ostacoli allo sviluppo dei PPA risiede nella carenza di visibilità di lungo termine dei prezzi dell'energia ed è quanto mai necessario che sulle piattaforme di borsa europee si crei una domanda ed un'offerta liquide di tipo long term per eliminare il rischio prezzo. La piattaforma per i PPA potrebbe prevedere obblighi di acquisto per la Pubblica Amministrazione (Consip), nell'ambito dei Green Public Procurement, sottoscrivendo contratti a lungo termine, così da stimolarne la liquidità. Il rischio controparte sarà invece mitigato da accordi e garanzie contrattuali tra le parti. È opportuno che venga definito un quadro legislativo e regolatorio stabile nel tempo e non discriminante, con l'istituzione di una piattaforma dove possano incontrarsi domanda ed offerta anche in forma aggregata, che stimoli lo sviluppo su base volontaria di PPA tra privati con un intervallo temporale almeno decennale anche con l'ausilio di contratti standardizzati. Un incentivo implicito allo sviluppo delle FER attraverso PPA è il sistema delle garanzie di origine, il cui valore dev'essere tenuto in considerazione nella definizione di meccanismi incentivanti, dando la possibilità agli Stati Membri di escluderne la cumulabilità come previsto da art 19.2 RED II. Si ritiene comunque opportuno ribadire che i PPA sono uno strumento per lo sviluppo di un mercato FER autonomo e concorrenziale, da stimolare sempre in una logica di mercato e non di incentivazione, evitando interventi regolatori che rischiano di ingessare questo strumento.

**D11. Altri commenti e proposte**

Si concorda con il principio della neutralità tecnologica, ma altresì si sottolinea il grande valore di costituire un mix di generazione FER diversificato. Pertanto si propone di prevedere procedure competitive (ad asta) per eolico e fotovoltaico per 2.031 MW/anno con contratti per differenza a due vie nel biennio 2022-2023 (in aggiunta alle misure contenute nello schema del DM FER 1) abbinati a sistemi di accumulo, introducendo però una clausola di salvaguardia tecnologica che garantisca ad entrambe le tecnologie di svilupparsi.

Promuovere le tecnologie innovative (eolico off-shore, solare termodinamico, moto ondoso, geotermia ad emissioni zero) e le bioenergie in relazione al grado di maturazione raggiunto nel mercato o ad una struttura dei costi collegata a componenti variabili.

## Misure di integrazione delle FER nei territori e per l'accettazione pubblica

### **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?**

Si ritiene che le fasi strettamente decisionali dei processi di autorizzazione alla realizzazione ed esercizio di impianti ed infrastrutture debbano rimanere di esclusiva gestione degli organismi e delle istituzioni preposte. Gli strumenti oggi previsti nei processi autorizzativi degli impianti e delle infrastrutture prevedono forme di informazione e partecipazione pubblica. Per poter migliorare la qualità di tale processo sarebbe opportuno garantire una partecipazione più attiva di organismi di rappresentanza, in virtù del loro ruolo di soggetti rappresentativi e dotati di conoscenze coerenti con la complessità dell'infrastruttura oggetto di autorizzazione, ed in grado di trasferire al decisore pubblico le diverse istanze.

Riteniamo fondamentale un'opportuna campagna d'informazione della popolazione locale, per impianti sopra una certa taglia anche mediante incontri pubblici con il proponente. Il progetto dovrebbe tenere conto dei commenti degli stakeholders locali e dare evidenza delle misure prese in risposta alle loro istanze. Iniziative di community benefit vanno senz'altro in questa direzione. Inserire negli studi presentati in quali fasi e in che ambiti potrebbe essere coinvolta l'imprenditoria locale eventualmente anche attraverso open day per la costruzione. Infine l'implementazione di energy communities in applicazione della RED II.

