



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Audizione di AIGET - Associazione Italiana di Grossisti di Energia e Trader nell'ambito dell'esame dell'affare assegnato n. 59 sul sostegno alle attività produttive mediante l'impiego di sistemi di generazione, accumulo e autoconsumo di energia elettrica, anche alla luce dell'accordo, raggiunto a giugno tra Consiglio e Parlamento europeo, sulla proposta di direttiva per la promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, che indirizzerà le legislazioni degli Stati membri dal 2020 al 2030

1 Il contesto normativo e regolatorio vigente

Fin dalla loro iniziale concezione, i sistemi elettrici sono stati tendenzialmente concepiti come infrastrutture complesse e articolate in grado di trasportare energia elettrica da grandi siti di produzione centralizzata fino alle utenze finali. In questo contesto da sempre riscontrano una forte attenzione iniziative volte ad abbreviare il percorso complessivo dell'energia. È infatti di interesse per i siti di consumo potersi approvvigionare in proprio di energia elettrica, mediante sistemi di produzione, funzionalmente essenziali per il processo produttivo, posti nelle vicinanze del carico stesso.

L'evoluzione normativa/regolatoria dei sistemi di autoproduzione parte in particolare dal Decreto legislativo n. 79/99 di attuazione alla Direttiva Europea 96/72/CE, che ha come noto dato il via alla liberalizzazione anche del mercato elettrico italiano:

- liberalizzando le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita dell'energia elettrica e
- stabilendo che le attività di trasmissione e dispacciamento siano riservate allo stato e da quest'ultimo attribuite in concessione a Terna (prima come GRTN) e che l'attività di distribuzione dell'energia elettrica fosse svolta in regime di concessione rilasciata dal MiSE con durata trentennale.

Il Decreto individuava esplicitamente l'obbligo di connessione di terzi come un obbligo posto in capo ai gestori di rete titolari di una concessione di trasmissione o di distribuzione dell'energia elettrica e non come una caratteristica di una rete. Ciò in quanto un tale obbligo, discendente dai vincoli posti dalla concessione di servizio di pubblica utilità, deve trovare applicazione anche laddove non vi siano già reti elettriche preesistenti.

Lo stesso Articolo 9, al comma 1, individuava nelle imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del medesimo Decreto, ivi incluse, per la quota diversa dai propri soci, le società cooperative di produzione e distribuzione di cui all'Articolo 4, numero 8, della Legge n. 1643/62 (cioè in coloro che alla data di entrata in vigore di detto Decreto erogavano il servizio di fornitura dell'energia elettrica al cliente finale) i soggetti aventi diritto a continuare a svolgere il servizio di distribuzione previo rilascio di una concessione di distribuzione. La volontà del legislatore è stata quindi quella, da un lato, di non liberalizzare l'attività di distribuzione, ma di affidarla esclusivamente a determinati soggetti ai quali viene rilasciata un'apposita concessione e, dall'altro, di garantire che anche i soggetti che erano stati esonerati dalla nazionalizzazione e che già svolgevano la predetta attività (e nel complesso quindi l'Enel, le imprese elettriche minori, le



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

aziende municipalizzate e le società cooperative di produzione e distribuzione di cui all'Articolo 4, numero 8, della Legge n. 1643/62, per la quota diversa dai propri soci), rientrassero nel novero dei soggetti aventi diritto a richiedere una concessione per lo svolgimento dell'attività di distribuzione. Il Decreto legislativo n. 79/99 aveva anche introdotto:

- la definizione di autoproduttore, inteso come “la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del presente decreto”, ricomprendendo in tale categoria tutti i soggetti esonerati dalla nazionalizzazione che non svolgevano l'attività di distribuzione, ma producevano energia elettrica ai fini del soddisfacimento dei propri fabbisogni;
- la definizione di linea diretta intesa come “la linea elettrica di trasporto che collega un centro di produzione ad un centro di consumo, indipendentemente dal sistema di trasmissione e distribuzione”.

