

COMMENTI E OSSERVAZIONI DEL GRUPPO A2A AL DOCUMENTO DI CONSULTAZIONE ARERA 390/2022/R/EEL: ORIENTAMENTI IN MATERIA DI CONFIGURAZIONI PER L'AUTOCONSUMO PREVISTE DAL DECRETO LEGISLATIVO 199/2021 E DAL DECRETO LEGISLATIVO 210/2021

In linea generale, si condividono l'impostazione e le proposte contenute nel presente documento di consultazione e si apprezza, in particolare, lo sforzo di sistematizzazione della disciplina dell'autoconsumo singolo e diffuso. Tuttavia, pur riconoscendo l'ambito di competenza delimitato dal legislatore stesso, si evidenzia l'opportunità di un più ampio e strutturato intervento di razionalizzazione che, mantenendo i principi essenziali di salvaguardia delle fattispecie in essere e di promozione dello sviluppo delle fonti rinnovabili in coerenza con gli indirizzi nazionali ed europei, risulti il più possibile coerente con i principi di cost-reflectivity e di applicazione degli oneri tariffari all'energia prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi. Da questo punto di vista, consci delle disposizioni legislative in relazione autoconsumatore individuale da fonti rinnovabili "a distanza" con linea diretta e concordi con la soluzione proposta nel presente documento di consultazione di concedere, "on demand", l'assimilazione all'autoconsumo diffuso, si ritiene necessario dettagliare la procedura specifica per l'esercizio di tale facoltà e le modalità operative di applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema all'energia fisicamente autoconsumata al di sotto del punto di prelievo connesso alla rete pubblica.

Inoltre, alla luce dell'esperienza maturata nel corso della fase di sperimentazione, si ritiene opportuno definire procedure semplici e tempistiche certe, assicurando al contempo la massima flessibilità agli operatori in termini di organizzazione e gestione delle configurazioni. Ci si riferisce in particolare alla facoltà per la comunità energetica di demandare il proprio ruolo di referente a un soggetto terzo (a titolo di esempio il produttore o il venditore) a fronte di un mandato esplicito, in linea con quanto prospettato al punto 4.47 del documento. Si richiede che tale flessibilità venga garantita anche nella fase di sperimentazione, tutt'ora in corso, integrando le innovazioni apportate dalla Determina DMEA/EFR/3/2022.

Infine, con l'obiettivo di promuovere lo sviluppo dell'autoconsumo diffuso, si richiede di aggiornare le Regole tecniche del GSE con riferimento all'esclusione delle imprese caratterizzate dai codici ATECO 35.11.00 e 35.14.00 dalla partecipazione alle configurazioni di autoconsumo diffuso da parte. Tale requisito risulta infatti eccessivamente restrittivo rispetto al disposto della norma primaria che sancisce il divieto alla partecipazione da parte delle imprese per cui la partecipazione stessa alla CER rappresenta la principale attività commerciale o industriale. Al fine di verificare il rispetto di tale condizione, si suggerisce di valutare la possibilità per i soggetti membri o associati di presentare una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà resa ai sensi dell'art. 47 del DPR 445/2000.

Spunto S1

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?

Gli orientamenti rappresentati nel presente documento in merito alla nuova regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo sono certamente funzionali all'obiettivo di semplificazione e razionalizzazione della materia dell'autoconsumo individuale, favorendo un suo ulteriore sviluppo. Anche alla luce dell'evoluzione normativa, riteniamo tuttavia opportuno integrare le disposizioni relative alla disciplina delle connessioni elettriche prevedendo il venir meno del principio dell'unicità del punto di connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi e prevedendo che tali configurazioni possano presentare una pluralità di POD nella titolarità di uno o più soggetti facenti parte del sistema, identificando un POD di connessione principale.

