



Orientamenti in materia di configurazioni per l'autoconsumo previste dal decreto legislativo 199/2021 e dal decreto legislativo 210/2021.

Documento di consultazione ARERA 390/2022/R/eel del 02 agosto 2022

Osservazioni di Eni S.p.A. e Eni Plenitude S.p.A. Società Benefit

23/09/2022

Osservazioni generali

In generale, si condivide l'iniziativa dell'Autorità di procedere all'aggiornamento del Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSPC) e del Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC), nonché all'innovazione della regolazione attualmente vigente per la valorizzazione dell'autoconsumo, alla luce degli interventi legislativi di cui al D.lgs. 199/2021 e al D.lgs. 210/2021.

D'altra parte, si auspica sia emesso quanto prima l'atteso Decreto del Ministero della Transizione Ecologica sull'aggiornamento del quadro di incentivazione dell'energia condivisa negli assetti di autoconsumo collettivo e Comunità Energetiche Rinnovabili, al fine di permettere il rilancio del settore.

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:

- a) chiarire i requisiti per la partecipazione alle CER da parte delle imprese, intervenendo in particolare sui requisiti di codice ATECO fissati dal GSE che, ad oggi, precludono alle imprese del settore energetico la partecipazione a una CER. Tale requisito risulta infatti eccessivamente restrittivo rispetto al disposto della norma primaria e limita significativamente lo sviluppo delle CER stesse. Si auspica la rimozione di tale requisito, ferma restando la necessità che la partecipazione alla CER non rappresenti essa stessa la principale attività d'impresa del soggetto partecipante;
- b) 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.

Con riferimento alla gestione dei sistemi di autoconsumo, un tema rilevante riguarda l'utilizzo degli stessi al fine di garantire l'erogazione del servizio di connessione alla rete pubblica (c.d. "connessione virtuale"). Riguardo a questo aspetto segnaliamo l'urgenza di completare il quadro regolatorio vigente: in base a quanto previsto dall'art. 5 del DM 10 dicembre 2010 è necessario che ARERA stabilisca i corrispettivi, i criteri e le condizioni economiche per la stipula delle convenzioni fra le imprese distributrici e di trasmissione in concessione e i gestori di reti e linee elettriche private per l'utilizzo di tali reti per l'erogazione del servizio di connessione.

Infine, con riferimento al tema riguardante la richiesta di connessione virtuale o connessione fisica verso il distributore, si segnala la necessità, qualora la soluzione fisica imponga tempi

eccessivamente lunghi e costi gravosi, di rendere strutturale la possibilità di connettere virtualmente utenze alla rete pubblica, senza così gravare gestore di rete e clienti finali di ulteriori costi.

Osservazioni puntuali

S1. Quali altre considerazioni potrebbero essere presentate in merito all'individuazione delle diverse configurazioni di autoconsumo individuale e alle conseguenti modifiche da apportare al TISSPC?

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?

Riteniamo 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, alla stregua dell'interpretazione fornita da ARERA nel presente Documento di consultazione, 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.

In sostanza, l'unità di produzione e l'unità di consumo dovrebbero essere considerate virtualmente un unico POD: se il POD non fa parte della comunità energetica ha i vantaggi dell'autoconsumo, se fa parte di una comunità energetica l'energia immessa e prelevata dal POD virtuale deve poter accedere al meccanismo di incentivazione dell'energia autoconsumata previsto per l'autoconsumo diffuso, perché concorre a determinarlo.

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

Riteniamo di fondamentale importanza sottolineare la necessità che le modifiche apportate al TISDC attualmente vigente non vadano a modificare e compromettere gli impianti e gli assetti industriali già in essere.

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 ritiene altresì necessario segnalare 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.

Inoltre, si auspica che vengano stabilite delle tempistiche massime per la pubblicazione delle *"mappe convenzionali"*, da parte dei distributori (sui propri siti almeno per una fase transitoria) al fine di agevolare ulteriormente lo sviluppo e la semplicità di individuazione delle utenze aggregabili in una configurazione di autoconsumo diffuso. Dovrebbe essere, inoltre, previsto anche un termine entro il quale il GSE dovrà procedere all'assemblamento delle mappe dei singoli distributori. **Si sottolinea infatti come la mancanza di informazioni puntuali sulla definizione delle aree sottese alle cabine primarie stia costituendo un freno molto significativo per lo sviluppo delle prime iniziative di CER.**

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 dei 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.

