

**Oggetto: Osservazioni al documento di consultazione 390/2022 di ARERA (di seguito "DCO") in relazione agli orientamenti in materia di configurazioni per l'autoconsumo previste dal Decreto legislativo 210/2021**

Spettabile ARERA,

la presente da parte di Italia Solare associazione per la promozione dell'uso di fonti rinnovabili con più di 1000 soci sul territorio nazionale.

Si esprime l'apprezzamento per il DCO di cui si condivide l'impostazione e si formulano di seguito alcune osservazioni riguardo a quanto in oggetto.

**1. PARTE PRIMA OSSERVAZIONI PUNTUALI AL DOCUMENTO**

**1. Il concetto di autoconsumo**

Al paragrafo 1.1 del DCO nella definizione di autoconsumo si fa riferimento al consumo istantaneo o tramite accumulo in un sito opportunamente definito e confinato.

Considerato che i confini dell'autoconsumo sono di fatto i 10 Km per la linea diretta e la cabina primaria per l'autoconsumo virtuale al fine di evitare equivoci sulla definizione di sito opportunamente definito e confinato, sarebbe opportuno a titolo di esempio fare riferimento a entrambi questi parametri.

**2. Le Concessioni stradali**

Al punto 2.16 del DCO è specificato che all'interno dei sistemi semplici di produzione e consumo "per quanto riguarda i collegamenti elettrici è ammissibile anche il diritto di servitù".

Si suggerisce di menzionare espressamente che sono da ritenersi comprese nel concetto di disponibilità e ammissibili anche le concessioni ai sensi del Codice della Strada. Tali concessioni garantiscono, ai fini della disponibilità dell'area per i collegamenti elettrici, diritti idonei al pari delle servitù e l'utilizzo delle strade è certamente la soluzione meno impattante dal punto vista paesaggistico e ambientale per il passaggio dei cavidotti e la più semplice dal punto di vista autorizzativo.

**3. Il trattamento tariffario delle linee diretta a 10 Km**

Al punto 2.17 il DCO fa presente, a nostro avviso correttamente, che fra le configurazioni di SSPC di cui all'Articolo 16 del D. Lgs. 210/2021 si devono ricomprendere anche i casi di cliente interconnesso con collegamenti diretti fino a 10 Km. Correttamente viene evidenziato che "l'eventuale applicazione in tali casi degli oneri generali di sistema anche all'energia elettrica consumata, ma non prelevata dalla rete pubblica con obbligo di connessione di terzi [...] risulterebbe in contrasto con l'Articolo 6 comma 9 del decreto legge 244/2016 e comporterebbe discriminazioni rispetto alle altre tipologie di autoconsumo".

Da ciò deduciamo che nel caso di linee dirette fino a 10 Km, nelle quali non si chiede l'incentivo per la condivisione dell'energia ai sensi dell'Articolo 8 del D. Lgs. 199/2021, si ha la esenzione degli oneri di sistema e si possono applicare le regole generali di cui agli SSPC, ivi incluso il fatto che: (i) non è richiesta la disponibilità dell'area in capo al cliente finale, ma basta che tale disponibilità sia in capo

al produttore e (ii) vi possono essere più unità di consumo e più unità di produzione connesse al medesimo SSPC purché tutte del medesimo gruppo.

Si apprezza questa interpretazione che si ritiene pienamente conforme a quanto previsto agli Articoli 6 e 16 del D. Lgs. 210/2021.

Non molto chiaro è invece il trattamento che si intende riservare in caso di sistema con linea diretta, in cui si intenda godere degli incentivi di cui all'Articolo 8 del D. Lgs. 199/2021 sull'energia auto-consumata. A fronte del fatto che sull'energia auto-consumata vengono percepiti gli incentivi di cui all'Articolo 8 del D. Lgs. 199/2021 e del chiaro disposto dell'Articolo 30 comma 1 bis del Decreto Legislativo 199/2021, viene correttamente previsto che si pagano gli oneri di sistema. Si ritiene però che vada opportunamente chiarito che restano comunque non dovute le componenti tariffarie di trasmissione e dispacciamento sull'energia auto-consumata trattandosi di componenti tariffarie e quindi correlate a un servizio che nello specifico per l'energia auto-consumata all'interno del sistema non viene svolto. L'energia in queste configurazioni benché soggetta al pagamento dell'onere di sistema rimane infatti comunque consumata prima del contatore di immissione e non dispacciata nella rete elettrica nazionale.

