

**Audizione di Utilitalia
Commissione 14a Politiche dell'UE del Senato**

disegno di legge recante
delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - Legge di delegazione europea 2019 (AS.1721).

Signor Presidente, signori Senatori,
ringraziamo per l'opportunità di poter esporre alla Commissione alcune considerazioni in merito alle deleghe assegnate al Governo per il recepimento della **direttiva (UE) 2018/2001, sulla promo-zione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili**), della **direttiva (UE) 2019/944, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE**, del **regolamento (UE) 2019/943, sul mercato interno dell'energia elettrica (rifusione)**, e del **regolamento (UE) 2019/941, sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE**

I temi trattati dalle Direttive oggetto della presente Audizione sono numerosi e tutti meritevoli di approfondimenti - ci limitiamo, tuttavia a segnalare in maniera schematica gli aspetti che i provvedimenti di attuazione dovrebbero considerare nonché alcuni emendamenti al ddl.

§§§§§§§§§§§§§§

Art. 5.

(Principi e criteri direttivi per l'attuazione della direttiva (UE) 2018/2001, sulla promo-zione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili)

Come noto, il settore delle Fonti di Energia Rinnovabili attende ancora l'emanazione del cosiddetto DM FER-2 relativo alle tecnologie a fonte rinnovabile escluse dal perimetro del DM FER-1 e più volte annunciato.

A tal proposito, la Legge Delega dovrebbe contemplare la necessità di dar seguito a tali indicazioni andando a completare il quadro complessivo per lo sviluppo di una capacità di generazione da FER adeguata rispetto agli sfidanti obblighi nazionali previsti per il 2030.

1. Disciplina per la definizione delle superfici e delle aree idonee e non idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili

In ottica di valorizzazione energetica di aree già compromesse da un punto di vista ambientale, **si ritiene necessario superare il divieto previsto dal citato art. 65 del DL 1/2012, convertito con Legge 27/2012** - consentendo l'accesso agli incentivi statali agli impianti fotovoltaici realizzati sulle aree dismesse/degradate sebbene classificate agricole dai vigenti strumenti urbanistici, a valle del ripristino, del recupero ambientale e/o della bonifica le, cosa che avviene nella grande maggioranza dei casi.



2. Agevolare il massimo utilizzo dell'energia producibile da fonti rinnovabili, anche favorendo la diffusione e l'uso di sistemi di accumulo dell'energia

La massimizzazione dell'utilizzo delle potenzialità degli impianti FER passa anche attraverso una semplificazione degli iter autorizzativi per gli interventi di revamping/repowering su impianti esistenti (FV, eolico e idroelettrico), spesso considerati di modifica «sostanziale», in mancanza di una linea guida nazionale (DM previsto dal D.lgs. 28/2011 art.5, comma 3, mai pubblicato) e sono sottoposti a procedimenti di autorizzazione e/o di valutazione ambientale ordinari con iter complessi e lunghi. **È necessario definire un chiaro quadro regolatorio con appropriate semplificazioni autorizzative per il rinnovamento di progetti esistenti in grado di ridurre gli impatti sul territorio e su tutte le componenti naturali/antropiche presenti.**

Manca inoltre un chiaro quadro regolatorio sull'iter autorizzativo per realizzare ed esercire gli impianti di storage.

3. Riordinare la normativa vigente in materia di configurazioni per l'autoconsumo

In linea con lo spirito della direttiva RED II **(UE) 2018/2001** e della Direttiva **(UE) 2019/944**, per il mercato interno dell'energia elettrica, vogliamo ricordare come un elemento caratterizzante del concetto di Autoconsumo collettivo (ACCR) o di Comunità di Energia Rinnovabile (CER) sia l'aspetto della mutualità, potremmo dire, ovvero della cooperazione di singoli Clienti finali che autonomamente non sarebbero o potrebbero accedere ad una sistema di produzione e consumo in loco da FER.

In tale logica la normativa dovrà focalizzarsi sulle utenze e produzioni connettabili alle reti di bassa tensione esercite dai Distributori locali, con particolare riguardo agli effetti derivanti dalle caratteristiche di non programmabilità della produzione FER nonché al crescente impatto di impegno delle reti di distribuzione al crescere della generazione distribuita.

