

**Osservazioni e proposte di Sorgenia S.p.A.**

al documento di consultazione ARERA 390/2022/R/eel

**ORIENTAMENTI IN MATERIA DI CONFIGURAZIONI PER L'AUTOCONSUMO PREVISTE DAL DECRETO  
LEGISLATIVO 199/21 E DAL DECRETO LEGISLATIVO 210/21**



MILANO, 23 settembre 2022.

Il presente documento contiene le osservazioni di **Sorgenia** al documento di consultazione dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) 390/2022/R/eel – *Orientamenti in materia di configurazioni per l'autoconsumo previste dal decreto legislativo 199/21 e dal decreto legislativo 210/21 (DCO)*.

## **Premessa**

Il raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica ha tra i suoi pilastri la sempre maggiore penetrazione delle rinnovabili sui consumi finali, fissata al 55% nel 2030 e costantemente rivista al rialzo negli ultimi anni. Il raggiungimento di tale traguardo è reso ancora più necessario dal recente aumento dei costi delle fonti fossili per la generazione di energia elettrica.

Sorgenia condivide la necessità di portare avanti progetti in linea con il percorso di transizione energetica definito a livello nazionale ed europeo con riferimento all'offerta di servizi integrati per la realizzazione e l'eventuale successiva gestione di impianti alimentati da fonti rinnovabili e di interventi di risparmio energetico.

L'accresciuto interesse degli ultimi anni verso nuove forme di produzione di energia rinnovabile - c.d. autoconsumo diffuso – ha consentito di coinvolgere all'interno della sfida della decarbonizzazione il maggior numero possibile di attori sociali. La prossimità dell'installazione degli impianti ai consumatori da maggior valore all'energia elettrica rinnovabile condivisa in presenza di prezzi di mercato molto volatili, permettendo una riduzione significativa dei loro costi di approvvigionamento. Il coinvolgimento dei clienti finali all'interno delle configurazioni di autoconsumo, congiuntamente al raggiungimento di maggiori benefici economici in una situazione di massimizzazione dell'energia condivisa, potrà stimolare comportamenti virtuosi portando ad una maggiore conoscenza delle dinamiche relative alla produzione, al consumo e alla vendita di energia elettrica.

Nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, è prevista l'installazione di 2 GW di nuova capacità FER da parte di comunità energetiche e autoconsumatori collettivi entro dicembre 2025. Per il raggiungimento di tale obiettivo sono stati stanziati 2,2 miliardi di euro, di cui 1,6 miliardi dedicati alle comunità di energia rinnovabile (CER). Se tale obiettivo venisse portato a compimento, si stima che nel 2025 vi saranno circa 40.000 Comunità energetiche rinnovabili attive in Italia.

Tuttavia, i dati relativi allo sviluppo delle CER non sono molto confortanti. Nel primo semestre 2022 in Italia sono presenti 26 progetti di Comunità Energetiche e, di questi, solamente 5 sono effettivamente attivi sul territorio.

In questo contesto, ribadiamo la fondamentale importanza delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) e delle altre forme di autoconsumo nella trasformazione delle modalità di produzione di energia elettrica tramite fonti rinnovabili, nonché nella mutazione di principi e stili di consumo. Ringraziando l'Autorità di Regolazione Energia Reti e Ambiente (ARERA) per l'opportunità di confronto, con l'obiettivo di dare nuova linfa allo sviluppo delle CER, condividiamo quelle che riteniamo le principali criticità che hanno caratterizzato la finalizzazione di nuove CER:

- a. L'attuale schema regolatorio prevede la possibilità che soggetti terzi finanzino nuovi impianti rinnovabili, la cui produzione è resa disponibile per la configurazione di una CER. Per favorire gli investimenti è necessario che per l'investitore (anche ad esempio una società energetica) sia chiaro il meccanismo dei ricavi che consentono il ritorno dell'investimento. Per questo motivo riteniamo necessario creare i presupposti affinché l'investitore possa gestire direttamente i flussi di pagamento per l'energia immessa in rete e per quella condivisa dalla CER;
- b. Nel corso della prima fase pilota (come definita dall'articolo 42-bis del Decreto-legge 162/2019) sono state riscontrate numerose difficoltà operative ed amministrative nella costituzione di una CER. In questo contesto, si ritiene sia opportuno il contributo da parte di soggetti con adeguate competenze,

tali da supportare i membri ed il Referente di una CER per la costituzione/abilitazione della medesima, nonché nella gestione operativa della stessa. Tali soggetti potrebbero essere definiti con il termine “Referente Tecnico”;

Riteniamo che il presente Documento per la consultazione si muova nella giusta direzione al fine di promuovere il costante sviluppo delle configurazioni di autoconsumo diffuso in esso rappresentate. In particolare, apprezziamo l'accoglimento da parte dell'Autorità delle richieste formulate dagli operatori con riferimento alla possibilità di delega, da parte della Comunità ad un soggetto terzo tramite mandato. Ci auspichiamo che tale mandato sia definito da un modello standard, esplicito in relazione alla sua durata e alle condizioni di rinnovo e che questo possa prevedere anche solo la delega alla gestione operativa della comunità.