#### **4. La tipologia di soggetto giuridico idoneo per la comunità di energia rinnovabile**

Si fa riferimento al paragrafo 4.26 lettera c) del DCO dove si identificano le forme giuridiche in cui si può costituire la comunità di energia rinnovabile.

In tale paragrafo la comunità energetica rinnovabile è definita come un soggetto di diritto "autonomo", mentre per la comunità energetica dei cittadini che "è un soggetto di diritto, con o senza personalità giuridica". Al fine di evitare equivoci si suggerisce di non differenziare il riferimento alla tipologia di soggetto giuridico in cui tali due categorie (CEC e CER) si possono costituire. Si suggerisce dunque di specificare anche per la CER, come per la CEC, che la comunità è un soggetto di diritto con o senza personalità giuridica, così garantendo la massima flessibilità in proposito alle comunità di energia rinnovabile.

#### **5. La partecipazione alle comunità di energia rinnovabile di grandi imprese e soggetti non situati nei Comuni dove sono ubicati gli impianti per la condivisione.**

Si fa riferimento al paragrafo 4.26 lettera c) del DCO, ove si fa rinvio alle disposizioni dell'Articolo 31 comma 1 del decreto legislativo 199/2021. Ai fini di chiarezza si segnala la opportunità di evidenziare espressamente che potranno fare parte di comunità di energia rinnovabile anche grandi imprese e soggetti situati al di fuori del territorio dei Comuni dove sono ubicati gli impianti per la condivisione, purché l'insieme di tali soggetti non assuma il controllo della comunità sulla base delle relative regole statutarie. Si segnala anche la opportunità di articolare il concetto di controllo che per forme associative come le cooperative e le associazioni non riconosciute non pare facilmente declinabile.

#### **6. La condivisione dell'energia**

Al\_punto 4.29: Si dice che l'intervento regolatorio dell'Autorità non riguarda la condivisione dell'energia elettrica poiché essa è già possibile nell'ambito del libero mercato, ma riguarda solo la valorizzazione dell'autoconsumo di energia elettrica (cui competono i benefici). Riteniamo sarebbe opportuno che Arera fornisse orientamenti non vincolanti anche per la condivisione dell'energia, che può avvenire all'interno di una zona di mercato. Ciò in quanto, con gli elevati costi dell'energia,

parrebbe utile dare evidenza ai consumatori di uno strumento aggiuntivo che, pur non fornendo benefici in termini di riduzione degli oneri di rete e di accesso agli incentivi, può pur sempre essere conveniente sotto il profilo del costo della materia energia. Vero, come dice Arera, che la condivisione si può già fare nell'ambito del libero mercato, ma una più chiara evidenza di questa possibilità fornita da Arera potrebbe aumentare la consapevolezza dei consumatori.

In particolare si evidenzia che a fronte di interventi che tendono a separare il prezzo al consumo rispetto al prezzo di vendita delle rinnovabili, andrebbe sottolineato che la condivisione di energia e la possibilità di compensare il consumo con la produzione virtuale avviene solo se il valore riconosciuto all'energia condivisa venduta è equivalente o simile rispetto a quello pagato dai consumatori. Dunque (pur consapevoli che rispetto a questo ARERA ha solo funzione consultiva) andrebbe evidenziato che il sistema incentivante per l'energia auto-consumata e condivisa ai sensi del D. Lgs. 199/2021 deve mantenere una valorizzazione piena del valore dell'energia venduta e che provvedimenti di tetto al valore dell'energia rinnovabile non possono applicarsi all'energia condivisa venduta dalle configurazioni di autoconsumo diffuso

Per una maggiore chiarezza, si suggerisce di riprendere la precedente dicitura "corrispettivo unitario" utilizzata nelle Regole tecniche al posto del termine "valorizzazione". Quest'ultimo infatti potrebbe essere confuso con i benefici dati dalla vendita dell'energia immessa.

## **7. La definizione di rete**

Si fa riferimento al paragrafo 4.31 ove è scritto che la rete di distribuzione è una rete magliata. Si ritiene che tale definizione non sia corretta e che sia più corretto fare riferimento a una rete "controlimentabile".