### **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?**

La governance è un aspetto fondamentale e sarebbe necessario istituire una cabina di regia coordinata dalla presidenza del consiglio dei ministri che includa anche le regioni al fine di procedere sinergicamente sul territorio. È corretto responsabilizzare le regioni sugli obiettivi nazionali con una ripartizione (burden sharing), ma è impensabile che esse possano accollarsi l'impegno di determinare le aree a vocazione energetica sia in termini di tempo che risorse e competenze. È più opportuno che laddove possibile, con il supporto degli altri enti interessati, determinino i nodi critici e individuino le aree non idonee come da art 12.10 Dlgs 387/2003 (per caratteristiche di rilievo storico-artistico o ambientale), motivando debitamente, e si lasci alle capacità imprenditoriali e alle loro competenze tecniche la valutazione dell'area e della tecnologia più idonea agli investimenti.

Una ottimale localizzazione territoriale degli impianti sarà fondamentale per evitare l'insorgere di criticità nella rete (ossia di vincoli di congestione che si tradurrebbero in costi) e produrre virtuose integrazioni di produzione e consumo. Si segnala inoltre la necessità di un'adeguata valutazione del potenziale di tutte le risorse rinnovabili anche considerando la diffusione di pratiche agricole avanzate ispirate a criteri di economia circolare e uso sostenibile del terreno agricolo.

### **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?**

Si ritengono adeguati gli strumenti partecipativi connessi agli attuali processi di autorizzazione degli impianti e delle infrastrutture (pensiamo alla consultazione pubblica prevista dalla normativa in materia di Valutazione di Impatto ambientale, come anche all'istituto della conferenza di servizi), ma occorre fare di più per garantire che la partecipazione sia "qualificata", ovvero riservata a soggetti rappresentativi e dotati di conoscenza e analisi critica, coerente con la complessità dell'infrastruttura oggetto dell'autorizzazione.

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

In primis è fondamentale far rispettare i termini di legge dei 90 giorni, come stabilito dall'art 12.4 Dlgs 387/2003, per le autorizzazioni uniche e introdurre il meccanismo del silenzio-assenso potrebbe essere sufficiente a permettere la corretta valutazione dell'iter per i soggetti investitori. In secondo luogo centralizzare l'iter autorizzativo istituendo un one stop shop nazionale, come da art. 16 RED II (al più 3 anni per impianti nuovi e 2 anni per impianti in repowering), a cui prendono parte tutti gli enti preposti a rilasciare l'autorizzazione anche attraverso l'istituzione di una piattaforma informatizzata. Prevedere un one stop shop dedicato alle isole minori non interconnesse. Istituire il modello unico per tutte le installazioni FER come da risposta a D1.

Per il repowering degli impianti FER che prevedono interventi non sostanziali, da definirsi, sarebbe opportuno uniformare e semplificare a livello nazionale gli aspetti autorizzativi istituendo una semplice comunicazione (PAS) allo sportello unico con relativo silenzio/assenso decorsi 30 giorni dalla presentazione. Inoltre sarebbe opportuno semplificare le procedure ambientali che dovranno limitarsi all'esame delle sole variazioni dell'impatto ante e post-intervento

#### **D16. Altri commenti e proposte**

È fondamentale avere un quadro normativo e regolatorio di lungo periodo stabile tale da permettere la programmazione degli investimenti da parte degli imprenditori italiani. In secondo luogo si attuino politiche in linea con quanto previsto nel piano Industria 4.0 mediante iper ammortamento per sgravare i costi di acquisto di nuovi macchinari di processi produttivi che realizzano i componenti principali di un impianto FER e SdA ed i costi relativi alle certificazioni di tali componenti, necessarie per assicurarsi l'utilizzo di tecnologie performanti, digitalizzate e capaci di fornire servizi di rete.

#### **FER Trasporti**

**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?**

**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?**

**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?**

#### **D20. Altri commenti e proposte**

Si ritengono positive tutte le misure che consentono una maggior elettrificazione dei consumi in previsione di un sempre maggior impiego delle FER elettriche: E-mobility, Sistemi di trasporto di massa (treni, bus), Ferro bonus

Con riferimento alla mobilità marittima, una maggiore sostenibilità ambientale potrà derivare dall'elettrificazione dei porti laddove possibile (c.d. cold ironing).