Si coglie inoltre l'occasione della rivisitazione del TISSPC al fine chiarire alcuni aspetti regolatori ad oggi non univocamente definiti e che agevolerebbero soluzioni di ottimizzazione della gestione e degli utilizzi delle infrastrutture del gas naturale. A tal proposito, si consideri un soggetto giuridico che eserciti contemporaneamente l'attività di distribuzione di energia elettrica e del gas naturale in aree geografiche solo parzialmente coincidenti: le utenze elettriche della società afferenti direttamente al servizio di distribuzione del gas naturale (a titolo di esempio utenze relative a cabine ReMi o secondarie gas) dovrebbero essere considerate come un normale cliente finale, così come le utenze gas ricadenti nell'area geografica dove la stessa società è contemporaneamente il distributore di energia elettrica competente.

Ad oggi, invece, sia nelle aree dove l'operatore è esclusivamente il distributore di gas territorialmente competente sia in quelle dov'è contemporaneamente il distributore di gas naturale e di energia elettrica territorialmente competente, tali prelievi elettrici:

- non sono considerati usi propri della distribuzione, non essendo direttamente ed esclusivamente relativi all'attività di distribuzione di energia elettrica;
- non godono dell'esenzione dall'applicazione degli oneri generali di sistema e dagli oneri di rete nonostante questi, ai sensi del TIT, si applichino ai soli clienti finali, mentre la società – considerata come unica entità giuridica – sia a tutti gli effetti un distributore di energia elettrica e, di conseguenza, non identificabile in base alla regolazione vigente come cliente finale.

Ai sensi del TISSPC ad oggi in vigore, infatti, il cliente finale – la cui corretta identificazione è un elemento cruciale per valutare la percorribilità di alcune configurazioni – è definito come "persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione (*di energia elettrica, inteso implicitamente, ndr*) e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete con obbligo di connessione di terzi anche attraverso sistemi di distribuzione chiusi o linee private". Qualora, dunque, non si restringesse l'applicazione del vincolo di cui sopra alla sola attività di distribuzione al settore elettrico, si avrebbe la condizione paradossale per cui il soggetto giuridico in esame, per le proprie utenze elettriche afferenti al servizio di distribuzione del gas (e in special modo per quelle localizzate in aree dove è esclusivamente distributore gas) è, da una parte, a tutti gli effetti un cliente finale e, di conseguenza, ai suoi prelievi sono applicati, oltre alla quota materia prima, gli oneri generali di sistema e gli oneri di rete e, dall'altra parte, per le stesse utenze sarebbe impossibilitato a realizzare soluzioni impiantistiche rientranti nell'insieme dei SSPC. È quindi ragionevole interpretare la definizione di

cliente finale contenuta nel TISSPC riferendo il limite in essa presente relativo all'“attività di distribuzione” esclusivamente all'attività di distribuzione di energia elettrica e riferendo questa limitazione alle sole utenze direttamente ed esclusivamente relative a tale attività. Tale interpretazione, inoltre, appare coerente con il fatto che tale definizione è stata originariamente declinata in un momento in cui non esistevano soggetti giuridici che gestivano contemporaneamente le due attività. Discorso analogo sarebbe poi riferibile alla definizione di cliente finale contenuta nella Allegato A alla Delibera 318/2020/R/eel e nell'emanando Testo Integrato per l'Autoconsumo Diffuso.

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?

In linea generale si ritiene condivisibile quanto prospettato in relazione all'applicabilità dell'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. In relazione a quest'ultimo caso, si ritiene necessario dettagliare la procedura di richiesta dell'applicazione di tale regolazione e il trattamento tariffario al punto di prelievo connesso alla linea diretta.

Si richiede, infine, di specificare l'eventuale natura irreversibile della scelta per la durata del regime di incentivazione.

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 di dettaglio 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 questa sede si ribadiscono le criticità legate all'esercizio autonomo di tali reti rispetto alla rete di distribuzione locale e alla conseguente potenziale parcellizzazione dell'esercizio della rete di distribuzione, con ripercussioni negative sul rispetto degli standard di qualità del servizio e di resilienza delle reti di distribuzione nonché sui piani di installazione degli smart meter 2G.

