



Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Mercato energia elettrica

Osservazioni al DCO 390/2022/R/EEL
“Orientamenti in materia di configurazioni per l’autoconsumo previste dal Decreto Legislativo 199/2021 e dal Decreto Legislativo 210/2021”

Osservazioni generali

In via prioritaria Confindustria evidenzia - ancora una volta - che con i nuovi obiettivi previsti dalla proposta di revisione della Direttiva sulle energie rinnovabili e le ulteriori integrazioni del Piano REPowerUE, la produzione di energia da fonte rinnovabile sarà portata al 45% entro il 2030. In particolare, per il settore elettrico, il nuovo obiettivo di generazione rinnovabile comporta un aumento consistente della produzione che potrebbe raggiungere e superare il 70% in alcuni Paesi, come ad esempio l'Italia.

Il vettore elettrico, asse centrale del processo di decarbonizzazione europea, è stato oggetto, a partire dal *Clean Energy Package* del 2018, di un profondo cambio di paradigma. Tale processo ha portato, *inter alia*, a promuovere e riconoscere, anche ai fini della tutela della competitività del sistema industriale, il nuovo ruolo del prosumer e della domanda di mercato, che assume una funzione pro-attiva sempre più rilevante. In questa prospettiva, infatti, il nuovo consumatore è chiamato a rafforzare la sua capacità di autoproduzione rinnovabile, giocando un ruolo strategico per le imprese industriali di medie e grandi dimensioni sottostanti al regime ETS, che vedono con il Fit-for-55 un innalzamento dei loro obiettivi di decarbonizzazione.

La magnitudo della nuova capacità di produzione rinnovabile richiede, comunque, un *framework* in grado di facilitare la creazione di assetti organizzativi abilitanti, come le *energy community*. Nel contesto italiano, ma anche in molti altri Paesi europei, la geografia industriale presenta importanti casi di distretti industriali localizzati su base territoriali caratterizzate da forti sinergie di filiera. L'art 2, lett.16 della Direttiva 2018/2001 – che riportiamo di seguito – prevede, tuttavia, una definizione limitativa con riferimento alle comunità energetiche rinnovabili, che esclude dalla compagine di *governance* le medie e grandi imprese.

(16) 'renewable energy community' means a legal entity:

(a) which, in accordance with the applicable national law, is based on open and voluntary participation, is autonomous, and is effectively controlled by shareholders or members that are located in the proximity of the renewable energy projects that are owned and developed by that legal entity;

(b) the shareholders or members of which are natural persons, SMEs or local authorities, including municipalities;

(c) the primary purpose of which is to provide environmental, economic or social community benefits for its shareholders or members or for the local areas where it operates, rather than financial profits;

Nel caso dei distretti industriali, l'estensione della partecipazione di medie e grandi imprese allo sviluppo di rinnovabili, attraverso strutture consortili in grado di gestire più adeguatamente il rischio prezzo ed il rischio controparte connesso agli investimenti negli impianti, consentirebbe di aumentare il potenziale di investimento territoriale di capacità di produzione rinnovabile. Inoltre, considerando il fabbisogno incrementale di generazione rinnovabile connessa agli obiettivi di sviluppo dell'idrogeno, permetterebbe anche di rafforzare i progetti di produzione di H₂ green che dovrebbero trovare prioritaria applicazione soprattutto nei processi industriali per la riduzione del consumo di gas naturale. Infine, l'allargamento della compagine di partecipazione volontaria modificando la lettera b) della definizione, risulterebbe comunque rispettosa dei principi di governance di cui alla lettera a) della definizione e delle finalità di cui alla lettera c).

Ciò premesso, Confindustria vede con favore l'iniziativa del Regolatore che, con il presente DCO, intende aggiornare le disposizioni ad oggi vigenti in tema di autoconsumo, alla luce degli interventi legislativi di cui al D.Lgs. 199/2021 e al D.Lgs. 210/2021. Si ricorda però che il quadro regolatorio che sarà definito da ARERA rappresenta soltanto uno dei tasselli necessari al completamento di tutto il quadro di riferimento per i nuovi sistemi energetici di utenza. È necessario, infatti, che venga emanato quanto prima il DM di competenza del MiTE che definirà gli orientamenti in materia di incentivazione, nonché un eventuale aggiornamento delle procedure tecniche del GSE che rappresentano il livello applicativo a cui spesso molti nodi verranno sciolti.