Sia il quadro normativo vigente prima della liberalizzazione che quello posto in essere con l'approvazione del Decreto legislativo n. 79/99, n. 115/08 e n. 99/09 e delle Delibere 578/2013 e 539/2015 hanno definito categorie statiche di sistemi di autoconsumo (SEU, RIU o SDC esistenti) che si applicano però a realtà profondamente dinamiche, portando quindi ad una modifica nel tempo delle configurazioni di autoproduzione che sono ad oggi facilitate dallo sviluppo della generazione diffusa. In particolare, il quadro normativo-regolatorio prevede:

- la possibilità di realizzare sistemi semplici di produzione e consumo in cui è presente un produttore e un consumatore (SEU);
- la sola gestione di sistemi multiclienti esistenti al 15 agosto 2009 (RIU) non essendo possibili iniziative su nuovi siti.

In particolare un SEU (Sistema Efficiente di Utenza) è un sistema in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica, da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) e da Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), gestiti da un unico produttore, sono direttamente connessi attraverso un collegamento privato ad un solo cliente finale, anche diverso dal produttore.

Un ulteriore vincolo relativo al SEU è la presenza di una sola unità di consumo, che costituisce l'insieme degli impianti per il consumo di energia elettrica collegati alla rete, tali che il prelievo complessivo di energia elettrica, relativo al predetto insieme, sia utilizzato per un singolo impiego o una singola finalità produttiva.

Gli impianti devono trovarsi tutti all'interno di una stessa area di proprietà o nella piena disponibilità del cliente stesso o, in parte, messa a disposizione del produttore.

Impianti in assetto SEU sono ad oggi una delle soluzioni più diffuse per l'autoconsumo, la loro implementazione futura è consentita a livello normativo e regolatorio secondo quanto previsto dal



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSPC, con la Delibera 578/2013/R/eel).

Per quanto attiene i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC), questi sono reti elettriche private che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e che non riforniscono clienti domestici (salvo limitate eccezioni connesse a dipendenti residenti nei siti).

Il modello SDC è stato previsto dalla Direttiva EU 72/2009, come noto recepita in Italia con il Dlgs 93/2011. Ai sensi dell'articolo 28 della Direttiva 2009/72/CE:

- per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati in configurazioni impiantistiche in cui vari soggetti condividono una rete che consente l'ottimizzazione dell'approvvigionamento energetico o richiede specifici standard tecnici, di sicurezza o gestionali (condivisione di una rete di trasporto del calore cogenerato; standard elettrici diversi da quelli comunemente applicati alle reti pubbliche);
- il sistema distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate.

Gli SDC si suddividono poi in RIU (Reti Interne di Utenza) e ASDC (Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi).

La Legge 99/09 definisce le Reti Interne d'Utenza (RIU) come le reti elettriche il cui assetto è conforme a tutte le seguenti condizioni:

- a) è una rete esistente al 15 agosto 2009, ovvero è una rete di cui, alla medesima data, siano stati avviati i lavori di realizzazione ovvero siano state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;
- b) connette unità di consumo industriali, ovvero connette unità di consumo industriali e unità di produzione di energia elettrica funzionalmente essenziali per il processo produttivo industriale, purché esse siano ricomprese in aree insistenti sul territorio di non più di tre comuni adiacenti, ovvero di non più di tre province adiacenti nel solo caso in cui le unità di produzione siano alimentate da fonti rinnovabili;
- c) è una rete non sottoposta all'obbligo di connessione di terzi, fermo restando il diritto per ciascuno dei soggetti ricompresi nella medesima rete di connettersi, in alternativa alla rete con obbligo di connessione di terzi;
- d) è collegata tramite uno o più punti di connessione a una rete con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale non inferiore a 120 kV;
- e) ha un soggetto responsabile che agisce come unico gestore della medesima rete che può essere diverso dai soggetti titolari delle unità di consumo o di produzione, ma non può essere titolare di concessioni di trasmissione e dispacciamento o di distribuzione di energia elettrica.

Per quanto riguarda gli ASDC, questi sono definiti come tutti i SDC diversi dalle RIU.

Sulla base della normativa primaria, l'Autorità ha confinato il perimetro degli SDC alle soluzioni esistenti al 15 agosto 2009: lo schema, sia esso RIU o ASDC, è quindi attualmente rivolto solo al



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

passato ed è disciplinato dal Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC, delibera 539/2015/R/eel).