## **8. La individuazione delle aree sottese a ciascuna cabina primaria**

Si fa riferimento a quanto previsto ai paragrafi 4.32 per quanto riguarda la individuazione semplificata dell'area sottesa a ciascuna cabina primaria. In proposito si evidenzia che sarebbe necessario prevedere un cronoprogramma con tempi perentori per tale individuazione da parte dei distributori, con specifiche sanzioni in caso di inosservanza. Nell'attesa che si arrivi a regime, i distributori potrebbero da subito attribuire in modo transitorio e convenzionale una cabina primaria a ciascun POD dandone comunicazione immediata su richiesta, secondo le modalità già attuate nella fase sperimentale e appena possibile dandone indicazione nella bolletta. Ciò potrebbe semplificare perché nella fase transitoria non implicherebbe la pubblicazione di mappe.

## **9. La estensione geografica della comunità**

Si esprime apprezzamento per la previsione contenuta all'Articolo 4.42 dove si chiarisce che "la medesima comunità energetica caratterizzata da un unico statuto possa identificare una pluralità di sottoinsiemi ciascuno afferente a un'area sottesa ad una cabina primaria per la valorizzazione dell'autoconsumo".

Si suggerisce invece una revisione del punto 4.28 del DCO dove è scritto che la "estensione geografica massima delle comunità di energia rinnovabile coincide con la zona di mercato a cui si riferisce l'energia elettrica condivisa". La condivisione dell'energia è uno dei compiti che spettano alla comunità, non il suo scopo esclusivo. Non si vede dunque perché il limite della condivisione debba costituire un limite alla dimensione geografica della comunità, alla quale andrebbe lasciata la massima flessibilità in tutti gli aspetti.

## **10. Il Produttore terzo**

Si fa riferimento al paragrafo 4.46 dove è previsto che nel caso di sistemi di auto-consumo individuale a distanza o ai gruppi di clienti attivi che agiscono collettivamente il referente sia solo l'autoconsumatore/il gruppo. In tale caso si ritiene che possa essere garantita una maggiore flessibilità d'uso dello strumento e un più semplice accesso alle risorse finanziarie necessarie per l'investimento se si lascia anche al produttore terzo la possibilità di incassare l'incentivo per la condivisione.

Con riferimento a quanto previsto al paragrafo 4.47, per la stessa ragione di cui sopra si esprime invece apprezzamento per la possibilità di concedere alla comunità energetica la possibilità di demandare il ruolo di referente ad un soggetto terzo, che possa quindi anche incassare gli incentivi.

Quando si fa riferimento al fatto che gli impianti del produttore terzo devono essere nella disponibilità della comunità, sarebbe probabilmente opportuno chiarire che si parla di disponibilità ai fini della condivisione e cioè del caso in cui il produttore titolare della licenza di officina e del dispacciamento in immissione dell'impianto si impegna a garantire, ai fini della condivisione, l'energia dell'impianto a quella specifica comunità e non ad altri soggetti.

## **11. Componenti risparmiate ai fini del contributo per i costi evitati**

Si fa riferimento al paragrafo 4.60 e 4.61 dove vengono identificati i risparmi derivanti dall'autoconsumo ai fini della determinazione del contributo da pagarsi alle configurazioni di autoconsumo diffuso.

In sostanza vengono presi in considerazione solo i risparmi che derivano dal mancato uso della rete di trasmissione e dalle perdite di rete per l'energia autoconsumata. Si ritiene opportuno che siano tenuti in considerazione, e opportunamente valorizzati, anche i risparmi che si possono avere sui costi di dispacciamento e sulla minore necessità di infrastrutture della rete di distribuzione. In particolare il risparmio sugli investimenti in infrastrutture di distribuzione vi potrebbe essere laddove l'energia è condivisa in bassa tensione, ovvero in generale perché il confinare il consumo all'interno della cabina primaria diminuisce la necessità di nuova capacità di connessione con la rete di trasmissione.

## **12. Prelievo dagli accumuli**

Si fa riferimento a quanto previsto al paragrafo 4.52 e si esprime apprezzamento per la soluzione di considerare ai fini della quantificazione dell'energia elettrica autoconsumata l'assorbimento dei sistemi di accumulo moltiplicato per il rendimento medio del ciclo di carica/scarico derivante da letteratura tecnica o comunicato al GSE dagli operatori.

In proposito visto che i rendimenti variano significativamente a seconda della tipologia di sistemi di accumulo si evidenzia la opportunità di prevedere fattori di correzione differenziati a seconda della tecnologia utilizzata.