Con riferimento alle proposte di cui al documento di consultazione in esame, evidenziamo in linea generale che, al fine di permettere l'effettivo sviluppo delle CER, sarà indispensabile garantire un buon funzionamento dell'intero processo operativo - definendo procedure semplici e tempistiche certe – assicurando al contempo la massima flessibilità agli operatori in termini di organizzazione e gestione delle CER stesse.

Preme, inoltre, sottolineare come la delibera 539/2015/R/eel disponga che ARERA stabilisca i corrispettivi, i criteri e le condizioni economiche per la stipula delle convenzioni fra i gestori di rete concessionari e quelli dei sistemi di distribuzione chiusi.

Con riferimento al tema riguardante la richiesta di connessione verso il distributore per i POD appartenenti ai SDC, si suggerisce che il distributore possa valutare prioritariamente, qualora la soluzione di connessione fisica imponga tempi eccessivamente lunghi e costi gravosi, il ricorso a una connessione virtuale alla rete pubblica

Infine, in riferimento alle forme di autoconsumo virtuale dell'energia, la valutazione dell'efficacia delle misure proposte potrà essere completata solo a valle della definizione degli incentivi espliciti riconosciuti sull'energia condivisa da parte del MiTE.

Osservazioni agli spunti in consultazione.

Spunto S2

S2. Si condividono gli orientamenti prospettati in relazione all'applicabilità di quanto disposto dall'articolo 30, comma 1-bis, del decreto legislativo 199/21 e alla possibilità di scelta da parte dell'autoconsumatore individuale da fonti rinnovabili "a distanza" con linea diretta di poter accedere, in alternativa, alla regolazione prevista dal TISSPC ovvero alla regolazione prevista per le forme di autoconsumo diffuso?

Si ritiene condivisibile in linea generale la possibilità per cui un SSPC "a distanza" possa accedere ai meccanismi di incentivazione previsti per l'autoconsumo diffuso. Si ritiene dunque auspicabile che il MiTE tenga conto anche della fattispecie di autoconsumatori individuali da fonti rinnovabili "a distanza" con linea diretta nell'emanazione del decreto sui nuovi meccanismi di incentivo previsti dall'art. 8 del D.Lgs. 199/21.

Infine, si ritiene opportuno chiedere che venga esplicitata l'eventuale possibilità di switch da uno all'altro meccanismo, a parità di configurazione elettrica, nel corso della vita utile dell'impianto.

Spunto S3

S3. Quali altre considerazioni potrebbero essere svolte in materia di SDC e di modifiche da apportare al TISDC attualmente vigente? Perché?

Si rinviando eventuali osservazioni sul tema a seguito dell'adozione, da parte del Ministro della Transizione Ecologica, della procedura di autorizzazione alla stipula della sub-concessione, ai sensi dell'articolo 17, comma 7 del decreto legislativo 210/21.

In merito alla previsione che consente agli SDC esistenti la modifica del proprio ambito territoriale (cosa oggi non consentita), non si condivide la previsione che prevede in ogni caso l'applicazione della regolazione vigente per i nuovi SDC; sarebbe opportuno il mantenimento della regolazione in essere al momento della costituzione del SDC. Non si ritiene infatti che la modifica dell'ambito territoriale possa essere considerato un elemento tale da comportare la modifica del trattamento regolatorio previsto per l'intero SDC già in essere prima della pubblicazione del Dlgs. 210/2021.

Spunto S4

S4. Quali altre considerazioni potrebbero essere presentate in merito all'individuazione delle aree sottese alla medesima cabina primaria? Si ritiene che gli

orientamenti prospettati siano un valido compromesso tra le esigenze tecniche e la semplicità operativa? Perché?