La quota di energia elettrica rinnovabile prevista nel trasporto stradale corrisponde 379 kTep (4,4 TWh), portando a stimare un consumo complessivo della mobilità elettrificata pari a 7,9 TWh (considerando un futuro consumo interno lordo di elettricità rinnovabile FER-E del 55,6%). La progressiva diffusione dei veicoli elettrici necessiterà la definizione di un quadro normativo e regolatorio abilitante che favorisca una diffusione omogenea e adeguata di punti di ricarica sull'intero territorio nazionale. Lo sviluppo di punti di ricarica intelligenti consentirà inoltre di fornire un importante contributo anche in termini di integrazione nel sistema elettrico delle fonti rinnovabili. La gestione intelligente delle ricariche (smart charging) permette infatti di mitigare gli effetti della non programmabilità e dell'intermittenza tipiche della produzione elettrica da fonti rinnovabili utilizzando i veicoli elettrificati in qualità di sistemi di accumulo diffusi (Vehicle Grid Integration).

# EFFICIENZA ENERGETICA E FER TERMICHE

## FER Termiche ed Efficienza Energetica

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

Si ritengono sufficienti, ma occorre apportare alcuni accorgimenti:

- revisionare e armonizzare detrazioni fiscali, bonus casa e conto termico per aumentare il differenziale tra tecnologie ad alta efficienza/rinnovabili e tecnologie standard, definendo criteri ambientali stringenti in termini di emissioni inquinanti, in modo da ottenere i benefici solo con apparecchi di classe energetica/ambientale più elevata. Occorre evitare la sovrapposizione tra legislazione europea/nazionale e quella delle singole regioni. Ricalibrare lo strumento della detrazione fiscale in maniera da privilegiare soluzioni integrate di riduzione del consumo, piuttosto che singole azioni di efficientamento, prevedendo una premialità proporzionale al beneficio.
- prorogare per un triennio le detrazioni fiscali, svincolando la detrazione per gli elettrodomestici ad alta efficienza dalla ristrutturazione edilizia e introducendo vincoli per circoscrivere gli incentivi agli interventi strettamente legati all'efficienza energetica
- introdurre il catasto telematico della manutenzione degli apparecchi a biomassa, in quanto la corretta manutenzione è un tema di sicurezza, di risparmio energetico e di riduzione emissioni
- considerare per il conto termico l'adozione di requisiti legati all'energy labelling e all'eco-design per la biomassa domestica e l'allargamento alle tecnologie che vedranno a breve l'aggiornamento dei regolamenti di etichettatura (es. frigo e congelatori, lavatrici, lavastoviglie, asciugatrici).
- Introdurre l'obbligatorietà dell'utilizzo degli strumenti digital (es. BIM, Smart Readness Indicator) in anticipo rispetto agli attuali obblighi normativi
- definire modalità, strumenti e tempistiche con cui introdurre l'obbligo di rinnovabili negli edifici esistenti

### **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?**

Le barriere economiche rappresentano uno dei fattori principali che influenzano le scelte dei consumatori. Si potrebbe estendere il meccanismo della cessione del credito d'imposta per interventi integrati ad alta efficienza e di dispositivi smart home e la detassazione del reddito investito per le aziende che acquistano beni strumentali più efficienti, al fine di garantire un maggior beneficio ambientale ed una maggior digitalizzazione dei consumi energetici. Occorre:

- sensibilizzare adeguatamente i consumatori per rafforzarne la consapevolezza sulle abitudini di consumo e quindi sulla possibilità di fare efficienza energetica, riducendo e modulando la domanda di energia elettrica.
- promuovere l'elettificazione dei consumi anche attraverso la sostituzione delle tecnologie utilizzate dai consumatori con tecnologie più efficienti (elettrodomestici,

domotica, impianti di riscaldamento e raffrescamento come ad es. pompe di calore elettrica, illuminazione a basso consumo, etc..)