## **13. Priorità di utilizzo dell'energia ai fini delle tariffe incentivanti**

Si fa riferimento al paragrafo 4.57. Nel calcolo dell'energia auto-consumata viene privilegiata l'energia a livello più basso di tensione e a pari livello di tensione quella degli impianti entrati prima in esercizio. Tale criterio è delicato perché alcuni impianti sono non incentivati e altri impianti possono avere incentivi differenziati.

Con questa tipologia di riparto si scoraggia l'adesione alla comunità di impianti non incentivabili e in particolare degli impianti pre-esistenti che sono generalmente non incentivati. Sarebbe più neutrale prevedere che ciascuna comunità possa definire in autonomia l'ordine di priorità per l'attribuzione dei benefici all'energia prodotta.

#### **14. Valorizzazione dell'energia**

Si fa riferimento al punto 4.72 ove è scritto che "Qualora il referente avesse anche la qualifica di produttore per uno o più impianti di produzione per il quale trova applicazione il ritiro dedicato, il GSE può prevedere di effettuare una unica erogazione al referente comprensiva di tutte le partite a vario titolo spettanti dandone separata evidenza.

Tale frase non è chiarissima e in particolare non è chiaro se tale erogazione si riferisce solo alla vendita dell'energia prodotta dal referente ovvero anche al fatto che il referente, se così richiesto, può chiedere di incassare anche l'energia venduta dagli altri produttori nella comunità.

Si evidenzia poi che per dare maggiore flessibilità si potrebbe estendere anche ai referenti non produttori la facoltà di incassare i proventi della vendita di energia degli impianti della comunità, se delegati dai produttori.

#### **15. I dati**

Si fa riferimento al punto 4.75. Si chiede di anticipare quanto più possibile l'invio dei dati con tempistiche certe e sanzioni in caso di inadempimento per il distributore/GSE. Si chiede poi di definire a livello regolatorio il livello minimo dei dati che devono essere messi a disposizione.

#### **16. Lo scomputo dell'energia condivisa**

Si fa riferimento al punto 4.76 del DCO. Vi sono all'interno dell'associazione posizioni diverse riguardo alla opportunità di scomputare il kWh piuttosto che un importo indicato dalla comunità, con una prevalenza delle posizioni favorevoli allo scomputo del kWh.

L'abbinamento POD/fornitore non deve essere demandato al referente, ma esclusivamente a GSE e SII (con il Pod il GSE recupera dal SII il fornitore attivo nel mese di competenza a cui si riferisce l'importo dello scorporo)

Data la complessità della soluzione proposta e data la mancanza di test sul campo che ne attestino la fattibilità ed efficacia, si suggerisce di aprire la possibilità di sperimentare e valutare diversi schemi di scorporo dell'energia condivisa. Anche riguardo ai ruoli e alle modalità di interfaccia fra società di vendita e GSE o società di vendita e SII, si caldeggia l'avvio di sperimentazioni anche a fronte di candidature spontanee da parte di operatori, che consentano di individuare quale sia la soluzione più efficiente e funzionale.

## **PARTE SECONDA RISPOSTA AGLI SPUNTI DI CONSULTAZIONE**

### ***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?***

Si condivide l'impostazione fatta salvo quanto osservato ai paragrafi 1, 2 e 3 sopra.

### ***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?***

Fatto salvo quanto esposto al punto 3 sopra, si condivide orientamento di Arera in merito alla ingiustificata applicazione degli oneri generali di sistema alle configurazioni con linea diretta, nonché alla possibilità per l'autoconsumatore individuale a distanza (e al cliente attivo a distanza) con linea diretta di poter scegliere la regolazione;

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

Non vi sono osservazioni specifiche.

### ***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?***

Si concorda con l'approccio volto a una individuazione semplificata dell'area sottesa a ciascuna cabina primaria, introducendo criteri di prossimità che evitino, ove possibile, di separare tratti della medesima via o settori dello stesso quartiere, tenendo conto anche degli sviluppi prospettici.

Riteniamo d'altra parte necessario definire anche un obbligo con tempistiche certe entro le quali i DSO i) creino un database consultabile direttamente sul loro sito internet per individuazione POD- Cabina primaria ii) mettano a disposizione, sul proprio sito internet, le mappe semplificate delle cabine primarie e delle aree sottese. Con riferimento ai precedenti romanini i) e ii) si chiede che la tempistica imposta ai DSO sia slegata da quella del GSE. Si chiede inoltre la definizione di una disciplina transitoria che non rallenti lo sviluppo delle Comunità e in proposito si fa riferimento alla proposta di cui al punto 8 della parte prima sopra. In particolare, per consentire di sbloccare rapidamente lo sviluppo di nuove CER, si suggerisce di applicare la stessa procedura utilizzata nella fase transitoria, ovvero la possibilità di interrogare i DSO via PEC per conoscere l'associazione POD- cabina primaria, in analogia a quanto si è provveduto a fare con le cabine secondarie.