Inoltre, indipendentemente dalle modalità operative che verranno adottate, dovranno essere garantite informazioni dettagliate in tempi rapidi (ore) e prima della costituzione della comunità energetica stessa.

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.

Nelle ipotesi in cui tale modalità non assicura un risultato certo ovvero necessiti di una richiesta formale di verifica da parte di un soggetto istituzionale (quale può essere il GSE), è necessario che:

- 1) la risposta sia fornita in tempi brevi evitando ulteriori passaggi verso i distributori;
- 2) sia fornita una risposta specifica che consenta di identificare la cabina primaria per ciascun POD della configurazione richiesta;
- 3) la richiesta di informazioni non deve necessariamente provenire dal referente. Ed infatti, ai fini della costituzione della comunità energetica e conseguente nomina del relativo referente, è necessario conoscere preventivamente se i soggetti costituenti la comunità possano effettivamente farvene parte. Pertanto, l'interlocuzione con il GSE deve necessariamente avvenire in una fase antecedente la costituzione della CER e nomina del relativo referente.

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, si ritiene opportuno precisare che l'attuale quadro normativo esclude la partecipazione di alcune tipologie di imprese alle comunità energetiche, con ciò disincentivando tali soggetti nella promozione del modello di autoconsumo condiviso.

Come noto, infatti, per quanto riguarda l'ambito soggettivo, l'art. 42-bis del Decreto-legge 162/2019 prevede che gli azionisti o membri delle comunità energetiche siano persone fisiche, piccole e medie imprese, enti territoriali o autorità locali, ed inoltre dispone che la partecipazione alla comunità non debba costituire l'attività commerciale e industriale principale.

Parzialmente diverso l'art. 31 del D.lgs. 199/2021 che definisce la comunità quale soggetto di diritto autonomo, in cui la qualifica di persone fisiche, piccole e medie imprese, enti territoriali e autorità locali rileva ai soli fini dell'esercizio dei poteri di controllo all'interno della comunità stessa. Per quanto riguarda le imprese, si ribadisce che la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l'attività commerciale e industriale principale.

Sul punto, nell'ambito della disciplina transitoria in essere, in attesa dei provvedimenti attuativi del decreto legislativo citato, 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.

Tale requisito risulta infatti eccessivamente restrittivo rispetto al disposto della norma primaria, che non pone invece specifici limiti alla partecipazione alle CER da parte delle imprese, fatto salvo il rispetto del requisito dei poteri di controllo destinati alle sole PMI previsto per le nuove configurazioni. Si propone quindi di rimuovere tale requisito, o in subordine di vincolarlo al codice primario e non secondario, ferma restando la necessità che la partecipazione alla CER non rappresenti essa stessa la principale attività d'impresa del soggetto partecipante. Per attestare il rispetto della condizione, il referente della configurazione potrebbe presentare una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà resa ai sensi dell'art. 47 D.P.R. 445 2000, controfirmata dagli iscritti, che attesti che la partecipazione alla comunità energetica o alla configurazione di autoconsumo collettivo non costituisce l'attività commerciale e industriale principale dei suoi membri.

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 il ruolo di referente anche a un soggetto terzo alla comunità energetica, previo mandato.

Tuttavia, si precisa che nella fase iniziale di costituzione della comunità non si ritiene che siano i referenti della CER a doversi interfacciare con il GSE per identificare le aree sottese alla medesima cabina primaria. Ed infatti, tali informazioni sono richieste proprio ai fini della costituzione della comunità, dovendosi acquisire preventivamente i dati relativi ai codici POD che si intendono inserire nella configurazione. Pertanto, durante tale fase interlocutoria non risulta ancora costituita la comunità né individuato un soggetto referente.

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 (esempio interfacce *Application Programming Interface* - API), tali da consentire anche l'invio massivo di dati (e non caricamenti manuali).

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?