- favorire la partecipazione aggregata della domanda al capacity market;
- prevedere l'utilizzo di finanziamenti a fondo perduto (e.g. Fondi strutturali europei, FESR 2014-2020) per una parte dell'investimento.
- Introdurre standard di consumo massimo consentito per gli edifici e tipologia di processi industriali.
- favorire la diffusione di sistemi di monitoraggio energetico e IoT (internet of things) nel settore industriale;
- rafforzare il piano di efficientamento della PA in termini di obblighi, tempi di implementazione e meccanismi di controllo (es. luminosità/consumi energetici, tempi/costi);
- incrementare il peso dei criteri ambientali minimi nel valutare le proposte progettuali delle aziende nei tender su PA

**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?**

La campagna di sensibilizzazione dovrebbe essere rivolta agli amministratori di condominio, ai gestori di strutture più articolate (centri commerciali, aeroporti, etc), ai fondi immobiliari ed alla PA.

**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 ritereste più efficaci?**

È prioritario dare stabilità al meccanismo dei certificati bianchi che si conferma essere un'esperienza di successo anche se ancora oggi è gravato da incertezze e sfiducia da parte degli operatori a causa di interventi retroattivi, scarsa chiarezza nelle regole applicative e tempistiche non certe dei provvedimenti

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

Si esprime un giudizio positivo sullo stanziamento di risorse per l'utilizzo di questo strumento finanziario e si chiede l'estensione del perimetro di erogazione delle garanzie anche alle ESCo per contratti in modalità EPC

**D26. Altri commenti e proposte**

Per favorire la transizione energetica, verso l'NZEB, e digitale degli edifici va strutturato un Piano Nazionale Edificio 4.0. I necessari investimenti iniziali non sempre sono alla portata dei nostri operatori pubblici e privati ed un tale Piano, che identifichi una serie di iniziative di stimolo e di supporto paragonabili ad Industria 4.0, applicate al mondo delle costruzioni e dei servizi energetici, sarebbe un ottimo viatico per superare queste difficoltà.

Si propone di favorire l'infrastrutturazione digitale degli edifici per la mobilità sostenibile, come previsto dalla nuova direttiva europea e recepire nella normativa nazionale lo Smart Readiness Indicator (SRI) rendendo obbligatorio l'inserimento di tale parametro nell'APE (Attestato Prestazione Energetica)

Introdurre cessione del credito anche agli interventi di efficienza energetica non soltanto ai soggetti no tax area ma anche ai soggetti incapienti

## **Trasporti ed Emissioni**

**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?**

Potrebbe essere utile:

- Semplificare, snellire ed uniformare su tutto il territorio le procedure burocratiche/autorizzative per l'infrastrutturazione, così da attuare al meglio il piano d'azione per l'implementazione della DAFI presentato dalla Commissione Europea, in cui è ben evidenziata l'importanza che le infrastrutture hanno per l'accettazione da parte del mercato delle nuove tecnologie;
- Definire un percorso chiaro e stabile per l'infrastrutturazione di ricarica pubblico/privata per supportare lo sviluppo della mobilità elettrica, assicurando adeguati seguiti operativi al PNIRE, prevedendo, ad esempio, un obiettivo annuale minimo per tipologie di stazioni di ricarica declinato su base locale e la creazione di una cabina di regia nazionale che ne monitori l'avanzamento – che, allo stato legislativo attuale, troverebbe applicazione principalmente su base locale – al fine di poter premiare le amministrazioni locali più virtuose ed adottare eventuali correttivi per l'efficiente realizzazione dello stesso;
- Definire tariffe per la fornitura dell'energia elettrica per la ricarica tali da favorire la diffusione della mobilità elettrica, nello specifico:
  - Prevedere una proroga della tariffa incentivante per la ricarica pubblica oltre il 2019 e ridurre il valore delle componenti regolate di tale tariffa (tariffe di rete e oneri di sistema) al fine di giungere ad un prezzo della ricarica pubblica più vicino a quello della ricarica effettuata presso l'abitazione di residenza;
  - Prevedere anche per la ricarica in ambito privato (quando la ricarica avviene utilizzando un punto di prelievo distinto da quello dell'abitazione principale, ad esempio box/garage) l'applicazione della tariffa destinata ai clienti domestici residenti.
  - Supportare lo sviluppo del Vehicle Grid Integration, accelerando la partecipazione dei veicoli elettrici al mercato dei servizi di dispacciamento.