In linea generale si condivide la proposta ARERA di una individuazione semplificata dell'area sottesa a ciascuna cabina primaria e si sottolinea il fatto che tale metodologia dovrebbe basarsi necessariamente su elementi statistici oltre che elettrici di stabilità della rete.

Si segnala inoltre che la definizione di “area sottesa alla medesima cabina primaria” può variare di molto a seconda che si tratti di aree metropolitane o periferiche. È pertanto auspicabile che sia adottata dall'Autorità, in coordinamento con le società di Distribuzione, una ripartizione territoriale che, pur partendo dalla centralità delle cabine primarie, tenga conto poi dell'articolazione ed organizzazione funzionale ed amministrativa del territorio stesso, sulla base di informazioni di tipo cartografico da reperire tramite fonti autorevoli e super partes, come ad esempio quelle estratte dai database ISTAT. In particolare, nelle aree periferiche ed “interne” le aggregazioni territoriali a livello di NUT III - Comuni, è auspicabile che possano essere interamente aggregate ad un'unica cabina primaria se non ve ne sono 2 sul proprio territorio, evitando frazionamenti all'interno del medesimo comune nei modelli organizzativi degli autoconsumi collettivi e CER. Nelle aree urbane lo stesso principio di omogeneità/unicità amministrativa può essere riferibile a quartieri, aree industriali, per le quali è auspicabile l'aggregazione, anche solo formale, ad un'unica cabina primaria, eventualmente tramite una definizione dei confini territoriali che eviti appunto sia sovrapposizioni che dubbi di appartenenza.

La previsione di un unico soggetto (GSE) che svolga il ruolo di aggregatore delle mappe dei distributori e le renda disponibili attraverso un'interfaccia unica, è condivisibile e consente di facilitare l'attività di interrogazione e di verifica da parte dei referenti. Nelle more della predisposizione dell'interfaccia unica da parte del GSE, dovrebbe essere prevista una fase transitoria in cui ciascun distributore metta a disposizione le mappe direttamente sul proprio sito internet.

È tuttavia, fondamentale, che per poter partire con la realizzazione delle nuove CER, la nuova regolazione definisca tempistiche massime per la pubblicazione di tali mappe da parte dei distributori. Dovrebbe essere, inoltre, previsto anche un termine entro il quale il GSE dovrà procedere all'assemblamento delle mappe dei singoli distributori.

Per quanto riguarda il processo di validazione del perimetro della CER da parte del GSE, si propone che i controlli siano svolti attraverso l'utilizzo del Sistema Informativo Integrato (SII) e del database già a disposizione dello stesso GSE (fino a che il SII non gestirà anche i dati relativi agli impianti di produzione), evitando quindi la creazione di nuovi canali di comunicazione con i distributori come ipotizzato in consultazione.

Sarà importante per i referenti avere quanto prima le informazioni in merito alla validità dei perimetri della CER da parte del GSE. Infatti, da un punto di vista operativo, i soggetti promotori delle comunità devono poter valutare a priori la composizione della comunità e,

quindi, avere la possibilità di accedere ad informazioni pubbliche che permettano di accertare l'appartenenza alla stessa cabina.

Spunto S5

S5. Quali altre considerazioni potrebbero essere presentate in merito all'individuazione dei soggetti facenti parte delle configurazioni per l'autoconsumo diffuso? Perché? Si ritengono necessarie altre precisazioni nei casi in cui viene ipotizzato un generale rimando a quanto già previsto dalla deliberazione 318/2020/R/eel o alle Regole Tecniche del GSE? Quali e perché?

Come rilevato nelle osservazioni generali, l'attuale quadro normativo esclude la partecipazione di alcune tipologie di imprese alle comunità energetiche, si rimanda pertanto alle considerazioni espresse nelle osservazioni generali.

Spunto S6

S6. Si ritiene necessario riportare ulteriori considerazioni in merito all'individuazione del soggetto referente e alle modalità con cui quest'ultimo si interfaccia con il GSE, anche alla luce dell'esperienza nel frattempo intercorsa? Perché?