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

Premesso che, come precisato nel Documento di Consultazione in esame, spetta al Ministro della Transizione Ecologica disciplinare, con apposito decreto, la definizione ed assegnazione degli incentivi, non si ritiene opportuna alcuna regolamentazione da parte di ARERA, anche per quanto riguarda l'ipotesi di ripartizione in funzione della data crescente di entrata in esercizio degli impianti di produzione. Ciò rischierebbe infatti di disincentivare la progressiva espansione della base di produzione con nuovi impianti e nuovi consumatori.

Sul punto, preme sottolineare che, sia per gli autoconsumi collettivi, che per le Comunità Energetiche Rinnovabili, trattandosi di aggregazioni libere ed autonome, queste devono poter autoregolamentare le proprie modalità di funzionamento, i modelli e le regole di riparto degli incentivi associati all'autoconsumo. Il venir meno di questa autonomia attraverso una regolamentazione generalizzata da parte dell'Autorità rischia di compromettere la libera concorrenza del mercato.

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

In riferimento al punto 4.62 si propone che nelle CER il contributo sulla componente tariffaria BTAU sia riconosciuto alle comunità (ed agli autoconsumatori collettivi) in riferimento all'autoconsumo istantaneo dell'energia prodotta da impianti FER immessi in bassa tensione e consumata in bassa tensione.

Inoltre, si osserva che l'aggiornamento al rialzo dell'incentivo di 100/110 €/MWh condivisi limiterebbe lo *spread* tra valore dell'autoconsumo reale (pari al costo evitato di acquisto) e l'incentivo (fisso). Maggiore sarà questo spread minore sarà l'interesse di chi vuole realizzare impianti fotovoltaici nel sovradimensionare l'impianto per entrare a far parte di una CER.

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

Considerato che, come previsto dal DM 23 giugno 2016, art. 2 ,comma 1, lett. p) nonché dal Documento di Consultazione in esame, la potenza fino a 1 MW degli impianti alimentati da fonti rinnovabile è deve intendersi quale potenza "*nominale*", può essere utile esplicitare che è possibile realizzare impianti anche se superiori ad 1 MW di potenza nominale purché l'energia di ciascun impianto, utilizzata per il calcolo dell'energia condivisa o per l'autoconsumo collettivo, non ecceda la potenza di 1 MW per ogni ora per ogni impianto. Tale precisazione consentirebbe di evitare che interpretazioni letterali del termine potenza "*nominale*" vadano ad escludere dalla comunità ogni impianto di potenza superiore a 1 MW.

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?

Si ritiene 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.

Da ultimo, al fine di 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.

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

Sulla proposta, sebbene l'art. 32, comma 3, lett. c) del Dlgs. 199/2021 demandi ad ARERA l'individuazione delle "modalità con le quali i clienti domestici possono richiedere alle rispettive società di vendita, in via opzionale, lo scorporo in bolletta della quota di energia condivisa", sarebbe auspicabile la promozione anche da parte di ARERA di soluzioni alternative alla bolletta per rendere disponibile l'informazione, senza il coinvolgimento del venditore.

In particolare, si ritiene che, ove anche non si proceda con uno scorporo in senso fisico del termine (cioè in termini di kWh), ma con l'erogazione al venditore della quota spettante a ciascun cliente, si andrebbe comunque incontro a difficoltà di gestione del modello con rilevanti impatti sui costi del sistema.

Impatti evitabili laddove il GSE provveda ad erogare tali incentivi direttamente alla comunità energetica lasciando a quest'ultima **autonomia di gestione nel calcolo** (anche avvalendosi di algoritmi di ripartizione del valore generato dalle CER sviluppati da esperti del settore) **e nella ripartizione degli incentivi**.

Nel modello proposto il GSE dovrebbe relazionarsi non solo con una molteplicità di referenti, e relative informazioni, ma potenzialmente con tutti i venditori; dovrebbero inoltre essere definite (come peraltro indicato anche nel DCO in esame) modalità per permettere, da un lato, a tutte le altre società di vendita che dovessero subentrare a seguito di un cambio di fornitore di avere l'informazione circa la specificità di tali clienti, nonché al GSE di avere tempestiva e

aggiornata informazione della società di vendita, controparte commerciale di tali clienti. Inoltre, anche le informazioni relative alle variazioni strutturali all'interno della CER (es. voltura contrattuale con subentro di un nuovo cliente sul POD incluso nella CER) dovrebbero essere gestite (anziché in autonomia dalla CER) dal GSE per dare le corrette indicazioni ai venditori.