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

Si ritengono sufficienti

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

## D30. Altri commenti e proposte

# SICUREZZA ENERGETICA

## Sicurezza e infrastrutture

**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?**

Si ritiene corretto l'approccio che mira all'elettrificazione dei consumi e riteniamo ad oggi non solo residenziale e trasporti ma anche l'industria i settori applicativi con i consumi energetici maggiori, e quelli dove è più diffuso il processo di elettrificazione. Già oggi possiamo dire che le tecnologie abilitanti facilmente integrabili con la digitalizzazione, che ci consentono di andare in questa direzione, sono presenti sul mercato e pronte ad essere utilizzate su larga scala, come ad esempio i veicoli elettrici, le pompe di calore, le tecnologie smart per i controlli di consumi di energia e i sistemi di accumulo, ma la loro diffusione sul mercato rimane ancora troppo bassa rispetto agli obiettivi. Con il supporto di adeguate politiche di innovazione, queste tecnologie possono diventare più economiche, più flessibili e portare rapidamente maggiori benefici agli utilizzatori finali ovvero al consumatore, e quindi accelerare rapidamente la loro penetrazione del mercato.

**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?**

Risulta importante un'analisi che tenga conto delle effettive necessità del sistema elettrico individuando le aree di dismissione e quelle necessarie per il corretto funzionamento della rete, che consideri gli impatti sull'adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico, sui benefici ambientali, sulla formazione del prezzo nei mercati dell'energia e di dispacciamento, sull'occupazione, sulla crescita economica, sugli stranded cost. Tale analisi dovrebbe individuare il timing ottimale, anche al fine di consentire la programmazione degli investimenti nella generazione elettrica e/o gas nel corso della fase di swap. In un contesto di sfidanti obiettivi di decarbonizzazione, la produzione maggiormente inquinante del carbone potrà essere sostituita sicuramente nel breve termine dagli impianti termoelettrici a gas esistenti, consentendo loro di lavorare più ore all'anno rispetto a quanto accade oggi, ma sarà accompagnato da un ulteriore sviluppo delle FER e dei SdA, dando un beneficio immediato in termini di emissioni e di sicurezza e stabilità della rete, e laddove mandatorio da nuovi impianti termoelettrici a gas. In conclusione per trarre il phase out da carbone occorrono non solo infrastrutture di rete e gli impianti FER e SdA, ma anche le regole di mercato per una piena integrazione di essi

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

È importante una rendicontazione periodica dei progetti pilota della delibera 300/2017, che ad oggi purtroppo non registrano il coinvolgimento di FER e SdA per conseguire l'integrazione della generazione distribuita e della demand-response. È importante quanto prima:

- eliminare l'obbligo che il BRP autorizzi i clienti del BSP, sostituendolo con un obbligo informativo, in quanto tale obbligo costituisca un ostacolo alla concorrenza.
- prolungare la sperimentazione delle UVAM sino al 2020 e di comunicare tale prolungamento al mercato con congruo preavviso (entro il 30.6.2019), in modo da dare certezza e visibilità agli operatori di mercato
- consultare quanto prima il regolamento relativo al progetto pilota della regolazione di tensione per gli impianti FER collegati in AT, includendo anche la regolazione di tensione di quelli collegati in BT e MT; il coinvolgimento della generazione distribuita in questi progetti costituirebbe una più che opportuna occasione per avviare una collaborazione fattiva tra TSO e DSO, attività che non presenta alcuna barriera tecnologica o normativa, ma richiede un'attenzione ed un sostegno di carattere regolatorio
- consentire la partecipazione al progetto pilota UVAM a tutti gli utenti finali collegati in BT, che ad oggi non dispongono di contatori con rilevazione delle misure orarie
- valutare l'introduzione dei prezzi negativi per i servizi a scendere considerando che tale meccanismo possa rappresentare una ulteriore leva per promuovere i sistemi di accumulo. Per tali servizi la sperimentazione dovrebbe perseguire in primis l'obiettivo che l'aggregatore di FERNP sia in grado di definire ex-ante una baseline e soprattutto di garantire quest'ultima nel tempo, affinché Terna possa far realmente affidamento su tale risorsa
- Per le bioenergie si propone un approfondimento per ridefinire il limite massimo compatibile con la tariffa omnicomprensiva, impiegando a tal fine non la potenza media sul quarto d'ora, bensì l'energia totale annua

**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?**

Con riferimento al tema della sicurezza assume un ruolo rilevante lo sviluppo di una adeguata dotazione infrastrutturale per il sistema di trasmissione e distribuzione dell'elettricità e richiede una revisione dell'assetto regolatorio per garantire adeguati standard di sicurezza, adeguatezza, flessibilità e resilienza del sistema elettrico. Tale revisione dovrà svilupparsi in un'ottica di neutralità tecnologica e partecipazione di tutte le risorse, inclusi demand-response e storage. In tale ambito, anche l'introduzione del capacity market è ritenuta necessaria per assicurare l'adeguatezza del sistema purché sia uno strumento temporaneo e aperto a tutte le tecnologie privilegiando quelle a minor impatto emissivo e con caratteristiche di flessibilità di cui necessita il sistema elettrico.

Lo strumento del capacity market dovrà essere accompagnato da un'accelerazione degli iter autorizzativi per la realizzazione di tali investimenti, al fine di garantirne la realizzazione in tempi compatibili con le esigenze del sistema.

**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?**

È necessario investire nella digitalizzazione e smartizzazione delle reti (smart grid) che, oltre a contribuire alla sicurezza del sistema abilitano un ruolo centrale del consumatore finale, rendendolo operatore “consapevole”, “attivo” e “responsabile” in termini di benefici e costi apportati nel mercato elettrico, quanto più saranno rese disponibili informazioni in tempo reale del proprio profilo di consumo dagli smart meter 2G. Sarà necessario quindi rivedere il ruolo delle reti identificando un modello di piena cooperazione tra TSO e DSO (art. 14 della nuova proposta di direttiva sul mercato elettrico). Il ruolo di TSO e DSO dovrà essere rivisto alla luce delle nuove attribuzioni ed evoluzioni tecnologiche e di mercato, assicurando il pieno rispetto dei principi di unbundling e effettiva separazione delle attività di distribuzione e trasporto dalle attività di natura commerciale, comprese quelle che potranno nascere e svilupparsi con la disponibilità di dati di consumo sempre più granulari, ma riconoscendo la funzione di neutral market facilitator del DSO e valorizzandone gli investimenti tecnologici già effettuati

A tal proposito si ritiene che debba essere revisionata la normativa relativa a concessioni, sub concessioni o locazioni della rete di distribuzione locale al fine di consentire a nuovi soggetti l'acquisto di tale porzione di rete, come ad esempio quelle condominiali, commerciali, etc, senza alcun supporto di incentivazione onde promuovere le energy community fisiche.