Studi scientifici dimostrano che, contrariamente a quanto ipotizzato e riportato anche nella legge delega, la non sovrapposibilità tra curva dei consumi e produzioni FER locali ha un riflesso certo sulle reti di distribuzione, anche in presenza di configurazione quali ACCR e CER, con effetti di "risalita" della produzione FER dal livello di bassa tensione a livelli superiori – media o alta tensione.

Riteniamo necessario che il recepimento delle Direttive faccia riferimento:

- **ai principi sanciti dall'art. 42bis del decreto-legge 162/2019 (coordinato con la legge di conversione 28 febbraio 2020 n.8) che ha previsto l'adozione di un modello regolatorio virtuale**, in ragione dei numerosi pregi che lo contraddistinguono – flessibilità, possibilità di estensione dei benefici derivanti dall'autoconsumo a più soggetti senza la necessità di implementare soluzioni tecniche (quali reti diverse dalle reti con obbligo di connessione di terzi) e societarie, velocità nell'implementazione e capacità di adeguamento nel caso di modifica delle caratteristiche delle configurazioni;
- **al bagaglio di esperienza che emergerà dalla attività che l'Autorità di Regolazione per l'energia le reti e ambiente – ARERA – ha avviato in merito**

Per quanto riguarda la normativa vigente in materia di configurazioni per l'autoconsumo esistenti, si ritiene fondamentale la razionalizzazione in particolare di:

- Le numerose definizioni esistenti relative ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (un solo cliente finale – un solo produttore, anche tra loro diversi), che potrebbero essere



sostituite da una definizione unica. Per tali fattispecie, non dovrà essere presente una discriminazione in base alle fonti e alle tecnologie ma solo un limite legato alla prossimità;

- Per i Sistemi di Distribuzione Chiusi, dovrà essere chiarito quali contesti potranno accedere a tale regolazione (es: centri commerciali, aeroporti). Tali sistemi, in ogni caso, non dovranno godere di esenzioni tariffarie al fine di evitare una proliferazione degli stessi anche dove non risulterebbero efficienti (ad esempio, per motivi geografici, tecnici, o dove c'è necessità di requisiti tecnici particolari) ma al solo fine di aumentare la quantità di energia elettrica esonerata dall'applicazione di determinate componenti tariffarie.

4. Misure per la razionalizzazione, la valorizzazione e l'incremento della produzione del parco di impianti a fonti rinnovabili esistente

Condividendo il sostegno proposto per le attività di incremento della produzione degli impianti a fonti rinnovabili esistenti **si ritiene indispensabile, affinché un tale intervento possa offrire un concreto beneficio a livello sistemico, introdurre misure di revisione al Decreto n. 91/2014 al fine di offrire la possibilità di ammissione anche ad impianti che altrimenti rischierebbero di esserne esclusi**. Tale intervento impatterebbe su un parco di una potenza complessiva rilevante e soggetta ad un sensibile rischio di deperimento dell'efficienza impiantistica.

5. Rinnovabili nel Teleriscaldamento e Teleraffrescamento

Al fine di dare attuazione all'articolo 23 della Direttiva, è necessario che vengano individuate adeguate misure volte a rendere possibile un incremento della quota di fonti rinnovabili e di calore (e freddo) di risulta all'interno dei sistemi di riscaldamento (e raffrescamento).

Il rilievo di tali misure muove dalla rilevanza dei consumi energetici (e delle relative esternalità ambientali) nel settore dell'*heating and cooling*. La climatizzazione di abitazioni (riscaldamento e raffrescamento) assorbe nel nostro Paese tra il 70% e il 75% del consumo energetico nazionale del settore residenziale (ENEA - *Rapporto Annuale sull'Efficienza Energetica 2017*).

Particolare urgenza assume, nel contesto attuale, la definizione di un sistema di supporto (ad oggi assente) per i sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento conformi ai requisiti di efficienza fissati dalla Direttiva 2012/27/UE e secondo le indicazioni dell'apposito Rapporto sul potenziale di tali tecnologie (articolo 15, comma 7) che dovrà essere effettuato entro il 31 dicembre 2020 in applicazione della metodologia introdotta dal Regolamento della Commissione 2019/1659 del 25 Settembre 2019 "*on the content of the comprehensive assessment of the potential for efficient heating and cooling under Article 14 of Directive 2012/27/EU*".