Ulteriore elemento di complessità può essere rappresentato dall'applicazione del modello solo ai clienti domestici, e alla possibilità anche all'interno di tale cluster di scegliere se richiedere lo scorporo (anche in caso di non adesione di tutti i partecipanti alla CER alla richiesta, il GSE dovrebbe acquisire informazioni, per il tramite del referente, da tutti i componenti della CER, con relative liberatorie). **Il GSE si troverebbe a dover implementare un tale modello anche a fronte di un singolo cliente, con un inevitabile aumento dei costi del sistema.** Nel merito, come noto, per poter calcolare l'energia condivisa occorre conoscere la somma delle immissioni e la somma dei prelievi. Finché quest'ultima è inferiore all'immissione, l'energia condivisa è pari al consumo. Laddove i prelievi superano l'immissione, occorre applicare un meccanismo pro quota di ripartizione dell'incentivo, peraltro regolato da accordi di diritto privato fra i partecipanti alla CER. Il GSE dovrebbe implementare quindi un complesso meccanismo, e si ritiene che i tempi di sviluppo di tali algoritmi **a cura di un unico soggetto che dovrà operare tenendo conto delle regole comunicate da ciascun referente di ciascuna CER** potrebbero procrastinare ulteriormente l'avvio della disciplina definitiva delle CER, se non addirittura avere impatti sulla possibilità di accedere ai fondi previsti dal PNRR per scadenza dei termini. Allo stesso modo il SII dovrebbe implementare nuovi processi di condivisione dei dati con il GSE in modo tempestivo. Per stessa considerazione di ARERA, che si condivide, *“una siffatta architettura, per quanto si ritenga essere la più semplice possibile per dare attuazione all'articolo 32, comma 3, lettera c), del decreto legislativo 199/21, potrebbe comunque richiedere diversi mesi prima di poter essere implementata e, pertanto, non potrà essere disponibile fin dall'avvio della regolazione qui prospettata”*.

Il meccanismo, oltre a dilatare i tempi di sviluppo delle configurazioni in oggetto, aumenterebbe i costi in capo al GSE, che si riverserebbero sul sistema, per la complessità di gestione alimentata dalla molteplicità di interlocutori, con un duplice rischio: incentivare la CER ad avere un unico fornitore (con effetto di limitare la concorrenza), e indurre i venditori a rinunciare ai clienti che fanno parte di queste configurazioni, per non sostenere il rischio di ulteriori costi, per un servizio reso senza modalità di ristoro. Infatti, oltre ai costi di implementazione, al momento non valutabili, ma presenti sia nel caso fosse il SII a veicolare le informazioni sia nel caso le società di vendita debbano interfacciarsi con il GSE, si evidenziano i costi di gestione di tali clienti. Nel caso di reclami non si ritiene proponibile che le società di vendita si interfaccino con i singoli referenti; non si comprende inoltre la necessità di trasferire il contatto del proprio referente ai clienti, partecipanti a una CER, dato che dovrebbe essere noto. La gestione del reclamo avrebbe comunque un costo e potrebbe determinare un rischio credito laddove in virtù del reclamo il cliente non pagasse l'intero importo della bolletta.

Laddove il modello fosse implementato, **in nessun caso il venditore dovrà trovarsi ad anticipare un importo ai clienti, e dovrà ricevere simultaneamente alle informazioni per il cliente anche le somme da erogare.** In questa denegata ipotesi, dovranno essere definite nel dettaglio le procedure operative e le modalità di scambio delle informazioni tra tutti gli attori coinvolti (referente, cliente, società di vendita, GSE, 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 avviando un confronto più specifico tramite un'ulteriore consultazione. Allo stato attuale non si ritiene possibile quindi 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 o Specifiche tecniche del GSE e provvedimenti da parte di ARERA (layout bolletta 2.0).

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?