\*\*\*

In ottica di fattiva collaborazione si riportano qui sotto le risposte ai singoli quesiti di consultazione.

#### **Risposte agli spunti di consultazione**

##### **S.1: Quali altre considerazioni potrebbero essere presentate in merito all'individuazione delle diverse configurazioni di autoconsumo individuale e alle conseguenti modifiche da apportare al TISSPC?**

Nessuna osservazione.

##### **S.2: 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?**

Nessuna osservazione.

##### **S.3: Quali altre considerazioni potrebbero essere svolte in materia di SDC e di modifiche da apportare al TISDC attualmente vigente? Perché?**

Nessuna osservazione.

##### **S.4: 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?**

Riteniamo condivisibile quanto prospettato dall'Autorità in tema di individuazione delle aree sottese alla medesima cabina primaria. La semplicità nell'identificazione di tali aree da parte delle imprese distributrici, tenendo in considerazione lo sviluppo prospettico delle reti di loro proprietà, è un elemento fondamentale per favorire un corretto sviluppo delle forme di autoconsumo diffuso.

Oltre alla messa a disposizione delle aree semplificate al GSE, per la successiva pubblicazione in un'unica interfaccia che rappresenti i *layer* georeferenziati di tutte le imprese distributrici presenti sul territorio nazionale, nel caso delle comunità energetiche, si ritiene inoltre necessario implementare la possibilità per il gestore operativo di verificare l'appartenenza dei singoli POD, anche in maniera massiva, ad una specifica cabina primaria.

Riteniamo infine che l'aggiornamento delle mappe possa essere effettuato con frequenza maggiore rispetto ai 2 anni previsti all'interno del documento di consultazione.

##### **S.5: 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?**

Nell'ambito della disciplina transitoria in essere le Regole Tecniche del GSE hanno precisato che, nel caso di imprese private, la partecipazione alla CER è esclusa per i seguenti codici ATECO: 35.11.00 (produzione di energia elettrica) e 35.14.00 (commercio di energia elettrica). Il GSE ha inoltre previsto che la comunità deve essere proprietaria ovvero avere la piena disponibilità degli impianti di produzione appartenenti alla configurazione sulla base di un titolo giuridico.

Si propone di rimuovere tale requisito, ferma restando la necessità che la partecipazione alla CER non rappresenti essa stessa la principale attività d'impresa del soggetto partecipante, e di prevedere la possibilità per le imprese energetiche di partecipare esclusivamente in qualità di Referente Tecnico.

Inoltre, si auspica che in considerazione dell'art. 31, c. 1, lett d) del Dlgs. 199/2021 "la partecipazione alle comunità energetiche rinnovabili è aperta a tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili, fermo restando che l'esercizio dei poteri di controllo è detenuto dai soggetti aventi le caratteristiche di cui alla lettera b)" le grandi imprese possano partecipare come membri di una CER.

**S.6: 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?**

Riteniamo opportuno riconoscere un soggetto, definito per esempio "Referente Tecnico" come anticipato nella premessa al punto b., il quale possa essere delegato, per effetto di un apposito mandato, ad occuparsi della gestione tecnico/operativa/amministrativa della Comunità.

Si ritiene che le caratteristiche di tale mandato debbano essere definite in maniera standardizzata direttamente dall'ARERA (o dal GSE) al fine di evitare trattamenti differenti all'interno delle future comunità energetiche.

**S.7: 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 ritiene opportuno, laddove la tecnologia lo consenta, lo sviluppo di algoritmi che abilitino la misura puntuale degli autoconsumi in caso di presenza di sistemi di accumulo, evitando modalità di calcolo soggette a stime di rendimento medio.

**S.8: Quali ulteriori considerazioni potrebbero essere presentate ai fini delle ripartizioni dell'energia elettrica autoconsumata per ciascun impianto di produzione afferente alle configurazioni? Perché?**

Non riteniamo necessario alcun tipo d'intervento dell'Autorità su questo punto e di lasciare la definizione delle modalità di funzionamento e di ripartizione dell'energia elettrica autoconsumata alle configurazioni di autoconsumo diffuso stesse.