Tale previsione dovrebbe trovare esplicita menzione nella Legge Delega in esame.

In assenza di misure in tal senso, che rendano economicamente percorribili iniziative in un settore ad alta intensità di capitale, l'Italia non sarebbe in grado di sfruttare il potenziale di una tecnologia ampiamente diffusa in altri Stati membri e più volte indicata come una *best practice* nella direzione della decarbonizzazione (e di una migliore qualità dell'aria) da parte dell'UE.

6. Biocarburanti

Il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 2 marzo 2018 relativo alla *Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti* prevede che sia



incentivabile solo il biometano dichiarato «sostenibile», in accordo alla definizione di «sostenibilità» presente nel quadro legislativo europeo e nazionale.

L'articolo 25 della Direttiva prevede lo sviluppo della filiera dei biocarburanti e delle filiere dell'economia circolare, facendoli rientrare tali prodotti nel calcolo del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili da parte di uno Stato membro.

La direttiva 2009/28/Ce (RED 1) ha ritenuto il biometano prodotto da rifiuti organici «sostenibile» in quanto garantisce un valore standard di risparmio delle emissioni del 73% rispetto al combustibile fossile di riferimento, superando ampiamente la soglia del 60% di riduzione (limite sotto al quale il biometano non poteva essere dichiarato sostenibile).

La normativa di attuazione del DM 2 marzo 2018¹ ha recepito questa impostazione consentendo la diffusione sul territorio nazionale di molte iniziative di costruzione di nuovi impianti di produzione di biometano o di riconversione a biometano di vecchi impianti di compostaggio o di digestione anaerobica con sola produzione di biogas.

La presenza di un valore “di risparmio standard” evita agli operatori la necessità, molto onerosa sotto il profilo organizzativo, burocratico ed economico, di calcolare di volta in volta la sostenibilità delle proprie partite di biometano, dando quindi quella certezza necessaria a determinare la sostenibilità (in questo caso economica) di investimenti così significativi come la realizzazione di un nuovo impianto di produzione di biometano.

La Direttiva 2018/2001/Ue (RED 2) non solo innalza al 65% la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra che il biometano destinato al settore dei trasporti dovrà conseguire per essere dichiarato “sostenibile”, ma aggiorna anche i valori standard di risparmio delle emissioni per il biometano prodotto da rifiuti organici.

Questi valori sono però applicabili unicamente agli impianti che, facendo un utilizzo agronomico del digestato, sono tenuti a stoccare il digestato per diversi mesi e, quindi, effettuano anche un recupero del biogas. Non sono invece applicabili agli impianti che, non facendone un uso agronomico, non stoccano il digestato, ma lo avviano a compostaggio per produzione di ammendanti compostati (per il successivo uso agronomico). In questi casi, l'assenza dello stoccaggio e quindi di un sistema di recupero di biogas comporterebbe da solo l'impossibilità ad avere valori standard di risparmio delle emissioni che consentono di raggiungere la sostenibilità e, quindi, di accedere agli incentivi.

Poiché questa seconda tipologia di impianti è quella più diffusa in Italia (la cui normativa non consente ancora un uso agronomico del digestato prodotto da rifiuti), si pone il problema di come tradurre nel decreto legislativo di recepimento i principi e gli obiettivi della direttiva, rispettando al contempo le peculiarità dei processi produttivi nazionali.

Appare opportuno, quindi, che il Parlamento conceda al Governo la facoltà di articolare con maggiore dettaglio le tabelle della direttiva relative ai valori standard di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dei biocarburanti, al fine di valutare, attraverso analisi scientifiche indipendenti, opportunamente validate dal Ministero dell'ambiente e della tutela

¹ Ovvero il DM 14 novembre 2019, *Istituzione del Sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi* e l'UNI/TS11567, *Linee guida per la qualificazione degli operatori economici (organizzazioni) della filiera di produzione del biometano ai fini della rintracciabilità e del sistema di equilibrio di massa.*



del territorio e del mare e dagli organismi tecnici di riferimento, la sostenibilità del biometano prodotto da rifiuti organici attraverso processi diversi da quelli configurati nella direttiva e specifici della realtà nazionale.