Si condivide l'apertura prevista nel documento di demandare, previo mandato, il ruolo di referente anche a un soggetto terzo alla comunità energetica, dotato di competenze tecniche specifiche e requisiti di professionalità (si potrebbe trattare, ad esempio, di un Esperto in Gestione dell'Energia).

Con riferimento alle interlocuzioni fra referente e GSE evidenziamo la necessità che lo scambio di dati/informazioni tra tali soggetti avvenga secondo modalità automatizzate ed informatizzate (perconsentire anche l'invio massivo dei dati).

Spunto S7

S7. Quali ulteriori considerazioni potrebbero essere presentate ai fini della quantificazione dell'energia elettrica autoconsumata su base oraria? Si condivide la proposta semplificata riportata nel caso di sistemi di accumulo? Perché?

Si condivide la proposta semplificata in casi di accumulo, proponendo altresì che la quantificazione dell'energia autoconsumata sia definita sulla base dei dati forniti dagli operatori oppure da RSE o Ispra per le diverse tecnologie e potenze, sulla base di oggettivi riscontri sperimentali e non delegata alla discrezionalità del GSE.

Spunto S8

S8. Quali ulteriori considerazioni potrebbero essere presentate ai fini della ripartizione dell'energia elettrica autoconsumata per ciascun impianto di produzione afferente alla configurazione? Perché?

Come evidenziato nelle osservazioni generali è necessario assicurare la massima flessibilità agli operatori in termini di organizzazione e gestione delle Comunità Energetiche Rinnovabili.

Spunto S9

S9. Quali ulteriori considerazioni potrebbero essere presentate ai fini della valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata? Perché?

In termini di incentivo alle forme aggregative di autoconsumo collettivo si propone che il valore più elevato della componente variabile della tariffa di distribuzione definita per le utenze e per altri usi in bassa tensione – BTAU, sia applicato non solo alla parte di energia autoconsumata oraria imputabile agli impianti di produzione ubicati nell'edificio o condominio a cui è riferito il gruppo, ma in generale agli autoconsumi orari imputabili a tutti gli impianti di produzione allacciati in bassa, nel limite della contemporaneità di consumo di utenti in bassa tensione, estendendo questo beneficio sia agli autoconsumi collettivi di impianti non presso l'edificio di consumo, che alle Comunità Energetiche Rinnovabili. Questo per riconoscere comunque un *plus* di contributo alla stabilizzazione delle reti di bassa tensione. Pertanto, in riferimento al punto 4.62 si propone che nelle CER il contributo sulla componente tariffaria BTAU sia riconosciuto alle CER (ed agli autoconsumatori collettivi) in riferimento all'autoconsumo istantaneo dell'energia prodotta da impianti FER immessi in bassa tensione e consumata in bassa tensione.

Si evidenzia, infine, l'apparente vuoto normativo relativo alla produzione di energia elettrica da recupero calore - tipicamente da processo industriale finalizzato all'autoconsumo, ad esempio con tecnologia ORC (Organic Rankine Cycle) – che non rientra nella classificazione di FER né di CAR benché altrettanto virtuoso, e che andrebbe classificato come “cliente attivo”.

Spunto S10

S10. Si ritiene che debbano essere rappresentati altri aspetti afferenti all'applicazione degli strumenti incentivanti, per quanto di competenza dell'Autorità? Quali e perché?

Il D.Lgs. 199/2021 è entrato in vigore il 15 dicembre 2021 e non il 16 dicembre 2021, pertanto non si comprende perché al punto 4.68 si indichi la data del 16 dicembre 2021, in quanto dovrebbero essere considerati nuovi gli impianti entrati in esercizio dalla data di entrata in vigore della norma e non dal giorno dopo, così come sono da considerare esistenti gli impianti entrati in esercizio prima dell'entrata in vigore della norma, quindi prima delle ore 24.00 del 14 dicembre 2021.