2 Le statistiche FER e i nuovi obiettivi 2030

Come si rileva dai dati Terna, il fabbisogno di energia elettrica 2017, pari a 320,5TWh (+2,0% sul 2016), è stato soddisfatto per l'88,2% da produzione nazionale (282,8TWh: +2,0% sul 2016) e per la restante quota da importazioni nette dall'estero (37,8TWh: +2,0% sul 2016).

La produzione nazionale lorda, pari a 295,8TWh, è stata coperta per il 70,8% dalla produzione termoelettrica che continua a registrare un incremento positivo (209,5TWh: +5,0% rispetto al 2016), per il 12,8% dalla produzione idroelettrica (38,0TWh) che prosegue con un significativo calo (-14,1% rispetto al 2016) e per il restante 16,3% dalle fonti geotermica, eolica e fotovoltaica. Quest'ultima ha registrato una variazione più che positiva pari a +10,3% rispetto allo scorso anno: nel 2016, per la prima volta, si era registrato un calo del -3,7% rispetto al 2015.

I consumi elettrici, in aumento del 2,2% rispetto al 2016, si sono attestati a 301,9TWh.

In termini di potenza installata, al 31 dicembre 2017 la potenza efficiente lorda di generazione è risultata pari a 117,1GW, in linea rispetto al dato dello scorso anno, in quanto l'entrata in esercizio di nuovi impianti, anche termoelettrici di piccola taglia ha compensato le grandi dismissioni nel parco di generazione tradizionale. In aumento la capacità delle fonti rinnovabili quali il fotovoltaico, l'eolico e l'idroelettrico.

Nel 2017, quindi, la quota dei consumi finali lordi nel settore elettrico coperta da fonti rinnovabili è stata pari al 17,6%. Per il quarto anno consecutivo, la quota FER è risultata superiore al target fissato dalla direttiva 2009/28/CE per il 2020 (17% riferito ai consumi finali lordi di energia).

L'obiettivo del 55% da FER elettriche al 2030 si traduce in una crescita attesa dell'energia FER del +79% rispetto al 2017, da 103 TWh a 184 TWh. I maggiori contributi sono attesi da fotovoltaico e eolico: l'energia fotovoltaica deve triplicare (da 24 TWh a 72 TWh) e l'energia eolica deve raddoppiare (da 17 TWh a 40 TWh). La crescita è, quindi, ambiziosa e per raggiungere gli obiettivi al 2030 occorrerebbe installare quasi 3 GW/anno di fotovoltaico e 0,8 GW/anno di eolico.

Per quanto attiene l'autoconsumo, sono ad oggi presenti 28 TWh di energia complessivamente autoconsumata, che rappresenta il 9% dei totali consumi elettrici nazionali. Di questi circa 22 TWh sono autoconsumati in sistemi SSPC e i restanti in sistemi RIU.

Lo scenario di evoluzione degli oneri ASos, elaborato dal GSE, prevede che al 2030 il costo di incentivazione potrebbe ridursi a circa 7,1 mld€ (per la scadenza degli incentivi ex-CV e TO), mentre dopo il 2030 è attesa una drastica riduzione dell'onere per il termine del Conto Energia.

Sempre secondo le stime del GSE, gli oneri generali di sistema traslati come effetto delle esenzioni sono pari a 1.1 mld€ di cui 250 mln€ sono le esenzioni a vantaggio delle rinnovabili. La stima prevede poi che, al fine di raggiungere gli obiettivi 2030, con le ipotesi di sviluppo sopra riportate si avrebbe un effetto sugli oneri di sistema e tariffe di rete di circa 800 mln€.



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

3 Il Clean Energy Package – I nuovi sistemi di autoconsumo e i relativi benefici

L'evoluzione tecnologica degli ultimi anni ha reso realizzabili sistemi di produzione che consentono di produrre energia elettrica in prossimità dell'utilizzatore. La valenza energetica di queste iniziative è evidente; questi sistemi consentono, infatti, di utilizzare localmente l'energia elettrica prodotta senza impiegare la rete elettrica nazionale, oltre al calore derivato dalla produzione dell'energia elettrica stessa (con impianti di cogenerazione), e che non potrebbe essere trasportato su lunghe distanze. L'energia prodotta localmente può poi essere distribuita ai diversi clienti all'interno del sito ottimizzandone la complessiva gestione energetica con il risultato di migliorare l'efficienza energetica del sistema rispetto a quella che si avrebbe con una normale rete di distribuzione.