In tale logica, appare necessario ad intervenire per adeguare e razionalizzare la normativa esistente per il biometano ed in particolare le previsioni per l'accesso al sistema di incentivazione disposto dal DM 2 marzo 2018, nello specifico prevedendo una proroga di 24 mesi della data ultima di entrata in esercizio degli impianti ammessi. Tale proroga risulta in ogni caso motivata dall'emergenza sanitaria in atto.

§§§§§§§§§§§§§§

Emendamenti all'articolo 5 comma 1 del disegno di legge recante delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - Legge di delegazione europea 2019 (AS.1721)

Al comma 1, lettera h), dopo le parole *“in coerenza con le previsioni europee dell'utilizzo a cascata e con le esigenze ambientali di cui alla lettera l)”* introdurre le seguenti: ***“, nonché di ulteriori tecnologie che concorrono agli obiettivi di incremento della quota di generazione di fonti rinnovabili nei consumi energetici nazionali”;***

Al comma 1, lettera n), dopo le parole *“semplificare e stimolare il ricorso a strumenti”* aggiungere le seguenti ***“di mercato”***

Al comma 1, dopo la lettera o), è inserita la seguente:

«o-bis) prevedere una più dettagliata articolazione dei valori standard di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa, al fine di valutare, nel pieno rispetto dei criteri e del metodo di calcolo stabiliti dall'ordinamento comunitario, la sostenibilità delle energie da fonti rinnovabili prodotte dai processi produttivi nazionali».

§§§§§§§§§§§§§§

Art. 12.

(Principi e criteri direttivi per l'attuazione della direttiva (UE) 2019/944, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (rifusione))

- 1. Definire la disciplina relativa alle comunità energetiche dei cittadini, valorizzando la rete elettrica esistente e assicurando un'adeguata partecipazione ai costi di sistema; aggiornare il quadro normativo in materia di configurazioni per l'autoconsumo**



Vogliamo ricordare che la Direttiva richiama alcuni principi distintivi della CEC relativi alla partecipazione volontaria e aperta dei singoli nonché, alla finalità che riguardano soprattutto benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, anziché generare profitti finanziari. **Le Comunità dovranno anche integrarsi nei piani di razionalizzazione e uso efficiente delle reti e infrastrutture esistenti** e soggette ad obblighi di servizio di pubblica utilità, evitando costi aggiuntivi per i consumatori derivanti da duplicazione di rete. In tal senso, il successivo punto e) del comma 1 dell'art. 12 riguarda correttamente l'evoluzione del servizio delle reti di distribuzione sulle quali saranno insediate le Comunità EC

2. Esigenze di flessibilità del sistema e di integrazione della generazione distribuita e della gestione della domanda

La prevedibile ampia diffusione della mobilità elettrica, dell'autoconsumo in forma collettiva e della diffusione della elettrificazione dei consumi energetici, le reti di distribuzione saranno in tempi brevi protagoniste di una vera e propria rivoluzione che richiederà nuovi investimenti in una prospettiva "future proof" e dunque un quadro regolatorio certo e stabile nel medio-lungo periodo.

Inoltre, sarà necessaria la definizione di metodi di esercizio evoluti per la gestione di contingenze locali, la regolazione della tensione e la gestione del bilanciamento locale dell'energia prodotta dalla generazione distribuita e dei consumi.

Riteniamo che siano maturi i tempi per testare nuove soluzioni di gestione delle reti di distribuzione e assegnare al Gestore della distribuzione nuovi compiti, per assicurare da una parte l'affidabilità delle reti e dall'altra l'efficienza e l'economicità degli interventi.