Laddove quanto previsto al precedente paragrafo non fosse praticabile, riteniamo che l'energia elettrica autoconsumata per ciascun impianto di produzione afferente alle configurazioni sia ripartita in funzione dell'energia immessa in rete.

**S.9: Quali ulteriori considerazioni potrebbero essere presentate ai fini della valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata? Perché?**

Nel documento per la consultazione l'Autorità propone che la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata oraria possa essere posta convenzionalmente pari alla tariffa più alta di trasmissione applicata ai clienti finali connessi alle reti di distribuzione (7,78 €/MWh). Da questa valorizzazione rimarrebbe

escluso il valore della componente variabile della tariffa di distribuzione con la motivazione che la valorizzazione dell'autoconsumo per le comunità non è più limitata alla sola area sottesa alla medesima cabina secondaria.

Non riteniamo condivisibile la suddetta previsione in quanto la comunità energetica insiste sulla rete di distribuzione e, sebbene sia stato previsto l'allargamento del perimetro alla cabina primaria, i POD della comunità sottostanno sempre alla medesima configurazione prevista durante il periodo transitorio.

**S.10: Si ritiene che debbano essere rappresentati altri aspetti afferenti all'applicazione degli strumenti incentivanti, per quanto di competenza dell'Autorità? Quali e perché?**

Si porta all'attenzione dell'Autorità che l'attuale incremento dei prezzi energetici riduce il peso, in termini percentuali, dello sconto relativo all'energia elettrica autoconsumata sul totale della bolletta. In questo contesto, l'inserimento di un incentivo direttamente connesso all'andamento dei prezzi energetici contribuirebbe ad avvalorare le configurazioni di autoconsumo diffuso.

**S.11: 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?**

Si condivide in linea di principio la previsione della delibera 318/2020/R/eel per cui sia lo stesso GSE a erogare al referente la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata e gli incentivi previsti dal futuro decreto MiTE.

Con riferimento ai dati da rendere disponibili si ritiene necessario un dettaglio a livello di singolo POD dei seguenti valori: l'energia che va a definire l'incentivo MiTE, l'energia che rientra nella valorizzazione prevista dall'ARERA e il livello di dettaglio orario dei dati di prelievo e immissione dalla/nella rete.

**S.12: Quali altre considerazioni potrebbero essere presentate in merito allo scomputo in bolletta dell'energia elettrica autoconsumata? Perché?**

Nella suddetta previsione dell'Autorità si ravvede una criticità di tipo operativo per il referente, anche qualora quest'ultimo fosse una società competente del settore energetico.

Sarebbe opportuno evitare ogni tipo di calcolo a carico dei venditori: si propone di riportare in bolletta i dati comunicati da GSE/SII senza alcuna ulteriore elaborazione o transcodifica in carico al venditore (ad esempio solo l'importo da compensare in euro, senza riportare ulteriori informazioni quantitative sui consumi). Per evitare problematiche connesse alla gestione tecnica dei flussi si ritiene opportuno semplificare al massimo le informazioni da comunicare al cliente finale. Inoltre, non trattandosi di uno scorporo in termini di kWh ma di uno sconto monetario, non si ritiene opportuno l'inserimento in fattura di informazioni di dettaglio relative allo sconto di cui il venditore non è a diretta conoscenza.

Un ulteriore elemento di difficoltà è la comunicazione tra operatori privati in possesso di sistemi informatici e procedure di fatturazione diverse tra loro.

Inoltre, il soggetto investitore, come riportato al punto a. delle premesse, potrebbe essere remunerato anche solo in parte tramite quota parte degli incentivi, e, pertanto potrebbe diventare oneroso in termini gestionali per la comunità e per gli operatori riportare in bolletta per singolo membro della comunità il reale corrispettivo dell'incentivo nella titolarità del singolo membro.

Ad oggi non è comunque ancora possibile effettuare una valutazione dei costi degli sviluppi sui Sistemi informatici poiché le Specifiche Tecniche del SII in cui vengono definiti le modalità di implementazione non sono ancora disponibili.

**S.13: Si ritiene preferibile consentire, per un periodo limitato di tempo, 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?**

È auspicabile un periodo transitorio in cui i due modelli coesistano al fine di evitare discontinuità tra un periodo e l'altro e consentire un coerente e continuativo sviluppo dei modelli di autoconsumo diffuso.

Inoltre, si ritiene opportuno che il principio di estensione della cabina primaria venga applicato anche alle comunità energetiche costituite prima dell'attuazione del Decreto Legislativo 199/2021.