### **D38. Altri commenti e proposte**

Ai fini della sicurezza e della flessibilità l'incremento delle riserve deve essere effettuato garantendo l'economicità (competitività) del costo complessivo del sistema di dispacciamento. A tal scopo per una completa ed efficiente integrazione e partecipazione di FER, SdA e demand response occorre una profonda riforma del mercato ed una conseguente diversificazione dei servizi/prodotti (anche nuovi) su MSD

Si considera opportuno che eventuali limiti, vincoli e congestioni di rete emergano già in esito ai mercati dell'energia attraverso una modellizzazione dei vincoli operativi della rete di trasmissione il più possibile condivisa tra tutte le sessioni di mercato. Infatti uno dei principali problemi che influenzano le analisi di affidabilità delle reti elettriche è che i risultati dipendono fortemente dal punto di lavoro in cui il sistema elettrico è stato portato a lavorare. In particolare, nella modellizzazione degli scenari previsionali, sono fondamentali:

- lo Unit Commitment, cioè la selezione dei generatori necessari a coprire la richiesta di carico
- il dispacciamento che stabilisce la potenza necessaria dei generatori

Pertanto è importante processare i dati strutturali della rete e determinare un punto di lavoro previsionale, in perfetta coerenza con tutte le sessioni di mercato

Un'altra esigenza della rete riguarda la necessità di incrementarne la resilienza attraverso varie tipologie di interventi, per lo più di progettazione e adeguamento dei componenti di rete, per irrobustirli rispetto alle minacce; l'introduzione di ridondanze a livello di pianificazione è un altro criterio tipico. Si possono poi identificare soluzioni di esercizio del sistema, da mettere in atto al presentarsi della minaccia. Queste soluzioni possono richiedere l'installazione di sistemi di controllo dedicati

# MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA

## Trasparenza e competitività del mercato, tutela dei consumatori

**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?**

La partecipazione attiva al mercato dei cittadini (prosumers e consumers) e più in generale alla transizione energetica passa attraverso la consapevolezza:

- del proprio apporto alla riduzione delle emissioni inquinanti mediante l'impiego di tecnologie ad alta efficienza energetica ed ambientale
- del proprio profilo di consumo energetico mediante l'utilizzo di strumenti di misura e di monitoraggio
- del proprio contributo al funzionamento del mercato elettrico mediante la piena integrazione degli impianti FER e SdA ai meccanismi di mercato in particolare a quello dei servizi di dispacciamento; in tale prospettiva sarà fondamentale che DSO e TSO si coordinino per garantire sicurezza e stabilità della rete
- di poter modificare il proprio profilo di prelievo e di immissione da remoto ed in modo automatizzato in funzione dei dati resi disponibili da applicazioni configurabili ad hoc

Le comunità energetiche (REC e CEC) e l'autoconsumo singolo o collettivo saranno il veicolo più idoneo a coinvolgere attivamente i cittadini mediante la gestione integrata e digitalizzata delle tecnologie con l'ausilio di piattaforme di gestione delle unità di consumo e di produzione. In tale prospettiva un ruolo importante è rivestito dai BRP e dai BSP, ai quali dev'essere garantita simmetria di accesso alle informazioni per accrescere la consapevolezza dei cittadini.

Con riferimento ai progetti pilota della delibera 300/2017 si considera opportuno da un lato revisionare alcuni meccanismi remunerativi delle sperimentazioni e dall'altro di accelerarne l'implementazione di nuove con un maggior coinvolgimento delle FER, degli SdA e della demand response (vedasi risposta a D35). Si ritiene fondamentale la messa a disposizione del dato di misura in tempo reale con possibilità di passarlo a soggetti terzi (aggregatori).