3. Aggiornare la disciplina degli obblighi di servizio pubblico degli impianti di produzione di energia elettrica e dei processi di messa fuori servizio

Il phase out dal carbone al 2025 è subordinato alla realizzazione degli "impianti sostitutivi" e delle "necessarie infrastrutture" in modo da garantire il mantenimento in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Stante il contesto di mercato degli ultimi anni (prezzi quote CO2 elevati, esclusione dalla partecipazione al capacity market di impianti che superano i limiti emissivi previsti in sede europea) e in assenza di ulteriori misure, i Gestori delle centrali a carbone stanno manifestando la volontà o richiedendo formalmente la chiusura anticipata. Nella maggior parte dei casi, a fronte di tali manifestazioni e richieste, Terna e Ministero dello Sviluppo Economico MISE hanno dato riscontro negativo per motivazioni legate alla sicurezza del sistema elettrico: è stato puntualizzato, infatti, che il quadro complessivo di esercizio della rete e il contributo delle centrali in questione non consentano né un ridimensionamento del loro funzionamento né la loro dismissione.

Risulta necessario definire una specifica misura di supporto economico agli impianti che sono costretti a non chiudere, nonostante le avverse condizioni economiche di esercizio, in ragione della sicurezza del sistema; tale misura dovrà:

- essere applicabile a impianti specifici: centrali escluse dalla partecipazione al meccanismo di remunerazione della capacità, per le quali è stata manifestata o richiesta la chiusura anticipata rispetto al 2025, negata da parte di Terna e MISE per motivi di sicurezza del sistema;



- prevedere modalità di ristoro economico ex-post: copertura dei costi fissi operativi e remunerazione del capitale residuo investito non assicurati dai mercati dell'energia.
- 4. Sviluppo e diffusione dei sistemi di accumulo e partecipazione degli stessi ai mercati dell'energia elettrica e dei servizi**

L'impegno del nostro Paese al 2030 di installare 6 GW tra pompaggi idroelettrici e accumuli elettrochimici a livello centralizzato appare sicuramente impegnativo.

POMPAGGI:

- L'attuale modello di remunerazione dei pompaggi (MGP, MI e MSD) e il capacity market non consentono lo sviluppo di nuova capacità di pompaggio in quanto non forniscono certezze di adeguata copertura dei costi nel medio-lungo termine: **risulta necessario un intervento correttivo che assicuri la bancabilità del progetto** (certezza della remunerazione nel lungo termine).
- **Prevedere l'impegno di svolgere procedure competitive per la realizzazione e la gestione di nuovi impianti di produzione idroelettrica da pompaggio.** Ad oggi tali procedure sono previste dal D.lgs. 93/11 ma non sono state attivate.

STORAGE ELETTROCHIMICO:

- Manca ad oggi un disegno complessivo di politica industriale che consenta di inserire questa tecnologia – così come le FER – in un contesto di sviluppo ordinato e coerente con le ipotesi inserite nel Piano Nazionale Energia e Clima (PNIEC) al 2030. Con il phase-out del carbone e la massiccia penetrazione delle FER, sarà necessario mitigare gli effetti della variabilità della generazione elettrica distribuita e contrastare la progressiva riduzione dell'inerzia di sistema. In questo contesto fondamentale sarà il ruolo degli storage, in grado di contribuire alla piena integrazione nel mercato elettrico delle FER non programmabili, dando la possibilità – inter alia – di offrire servizi per il dispacciamento, diminuire le congestioni di rete e contrastare l'effetto dell'*overgeneration* che potrebbe presentarsi in alcune fasce orarie giornaliere. A tal proposito **dovrà essere delineato in maniera chiara il quadro dei servizi di rete che potranno essere forniti dai sistemi di accumulo elettrochimico.** Tale quadro dovrà prevedere forme di remunerazione a premio fisso per sostenere gli investimenti, in linea con attuali servizi già forniti al Sistema Elettrico Nazionale.
- Ad oggi non esiste una **disciplina specifica per l'ottenimento dei titoli autorizzativi per l'installazione di sistemi di accumulo elettrochimico** e si auspica che venga quanto prima prevista a livello ministeriale un percorso di *fast track* alla luce anche degli ambiziosi obiettivi previsti dal PNIEC

§§§§§§§§§§§§§§§§

Ringraziamo per l'attenzione e rimaniamo a disposizione per ogni eventuale approfondimento necessario.