### ***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?***

Si rinvia a quanto sopra esposto al paragrafo 4

Si condivide l'esplicitazione della possibilità che un unico soggetto possa gestire molteplici configurazioni, ciascuna afferente a una cabina primaria, ciascuna con una propria valorizzazione dell'energia autoconsumata.

Laddove si fa riferimento ad “impianti esistenti”, al fine di evitare ambiguità, si suggerisce di precisare il periodo di riferimento degli impianti esistenti: si tratta in generale degli impianti rinnovabili allacciati post 28/02/2020? O degli impianti allacciati dal 1/3/2020 che fanno già parte di una CER ex art 42-bis?

Per quanto riguarda la soglia di potenza del 30% prevista per gli impianti esistenti rispetto alle nuove installazioni, si ritiene possa essere complessa da gestire considerato che le configurazioni possono variare nel tempo e di conseguenza il rispetto di questa preconditione. Si potrebbe utilizzare come riferimento l'energia al posto della potenza prevedendo che il 30% dell'energia condivisa (mensilmente) possa provenire da impianti già esistenti. Questa soluzione risulterebbe forse più complessa in termini di disponibilità di dati di dettaglio rispetto all'energia condivisa da elaborare, ma garantirebbe un costante rispetto del requisito.

***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 rinvia a quanto sopra esposto al paragrafo 5 e 10. In particolare è importante che sia prevista la possibilità che il referente soggetto terzo possa essere proprietario/finanziatore dell'impianto e che i flussi dell'incentivo + energia possano, sulla base di specifici accordi con la comunità energetica, essere ceduti/canalizzati al finanziatore a garanzia dell'ammortamento del debito. Si richiede inoltre che il produttore possa incassare l'incentivo di cui all'Articolo 8 anche nei sistemi di autoconsumo individuale a distanza. Inoltre si chiede che, qualora il referente sia anche produttore e quindi possa chiedere di avere un'unica erogazione, sia specificato che tale richiesta possa riguardare tutta l'energia della comunità e non solo per quella prodotta dallo stesso.

***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 rinvia a quanto esposto al paragrafo 12.

Si evidenzia che per quanto riguarda la raccolta dei dati e le funzioni del GSE nell'ambito del modello regolatorio (punto 4.49) si fa riferimento solo a dati cumulati e non è presente alcun riferimento ai POD dei membri della CER né al prelievo/autoconsumo di ciascuno di tali POD ora per ora. Ai fini di una gestione trasparente, della tutela dei diritti dei membri e della corretta ed equa ripartizione dei benefici tale dati sono necessari.

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

Si rinvia alla risposta di cui al paragrafo 13. In particolare si propone che la ripartizione dell'energia elettrica autoconsumata per singolo impianto di produzione possa essere scelta “discrezionalmente” anche a livello di regolamento/governance della CER;

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

Si fa riferimento al paragrafo 11 sopra.



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

Anche se forse non si tratta di elemento di stretta pertinenza del DCO si ritiene importante evidenziare che gli incentivi per l'energia auto-consumata di cui all'Articolo 8 del D. Lgs. 199/2021 dovranno essere cumulabili con eventuali incentivi per rimozione amianto su copertura che ospiterà impianto FV per autoconsumo.

***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 fa riferimento al paragrafo 15 sopra ed a quanto riportato in risposta al quesito S7

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

Si fa riferimento al paragrafo 16 sopra.

***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?***

Il TIAD specificherà in dettaglio le modalità di ripartizione e valorizzazione, etc. Pertanto, non appena diventa operativo, dovrebbe trovare già applicazione anche nelle more del nuovo decreto ministeriale di cui all'art. 8 dlgs 199/21, lasciando comunque la più ampia facoltà di scelta agli operatori fra la disciplina nuova e quella sperimentale sino a che non vi è la piena efficacia di tutti gli della nuova disciplina inclusi i nuovi portali GSE.

Siamo a disposizione per qualsiasi approfondimento e chiarimento.