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

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

Si ritiene che i SdA possano contribuire alla compensazione degli sbilanciamenti, alla riduzione delle ore di over generation e alla fornitura di servizi di rete. In generale si ritiene che le attività di installazione dei SdA, anche quando sia il TSO ad individuare una criticità di rete risolvibile con accumulo, debbano essere realizzate da operatori di mercato, ponendo in capo al TSO l'onere di trasferire al mercato tutte le informazioni utili (investimenti in atto sulle infrastrutture di rete, realizzazioni di altri impianti di generazione e di accumulo, stato dell'arte della demand response) per la sostenibilità del business plan ai fini della decisione di investimento. L'intervento diretto dei gestori di rete (TSO/DSO) si renderebbe necessario solo

nel caso di fallimento del mercato, cioè degli operatori, ma va chiarito che non può considerarsi fallimento del mercato il caso in cui non sia definito un quadro regolatorio del mercato elettrico stabile sulla cui base un investitore possa elaborare un business plan che preveda una remunerazione market-based, basata in capacità e/o in energia sui diversi servizi di rete esistenti e/o nuovi.

Soluzioni diverse dai sistemi di accumulo, oltre al tema degli elevati costi di investimento comune agli accumuli, ad oggi non sembrano promettere efficienze di trasformazione energetica tali da renderli appetibili al mercato.

Al contrario soluzioni di accumulo termico sono ritenute più percorribili prevedendo già il PNIEC lo sviluppo di 800 MW di solare termodinamico.

#### **D42. Con quali modalità ritenete sia preferibile promuovere gli accumuli distribuiti e centralizzati?**

Si ritiene che, come previsto dal Clean Energy Package, i sistemi di accumulo centralizzati dovranno essere forniti tramite asset nella proprietà e gestione di operatori di mercato, rispettando il principio della neutralità tecnologica. È, però, fondamentale creare preventivamente le condizioni market-based propedeutiche alla partecipazione dei sistemi di accumulo in generale. Essendo in via di pubblicazione la prima consultazione sul TIDE (Testo Integrato Dispacciamento Elettrico) e quindi in attesa che si definisca il quadro regolatorio market-based, si ritiene utile adottare nel breve periodo misure di supporto diretto ai sistemi di accumulo centralizzati e distribuiti, come proposto nelle risposte ai quesiti D1, D4, D5, D11

Prevedere una remunerazione in capacità per il servizio di regolazione primaria di frequenza (vedi risposta al quesito D43)

#### **D43. Altri commenti e proposte**

Il PNIEC prevede una valutazione sulla possibilità di superamento del PUN. Si concorda con tale opportunità e in aggiunta si ritiene opportuna un'analisi volta alla semplificazione del mercato elettrico in ragione della stratificazione dei modelli di mercato: 6 zone per la formazione del prezzo dell'energia elettrica in immissione, 1 zona per la formazione del prezzo dell'energia elettrica in prelievo, 2 macrozone per la formazione del prezzo dell'energia elettrica degli sbilanciamenti, 15 perimetri per i progetti pilota della delibera 300/2017

Si è favorevoli ad un mercato infragiornaliero in negoziazione continua per l'avvicinamento della gate closure al tempo reale in coordinamento con il mercato dei servizi di dispacciamento, onde definire una più affidabile stima dell'energia prodotta dalle FERNP, con benefici determinati dalla riduzione dei costi di sbilanciamento delle FERNP e di dispacciamento per il sistema elettrico

Si considera prioritaria la riforma del dispacciamento elettrico (attualmente in fase di sperimentazione come da Delibera 300/2017 di ARERA).

Negli ultimi anni si è creato un mercato transnazionale europeo dedicato ai servizi di regolazione primaria della frequenza (Primary Control Reserve) tramite aste settimanali in capacità che si svolgono sulla piattaforma Central Europe. Poiché gli inverter degli impianti FER e SdA, di cui si prevede grande sviluppo, possano fornire i servizi di regolazione primaria di frequenza si reputa prioritaria l'integrazione del mercato italiano in quello europeo della regolazione primaria di frequenza attraverso l'attivazione delle aste settimanali in capacità.

#### **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?**

Gli strumenti sono molteplici:

- Riforma del mercato elettrico
- Autoconsumo
- Energy community (CEC, REC sia virtuali che fisiche)
- PPA

**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.**