**Disegno di legge recante delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea
Legge di delegazione europea 2019 (AS.1721).**



**Audizione di Utilitalia
presso la Commissione 14°
(Politiche dell'UE)
Senato della Repubblica**

Roma, 19 maggio 2020

UTILITALIA

UTILITALIA rappresenta
circa 450 aziende dei settori
energia, idrico ed ambiente



Rappresentanza per
contratti nazionali di lavoro

94.500 lavoratori

Gas naturale e idrico

37.500

Energia

Servizi ambientali

12.500

44.500

Servizi offerti dalle Imprese associate e
relative percentuali di popolazione servita

Distribuzione energia
elettrica/ vendita retail

15%

Idrico

80%

Servizi ambientali

55%

Distribuzione gas/
vendita retail

30%

INDICE – Audizione UTILITALIA – Senato 19 maggio 2020

Art. 5 – Direttiva (UE) 2018/2001 - RED II

Aree idonee e non per l'installazione di impianti FER

Agevolare il massimo utilizzo dell'energia da FER

Riordinare la normativa delle configurazioni di autoconsumo

Valorizzazione e incremento della produzione del parco FER

Rinnovabili nel Teleriscaldamento e Teleraffrescamento

Biocarburanti

Art. 12 – Direttiva (UE) 2019/944 - Mercato interno dell'energia elettrica

Comunità energetiche dei cittadini

Flessibilità e integrazione della GD e della domanda

Obblighi di servizio pubblico della produzione

Diffusione dei sistemi di accumulo e partecipazione ai mercati

Aree idonee e non per l'installazione di impianti FER

Il DM FER1 ha stabilito che il GSE formi e pubblichi le graduatorie degli impianti ammessi **secondo alcuni criteri di priorità**, quali l'installazione di impianti fotovoltaici ed eolici realizzati su discariche e lotti di discarica chiusi e ripristinati, **cave non suscettibili di ulteriore sfruttamento estrattivo**, nonché su aree bonificate.

Si ritiene necessario superare il divieto previsto dal citato art. 65 del DL 1/2012, convertito con Legge 27/2012

L'attuale divieto accesso agli incentivi statali di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 per impianti fotovoltaici realizzati su aree agricole - di cui all'art.65 del DL 1/2012, convertito con Legge 27/2012 – **impedisce l'uso virtuoso a scopi energetici di tali aree dismesse/degradate** qualora a valle del ripristino, del recupero ambientale e/o della bonifica le stesse risultino classificate come agricole, cosa che avviene nella grande maggioranza dei casi.

Agevolare il massimo utilizzo dell'energia da FER

La massimizzazione dell'utilizzo delle potenzialità degli impianti FER passa anche attraverso una semplificazione degli iter autorizzativi per gli interventi di revamping/repowering su impianti esistenti (FV, eolico e idroelettrico).

Tali interventi spesso considerati di modifica «sostanziale», in mancanza di una linea guida nazionale (DM previsto dal D.lgs. 28/2011 art.5, comma 3, mai pubblicato) e sono sottoposti a procedimenti di autorizzazione e/o di valutazione ambientale ordinari con iter complessi e lunghi.

È necessario definire un chiaro quadro regolatorio con appropriate semplificazioni autorizzative per il rinnovamento di progetti esistenti in grado di ridurre gli impatti sul territorio e su tutte le componenti naturali/antropiche presenti.

Per le finalità della direttiva, inoltre, manca inoltre un chiaro quadro regolatorio sull'iter autorizzativo per realizzare ed esercire gli impianti di storage.

Riordinare la normativa delle configurazioni di autoconsumo

In linea con lo spirito della direttiva RED II **(UE) 2018/2001** e della Direttiva **(UE) 2019/944**, per il **mercato interno dell'energia elettrica**, il concetto di Autoconsumo dovrebbe riguardare la cooperazione tra singoli Clienti finali che autonomamente non sarebbero o potrebbero accedere ad una sistema di produzione e consumo in loco da FER.