Al punto 4.69 si richiede che ARERA, per la definizione delle “potenze” faccia esplicito riferimento per gli impianti eolici e idroelettrici alla definizione completa riportata nel DM 23 giugno 2016 art. 2 comma 1 lettera p) riportante integralmente la definizione e le eccezioni, e per gli impianti fotovoltaici alla definizione di cui al DM 04 Luglio 2019 art. 2 comma 1 lettera b). Preme evidenziare in particolare l'eccezione, ormai consolidata, che nel caso di impianti idroelettrici, la potenza di un impianto” è *definita come la “potenza nominale di concessione di derivazione d'acqua”* e non già la potenza apparente dei generatori moltiplicata per il fattore di potenza nominale riportati sulla targa dei generatori.

Poiché si presume che tale definizione e le relative eccezioni siano mantenute nei decreti attuativi ministeriali, è opportuno che ARERA non espliciti tale definizione nei propri documenti o determinazioni, al fine di evitare conflitti di competenza, ovvero contribuire ad ingenerare regimi differenziati tra norme applicate agli autoconsumi collettivi e CER rispetto ad altri incentivi.

Spunto S11

S11. Si ritengono necessarie ulteriori precisazioni o disposizioni in merito alla messa a disposizione dei dati che rilevano ai fini della determinazione e della valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata? Quali e perché?

Riteniamo necessario evidenziare due aspetti: innanzitutto, l'importanza della tempestività di messa a disposizione delle misure dei punti di prelievo e immissione coinvolti nel calcolo dell'autoconsumo da parte dei distributori al GSE e della conseguente tempestività di pubblicazione della quantificazione delle spettanze degli utenti; in secondo luogo, la necessità di prevedere, in mancanza dei dati di misura per alcuni o tutti i punti di prelievo e immissione rilevanti per il calcolo, la quantificazione in acconto mediante meccanismi di stima dei pagamenti per le relative competenze, evitando così di posticipare eccessivamente l'erogazione del pagamento rispetto alla relativa competenza.

Infine, si ritiene che per agevolare la trasmissione dei dati che rilevano ai fini della determinazione e valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata, sarebbe opportuno attribuire al SII la competenza nel mettere a disposizione tali dati al GSE e alle singole comunità energetiche al fine di rendere il sistema più rapido ed efficace.

Spunto S12

S12. Quali altre considerazioni potrebbero essere presentate in merito allo scomputo in bolletta dell'energia elettrica autoconsumata? Perché?

Come espresso dalla stessa ARERA, lo scorporo in termini fisici della quota di energia condivisa (cioè dei kWh), rappresenta una soluzione non percorribile considerate le rilevanti complessità gestionali che ne deriverebbero per i venditori e la minore flessibilità di gestione della CER per il referente. Lo schema semplificato proposto in consultazione rappresenta una soluzione ragionevole; tuttavia, devono essere definite nel dettaglio le procedure operative e le modalità di scambio delle informazioni tra tutti gli attori coinvolti (referente, cliente, società di vendita, SII) nonché i tempi entro i quali gli operatori dovranno modificare i propri sistemi informativi. Per tale ragione, il meccanismo potrà essere introdotto solo in una fase successiva rispetto all'avvio della nuova regolazione; fase in cui sarà necessario un confronto più specifico tramite un'ulteriore consultazione.

Allo stato attuale non si ritiene possibile valutare l'onerosità degli sviluppi sui Sistemi poiché questi potranno essere quantificati soltanto dopo una consultazione sul tema e l'emissione di apposite Specifiche Tecniche da parte del SII e provvedimenti da parte di ARERA.

Spunto S13

S13. Si ritiene preferibile consentire, per un periodo di tempo limitato, la coesistenza delle due discipline come sopra richiamato, oppure prevedere che il TIAD diventi operativo solo a seguito dell'entrata in vigore del nuovo decreto ministeriale di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 199/21? Perché?

Si evidenzia la necessità che la nuova regolazione entri in vigore quanto prima, almeno relativamente alle mappe, per consentire ai distributori e al GSE di rendere il sistema già operativo al momento della pubblicazione dell'incentivo MiTE; tuttavia, per garantire comunque un'accelerazione allo sviluppo dei nuovi modelli di autoconsumo collettivo e CER, potrebbe rivelarsi utile far coesistere nelle more le due discipline.