Tuttavia, in considerazione delle complessità e delle ambiguità che caratterizzano la regolazione relativa alla virtualizzazione dell'utenze nascoste, si propone di considerare tra le motivazioni tecniche per la stipula delle concessioni e la creazione di nuovi SDC la necessità di far emergere utenze nascoste. In alternativa a tale percorso, si ritiene necessario prevedere che la regolarizzazione di tali utenze possa avvenire unicamente secondo le modalità di connessioni che prevedono a un allaccio diretto alla rete del distributore competente con ubicazione del misuratore ai confini della proprietà.

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 condividono gli approcci proposti, orientati alla definizione semplificata dell'area sottesa a ciascuna Cabina Primaria (CP) pur mantenendo aderenza al significato "fisico" ed elettrico all'aggregazione di utenti.

Sulla falsariga di quanto indicato al paragrafo 4.31 del documento di consultazione, si segnala che l'identificazione del perimetro della generica CP dovrà essere effettuato in base all'assetto standard della rete al momento dell'analisi. Il processo sarà ripetuto periodicamente per tener conto dell'evoluzione della rete e dell'eventuale messa in servizio di nuove CP¹. Ciò comporta che si potranno presentare le seguenti casistiche:

1. utenze sottese ad una medesima CP al momento della richiesta che si aggregano per formare una configurazione di autoconsumo diffuso ma che in un momento successivo, a causa dell'evoluzione della rete o della messa in servizio di nuove CP, non saranno più sottese alla medesima CP. In tal caso, dato che la configurazione è stata autorizzata quando la condizione era soddisfatta, non dovrà essere previsto il venir meno della stessa e non dovrà essere richiesto al DSO di garantire un assetto di rete che preveda di mantenere le utenze facente parte della configurazione alimentate dalla medesima CP. In quest'ultimo caso, infatti, ne risulterebbe un vincolo difficile da soddisfare per il DSO e una "ingessatura" stringente per l'esercizio della rete, soprattutto in caso di sviluppi importanti dell'autoconsumo diffuso, in grado anche di vanificare in parte l'effetto della messa in servizio di nuove CP;
2. utenze non sottese ad una medesima CP al momento della richiesta e dunque non aggregabili ma che in un momento successivo, per effetto dell'evoluzione della rete o della messa in servizio di nuove CP, risulteranno sottese alla medesima CP. In tal caso il DSO non potrà essere ritenuto responsabile della modifica delle condizioni di aggregazione.

Inoltre, si segnala che per quanto il distributore possa tener conto dell'evoluzione delle proprie reti, non sarà nella facoltà di prevedere gli assetti della rete con un orizzonte temporale di medio-lungo termine. Sarà infatti possibile fattorizzare nelle valutazioni le CP con orizzonte breve di messa in servizio per le quali sono già in possesso le autorizzazioni necessarie per la loro realizzazione. Le CP pianificate ma di cui non si dispone ancora delle relative autorizzazioni non saranno tenute in conto in quanto passibili di modifiche anche sostanziali.

Tenendo conto di quanto sopra esposto e in linea con quanto previsto al paragrafo 4.36 del documento, si concorda con la definizione dei perimetri di influenza delle CP con frequenza biennale e con riferimento all'assetto di rete esistente al momento dell'aggiornamento. In caso di messa in

servizio di una nuova CP il DSO aggiornerà le aree di influenza l'anno successivo a quello di entrata in esercizio, dandone comunicazione al GSE.

Con il fine di contemperare l'esigenza di definire un metodo semplice e che consenta di mantenere un soddisfacente significato fisico ed elettrico, si propone che le aree di influenza delle diverse CP siano ottenute a partire dai diagrammi di Voronoi delle singole Cabine Secondarie (CS) aggregati in base alla Cabina Primaria alimentante le diverse CS in assetto standard.