Il Clean Energy Package considera già possibile questa evoluzione e prevede importanti innovazioni sia nella Direttiva Rinnovabili, sia nella Direttiva Elettrica. In particolare, sono introdotte due nuove forme di autoconsumo: l'autoconsumatore rinnovabile e la Local Energy Community.

Un auto-consumatore rinnovabile è un sistema con le seguenti caratteristiche.

- I clienti finali operano presso edifici di loro proprietà, in confini geografici delimitati o presso altri edifici. Se situati presso lo stesso edificio o condominio possono agire in forma aggregata.
- Gli stati membri devono assicurare loro la possibilità, anche tramite aggregatori, di generare elettricità rinnovabile per il proprio consumo, immagazzinare e vendere l'energia rinnovabile prodotta che non viene consumata (anche tramite PPA, fornitori di elettricità o contratti peer-to-peer) purchè tale attività non rappresenti la loro primaria attività commerciale o professionale.
- Per tale attività gli auto-consumatori non saranno soggetti a procedure discriminatorie o sproporzionate e a tariffe di rete non cost-reflective, in relazione all'elettricità che consumano, immettono in rete e a quella che rimane nella loro disponibilità.
- Prevista l'esclusione totale dal pagamento degli oneri per impianti FER in auto-consumo di piccola taglia (fino a 30 kW).

Una LEC o REC è un sistema con le seguenti caratteristiche.

- Entità legali, basate su partecipazione aperta e volontaria, effettivamente controllate da azionisti o membri che sono persone fisiche, autorità locali o PMI.
- Situate in prossimità dei progetti posseduti e sviluppati.
- Scopo principale: fornire benefici di tipo ambientale, economico o sociale ai membri della Comunità o alle aree locali in cui opera.
- Devono partecipare ai mercati energetici e agli strumenti di incentivazione alle rinnovabili.

Queste nuove forme di autoproduzione saranno essenziali per promuovere i nuovi target al 2030



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

di sviluppo delle rinnovabili, di efficienza energetica e di riduzione delle emissioni. L'energia e l'integrazione di "tecnologie intelligenti" all'interno delle realtà urbane saranno, infatti, aspetti fondamentali nella pianificazione delle città e del territorio. Gran parte dei consumi energetici avvengono nei centri urbani, principalmente in connessione ai settori residenziale, terziario e dei trasporti e gli obiettivi europei di efficienza energetica, aumento della quota di rinnovabili e riduzione delle emissioni climalteranti, sono anche declinati a questa scala. È evidente quindi come l'energia riferita al territorio e alla città abbia un ruolo per nulla trascurabile. L'efficienza energetica mediante l'uso di materiali e tecniche innovative, l'uso di Generazione Diffusa (GD) e di energie rinnovabili hanno innescato un processo di sostenibilità ambientale che richiede di essere supportato. Tentativi di integrazione sono in rapida evoluzione, ma il processo è sinora limitato all'analisi di casi di studio limitati (test facility o siti espositivi) trascurando l'importanza del fenomeno applicato in modo sistematico e integrato all'interno di una vera scala urbana. Diventa, quindi, importante individuare e sviluppare i principali e necessari percorsi da compiere, anche a livello normativo e regolatorio, affinché una città diventi sostenibile integrando le reti di energia e trasporto con innovative tecnologie capaci di aumentare l'efficienza generale dell'ambiente urbano migliorando la qualità della vita dei cittadini.