Nel recepimento delle Direttive si dovranno salvaguardare:

- **i principi sanciti dall'art. 42bis del decreto-legge 162/2019 (coordinato con la legge di conversione 28 febbraio 2020 n.8) che ha previsto l'adozione di un modello regolatorio virtuale;**
- **il bagaglio di esperienza che emergerà dalla attività che l'Autorità di Regolazione per l'energia le reti e ambiente – ARERA**

La normativa vigente delle configurazioni per l'autoconsumo esistenti, si ritiene fondamentale:

- sostituire con una definizione unica le numerose definizioni esistenti relative ai Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (un solo cliente finale – un solo produttore, anche tra loro diversi), senza discriminazione in base alle fonti e alle tecnologie ma solo per limiti della prossimità;
- per i Sistemi di Distribuzione Chiusi, dovrà essere chiarito quali contesti potranno accedere a tale regolazione (es: centri commerciali, aeroporti). Tali sistemi non dovranno godere di esenzioni tariffarie al fine di evitare una proliferazione dove non risulterebbero efficienti al solo fine di aumentare la quantità di energia elettrica esentata.

Valorizzazione e incremento della produzione del parco FER

Si condivide il sostegno proposto per le attività di incremento della produzione degli impianti a fonti rinnovabili esistenti.

E' indispensabile, affinché un tale intervento possa offrire un concreto beneficio a livello sistemico, introdurre misure di revisione al Decreto n. 91/2014 per offrire la possibilità di ammissione anche ad impianti che altrimenti rischierebbero di esserne esclusi.

Tale intervento impatterebbe su un parco di una potenza complessiva rilevante e soggetta ad un sensibile rischio di deperimento dell'efficienza impiantistica.

Rinnovabili nel Teleriscaldamento e Teleraffrescamento

L'articolo 23 della Direttiva prevede che vengano individuate adeguate misure volte a rendere possibile un incremento della quota di fonti rinnovabili e di calore (e freddo) di risulta all'interno dei sistemi di riscaldamento (e raffrescamento).

Particolare urgenza assume, nel contesto attuale, la definizione di un sistema di supporto (ad oggi ancora assente) per i sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento conformi ai requisiti di efficienza

fissati dalla Direttiva 2012/27/UE e secondo le indicazioni dell'apposito Rapporto sul potenziale di tali tecnologie (articolo 15, comma 7) che dovrà essere effettuato entro il 31 dicembre 2020

In assenza di misure in tal senso, che rendano economicamente percorribili iniziative in un settore ad alta intensità di capitale, l'Italia non sarebbe in grado di sfruttare il potenziale di una tecnologia ampiamente diffusa in altri Stati membri e più volte indicata come una *best practice* nella direzione della decarbonizzazione (e di una migliore qualità dell'aria) da parte dell'UE.

Biocarburanti

Il decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 2 marzo 2018 relativo alla **Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti** prevede che sia incentivabile solo il biometano dichiarato «sostenibile», in accordo alla definizione di «sostenibilità» presente nel quadro legislativo europeo e nazionale.

La direttiva 2009/28/Ce (RED 1) ha ritenuto il biometano prodotto da rifiuti organici «sostenibile» in quanto garantisce un valore standard di risparmio delle emissioni del 73% rispetto al combustibile fossile di riferimento,

E' opportuno che il Parlamento conceda al Governo la facoltà di articolare con maggiore dettaglio le tabelle della direttiva relative ai valori standard di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dei biocarburanti,

In tale logica, appare necessario ad intervenire per adeguare e razionalizzare la normativa esistente per il biometano ed in particolare le previsioni per l'accesso al sistema di incentivazione disposto dal DM 2 marzo 2018, nello specifico prevedendo una proroga di 24 mesi della data ultima di entrata in esercizio degli impianti ammessi.

Comunità energetiche dei cittadini

La Direttiva richiama alcuni principi distintivi della CEC relativi alla partecipazione volontaria e aperta dei singoli nonché, alla finalità che riguardano soprattutto benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, anziché generare profitti finanziari.

Le Comunità dovranno anche integrarsi nei piani di razionalizzazione e uso efficiente delle reti e infrastrutture esistenti

Le CEC dovranno essere soggette ad obblighi di servizio di pubblica utilità, evitando costi aggiuntivi per i consumatori derivanti da duplicazione di rete. In tal senso, il successivo punto e) del comma 1 dell'art. 12 riguarda correttamente l'evoluzione del servizio delle reti di distribuzione sulle quali saranno insediate le Comunità EC.