La metodologia si fonda sulla definizione di diagramma di Voronoi, particolare tipo di decomposizione di uno spazio metrico determinata dalle distanze rispetto ad un insieme discreto di elementi dello spazio (ad esempio, un insieme finito di punti).

Nel caso più semplice e comune, quello del piano, dato un insieme finito di punti P , il diagramma di Voronoi per P è la partizione del piano che associa una regione $V(p)$ ad ogni punto $p \in P$ in modo tale che tutti i punti all'interno del perimetro di $V(p)$ siano più vicini a p che a ogni altro punto in P .

Si definiscono come punti p le ubicazioni delle Cabine Secondarie e si costruiscono le regioni $V(cs)$. All'interno di ogni regione $V(cs)$ sarà quindi ubicata una sola cabina secondaria che in assetto standard sarà alimentata da una sola CP. Per la creazione delle aree di influenza delle diverse Cabine Primarie si uniranno tutte le regioni $V(cs)$ tali da essere alimentate dalla medesima Cabina Primaria.

Quanto sopra indicato è da ritenersi come mera proposta che dovrà essere necessariamente valutata, attraverso il confronto tra i diversi DSO, nell'ambito delle associazioni di categoria, al fine di ottenere una metodologia il più possibile comune e coerente per la definizione delle aree di influenza.

Si ritiene inoltre necessario segnalare che difficilmente, soprattutto in relazione ai grandi centri urbani, sarà possibile tenere conto nella definizione delle aree di influenza anche di vincoli di mero carattere geografico² (ad esempio, criteri di prossimità tra le utenze, non separazione di tratti della medesima via, purché non particolarmente estesa, oppure non separazione di settori limitati di un medesimo quartiere cittadino ovvero agglomerati di case vicine tra loro).

In merito alla messa a disposizione delle mappe e/o dei layer georeferenziati ai soggetti interessati, si segnala, come altresì indicato al paragrafo 4.31, *"l'estrema criticità nel rendere pubbliche le aree di influenza delle diverse Cabine Primarie"*. La metodologia proposta consentirebbe di ricostruire, seppur non direttamente, la Cabina Primaria alimentante utenze sensibili come porti, aeroporti, ospedali, linee ferroviarie, linee metropolitane, strutture di pubblica sicurezza (esercito, carabinieri, polizia, etc), strutture di pubbliche utilità (sedi regionali, comunali, governative, etc), infrastrutture di telecomunicazioni (ripetitori telefonici, data center, concentratori rete dati, etc) e ulteriori utenze particolarmente sensibili. Tale criticità assumerà ulteriore rilevanza nello scenario prospettico di elettrificazione spinta.

Per quanto sopra prospettato, si propone che i DSO rendano disponibili esclusivamente al GSE le informazioni di dettaglio attraverso layer georeferenziati delle aree di influenza delle diverse Cabine Primarie e che il GSE proceda alla realizzazione di una interfaccia di consultazione, da parte dei soggetti interessati, tale da non consentire la visualizzazione delle mappe e dei layer.

² A meno di sacrificare il significato fisico delle aggregazioni.

A titolo di esempio, un soggetto interessato potrebbe inserire una serie di indirizzi (in via preferenziale l'indicazione dei POD, corredata da informazioni toponomastiche) nell'interfaccia di consultazione che restituirà come output la sola informazione di possibile aggregazione delle utenze. L'elenco degli indirizzi dovrà, in ogni caso, essere limitato ad un numero contenuto per ciascuna richiesta in modo che non risulti possibile, per via indiretta, ricostruire le mappe delle aree di influenza.

Pur consapevoli che l'intento della proposta presentata nel documento di consultazione è di agevolare lo sviluppo dell'autoconsumo diffuso, si ritiene che il rischio in termini di sicurezza sia molto maggiore rispetto ai benefici ottenibili. In aggiunta, si ritiene utile prevedere opportuni meccanismi di controllo degli accessi prevedendo ad esempio un'autenticazione tramite SPID per l'accesso al Portale del GSE (in analogia con quanto già viene effettuato per l'accesso all'Area Clienti dello stesso GSE).