Tra i benefici che queste nuove forme di autoconsumo possono portare ai clienti o al sistema ci sono:

- Benefici energetici legati alla possibilità di gestire in maniera ottimizzata le risorse di rete in modo da minimizzare i costi complessivi legati all'approvvigionamento dell'energia necessaria a soddisfare i carichi di rete personalizzando la fornitura e pianificando l'incontro tra domanda ed offerta in funzione dei picchi di produzione/consumo, ponendo il cliente finale direttamente al centro del mercato elettrico (demand response e energy footprint). Questo consente di conseguire i target 2030 ma anche di raggiungere una maggior autonomia energetica, di cui può beneficiare il sistema;
- Benefici tecnici legati ad un aumento della qualità del servizio, che può essere personalizzata sulle effettive esigenze del consumatore (residenziale, commerciale ed industriale), garantendo una continuità strettamente commisurata alle necessità;
- Benefici di sistema legati alla fornitura servizi di regolazione alla rete elettrica, o servizi utili a contribuire alla sicurezza dell'esercizio, piuttosto che all'efficienza del sistema e del mercato elettrico (ad es., regolazione di potenza attiva), ma anche alla riduzione delle perdite (conversione, trasporto e distribuzione);
- Benefici per la PA e i cittadini legati allo sviluppo di servizi informatici di monitoraggio e previsione dei consumi che le PA potranno utilizzare per sviluppare politiche di sensibilizzazione dei consumatori capaci di massimizzare i benefici della green economy, oltre a stabilire un canale di contatto diretto con la popolazione che si sentirà direttamente partecipe della transizione energetica;
- Benefici ambientali riducendo, grazie all'ottimizzazione di tutti i vettori energetici presenti, le complessive emissioni.



ASSOCIAZIONE ITALIANA DI GROSSISTI DI ENERGIA E TRADER

4 Proposte per la promozione e sviluppo autoconsumo e LEC

Regolazione: semplificazione del quadro regolatorio esistente relativo ai sistemi di autoconsumo attualmente in essere (SDC e SSPC) e introduzione di una regolazione ad hoc sulle LEC che preveda anche un approfondimento relativo alla gestione delle concessioni/subconcessioni per la gestione delle reti di distribuzione, anche anticipando i tempi di recepimento del Clean Energy Package, attraverso lo sviluppo di progetti pilota. I progetti pilota dovrebbero essere limitati a realtà ben definite, in particolare, prevedendo:

- Alimentazione da FER o CAR;
- Perimetri geografici definiti in cui siano presenti generazione e carico e che possa eventualmente coincidere con quello della relativa rete di distribuzione;
- Progetti nuovi che partano da realtà non già esistenti;
- Progetti realizzati in aree da riqualificare o in comunità montane, dove probabilmente non ci sarebbe economicità ad investire;
- Progetti che possano aumentare la complessiva efficienza energetica del sito;
- Applicazione in via transitoria dell'attuale regolazione degli SDC (Del. 539/15) estesa anche a clienti domestici, includendo anche gli stessi benefici tariffari.

Incentivi: *incentivazione indiretta (esenzione oneri): solo per i primi anni e fino al raggiungimento di un quantitativo massimo di MW (che garantisca la sostenibilità economica del meccanismo).* Possibilità di rivedere anche le modalità di pagamento degli oneri di rete in virtù di un minore utilizzo della rete pubblica (se effettivamente fosse solo di backup) e di una serie di potenziali benefici, quali la riduzione perdite di rete, la partecipazione alla regolazione, etc. *In generale gli incentivi dovranno essere definiti in modo trasparente e neutro, senza creare discriminazioni in funzione della categoria di consumo ed in modo che non distorcano il funzionamento del mercato.*

Gestione infrastruttura: consentire la realizzazione di nuove reti all'interno delle LEC capaci di ottimizzare la gestione energetica del sito, lasciando anche la possibilità di sviluppare sistemi virtuali laddove la rete fisica non possa essere costruita o non sia economicamente una scelta sostenibile. Stessa libertà va anche lasciata all'interno dei condomini: i condomini devono poter scegliere di acquistare e gestire in proprio la rete elettrica anche per ottimizzare le possibili sinergie con interventi di efficienza energetica per la riqualificazione degli edifici, con numerosi benefici per il complessivo sistema (anche per ridurre povertà energetica e fenomeni di perdite commerciali).

Mercato elettrico: le nuove forme di produzione dovrebbero essere completamente integrate nei mercati (sbilanciamenti e partecipazione MSD).

Per quanto concerne la trattazione economica degli sbilanciamenti, sarà comunque necessario che essi riflettano il vero costo che il sistema deve pagare per risolverli.