Flessibilità e integrazione della GD e della domanda

Con la diffusione della mobilità elettrica, dell'autoconsumo in forma collettiva e della elettrificazione dei consumi energetici, le reti di distribuzione saranno in tempi brevi protagoniste di una vera e propria rivoluzione che richiederà nuovi investimenti in una prospettiva "*future proof*" e dunque un quadro regolatorio certo e stabile nel medio-lungo periodo.

Riteniamo che siano maturi i tempi per testare nuove soluzioni di gestione delle reti di distribuzione e assegnare al Gestore della distribuzione nuovi compiti

con la definizione di metodi di esercizio evoluti per la gestione di contingenze locali, la regolazione della tensione e la gestione del bilanciamento locale dell'energia prodotta dalla generazione distribuita e dei consumi.

Il nuovo ruolo del DSO potrà assicurare da una parte l'affidabilità delle reti e dall'altra l'efficienza e l'economicità degli interventi.

Obblighi di servizio pubblico della produzione

Il phase out dal carbone al 2025 è subordinato alla realizzazione degli “impianti sostitutivi” e delle “necessarie infrastrutture” in modo da garantire il mantenimento in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Il contesto di mercato degli ultimi anni e l’assenza di ulteriori misure, inducono i Gestori delle centrali a carbone a manifestare la volontà o a richiedere formalmente la chiusura anticipata.

Risulta necessario definire una specifica misura di supporto economico agli impianti che sono costretti a non chiudere;

- da applicare a impianti specifici: centrali escluse dalla partecipazione al meccanismo di remunerazione della capacità;
- prevedendo modalità di ristoro economico ex-post.

Terna e Ministero dello Sviluppo Economico MISE ritengono tali impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico: è stato puntualizzato che il quadro complessivo di esercizio della rete e il contributo delle centrali in questione non consentano né un ridimensionamento del loro funzionamento né la loro dismissione anticipata.

Diffusione dei sistemi di accumulo e partecipazione ai mercati

Il nostro Paese al 2030 prevede di installare 6 GW tra pompaggi idroelettrici e accumuli elettrochimici a livello centralizzato

POMPAGGI

L'attuale modello di remunerazione dei pompaggi (MGP, MI e MSD) e il capacity market non consentono lo sviluppo di nuova capacità di pompaggio: **risulta necessario**

- **un intervento correttivo che assicuri bancabilità del progetto** (certezza della remunerazione nel lungo termine).
- **prevedere l'impegno di svolgere procedure competitive per la realizzazione e la gestione di nuovi impianti di produzione idroelettrica da pompaggio.**

STORAGE ELETTROCHIMICO:

Manca ad oggi un disegno complessivo di politica industriale che consenta di inserire questa tecnologia – così come le FER – in un contesto di sviluppo ordinato.

In tale contesto sarà necessario:

- prevedere la possibilità – inter alia – di offrire servizi per il dispacciamento, diminuire le congestioni di rete e contrastare l'effetto dell'*overgeneration* e **delineare il quadro dei servizi di rete che potranno essere forniti dai sistemi di accumulo elettrochimico.**
- prevedere una **disciplina specifica per l'ottenimento dei titoli autorizzativi per l'installazione di sistemi di accumulo elettrochimico**

BACK UP

Emendamenti all'articolo 5, comma 1 del disegno di legge recante delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - Legge di delegazione europea 2019 (AS.1721)

Al comma 1, lettera h), dopo le parole *“in coerenza con le previsioni europee dell'utilizzo a cascata e con le esigenze ambientali di cui alla lettera l)”* introdurre le seguenti: ***“, nonché di ulteriori tecnologie che concorrono agli obiettivi di incremento della quota di generazione di fonti rinnovabili nei consumi energetici nazionali”***.

Al comma 1, lettera n), dopo le parole *“semplificare e stimolare il ricorso a strumenti”* aggiungere le seguenti ***“di mercato”***.

Al comma 1, dopo la lettera o), è inserita la seguente:
«o-bis) prevedere una più dettagliata articolazione dei valori standard di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa, al fine di valutare, nel pieno rispetto dei criteri e del metodo di calcolo stabiliti dall'ordinamento comunitario, la sostenibilità delle energie da fonti rinnovabili prodotte dai processi produttivi nazionali».

Grazie per l'attenzione

Utilitalia
direzionegenerale@utilitalia.it