Infine, alla luce delle modifiche che potranno intervenire tra il momento della richiesta e l'effettiva creazione delle configurazioni, si propone che la verifica di "aggregabilità" assuma una valenza per 12 mesi dal momento della prima richiesta anche in caso di aggiornamento entro tale lasso di tempo delle aree di influenza. In alternativa, si potrebbero ritenere valide le condizioni di rispetto del requisito sino al momento di aggiornamento delle aree di influenza con frequenza biennale.

Infine, si ritiene utile prevedere opportuni meccanismi di controllo degli accessi prevedendo ad esempio un'autenticazione tramite SPID per l'accesso al Portale del GSE (in analogia con quanto già viene effettuato per l'accesso all'Area Clienti dello stesso GSE).

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?

Si rinvia agli spunti di carattere generale.

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 apprezza e condivide l'orientamento di ARERA in relazione all'opportunità di concedere alla comunità energetica di demandare il ruolo di referente a un soggetto terzo (es. produttore o venditore).

Come espresso nelle osservazioni di carattere generale, in attesa dell'adozione del nuovo DM di incentivazione di cui all'articolo 8 del Dlgs 199/2022, si propone l'estensione della richiamata previsione anche al periodo di sperimentazione.

In relazione alle verifiche di aggregabilità delle utenze in configurazioni di autoconsumo diffuso, preme alla scrivente sottolineare la necessità di configurare procedure che non prevedano il sistematico supporto del DSO nell'attività di validazione. Ciò comporta la necessità che la richiesta proposta dal referente della configurazione non si limiti ad indicare al GSE i POD ma che venga

integrata da informazioni toponomastiche che ne consentano l'allocazione certa sulle mappe di area di competenza delle CP messe a disposizione dai DSO.

Il GSE dovrà quindi ricorrere al DSO in via residuale, nei casi in cui le richieste dei referenti delle configurazioni generino situazioni di indeterminazione non gestibili in autonomia dal GSE (ie. vie e stabili nuovi, ridenominazione delle vie).

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?

Con riferimento alla proposta di trattamento dell'energia elettrica prelevata dai sistemi di accumulo, si propone che il parametro di rendimento medio del ciclo di carica e scarica venga identificato dal referente della configurazione o venga opportunamente identificato in via convenzionale da RSE in relazione alle diverse tecnologie e potenze, sulla base di riscontri sperimentali.

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?

-

Spunto S9

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

-

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?

-

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?

In relazione all'acquisizione delle misure orarie per la determinazione dell'energia elettrica autoconsumata si ribadisce quanto proposto nell'ambito del DCO 112/2020/R/eel e in particolare l'opportunità che i dati di prelievo (e in prospettiva anche i dati relativi alle produzioni immesse) vengano direttamente acquisiti dal GSE attraverso il SII, senza l'intermediazione del distributore.

Spunto S12

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

Si condivide l'orientamento dell'Autorità in merito all'implementazione dell'articolo 32, comma 3, lettera c), del decreto legislativo 199/2021. Come in più occasioni espresso, lo scorporo in termini fisici della quota di energia condivisa rappresenta una soluzione non percorribile considerate le rilevanti complessità gestionali che ne deriverebbero per i venditori e la minore flessibilità di gestione delle configurazioni di autoconsumo diffuso da parte del referente.

Rispetto a quanto prospettato, tuttavia, si ritiene preferibile avvalersi del SII in tutte le casistiche di attivazione dello scomputo in bolletta e non solo nel caso di cambio fornitore. L'intermediazione del SII consente infatti di evitare alle società di vendita di gestire due canali di flusso differenziati (SII e GSE).

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?

In attesa della pubblicazione del DM di incentivazione di cui all'articolo 8 del Dlgs 199/2021, si ritiene preferibile consentire la coesistenza delle due discipline al fine di fornire il quadro regolatorio di riferimento per le configurazioni in fase di progettazione.