

**SEGNALAZIONE 17 LUGLIO 2014**  
**348/2014/I/EEL**

**SEGNALAZIONE AL GOVERNO E AL PARLAMENTO IN MERITO AI SISTEMI  
SEMPLICI DI PRODUZIONE E CONSUMO E ALLE RETI PRIVATE**

*17 luglio 2014*

## 1. Introduzione

Con l'avvio della liberalizzazione del mercato del settore elettrico in Italia, il decreto legislativo 79/99 ha disposto che:

- l'attività di trasmissione sia riservata allo Stato ed attribuita in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale (attualmente Terna);
- l'attività di distribuzione sia svolta in regime di concessione rilasciata dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (ora Ministro dello Sviluppo Economico);
- gli oneri generali di sistema (poi definiti e puntualizzati con il decreto ministeriale 26 gennaio 2000) siano applicati come maggiorazioni delle tariffe di trasporto dell'energia elettrica e, pertanto, siano applicati all'energia elettrica prelevata da rete pubblica e non all'energia elettrica consumata (articolo 3, commi 10 e 11).

Il quadro normativo definito dal decreto legislativo 79/99 non dava tuttavia una risposta completa a due interrogativi tra loro strettamente connessi:

- 1) quali sistemi privati possono essere realizzati in un contesto in cui le attività di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica sono assegnate su concessione sul territorio nazionale;
- 2) come devono essere allocati gli oneri generali di sistema in un contesto in cui non solo l'entità assoluta degli stessi è continuamente crescente ma che vede anche, in conseguenza dello sviluppo di iniziative private, un progressivo disallineamento tra l'energia elettrica prelevata da rete pubblica e l'energia elettrica consumata; allocazione degli oneri generali di sistema che diviene tanto più complessa nei limiti in cui debba tenere conto sia di obiettivi di politica energetica sia dell'esigenza di non alterare ingiustificatamente la competizione sia tra impianti/tecnologie di generazione sia tra consumatori industriali operanti con diversi assetti produttivi; ciò richiederebbe che gli oneri generali di sistema possano essere allocati in modo differenziato nei limiti in cui non promuovano configurazioni impiantistiche inefficienti e/o per tenere conto dei costi evitati e/o delle esternalità indotte relativamente ai medesimi ambiti cui gli oneri generali sono connessi<sup>1</sup>.

Ne è conseguita, negli anni, l'introduzione di una lunga serie di disposizioni e definizioni in relazione ai cd. sistemi semplici di produzione e consumo (caratterizzati dalla presenza di un solo cliente finale e di un solo produttore con collegamento elettrico diretto)<sup>2</sup> e alle reti elettriche private (caratterizzate dalla presenza di più clienti finali e/o più produttori con collegamenti elettrici diretti)<sup>3</sup>. La presenza di più definizioni deriva dalle diverse tipologie di esoneri tariffari. In assenza di tali esoneri, sarebbe sufficiente definire quali configurazioni di rete possono essere liberamente realizzate, senza prevedere ulteriori distinzioni, con evidenti semplificazioni.

---

<sup>1</sup> Si pensi, ad esempio, agli oneri, di cui alla componente A<sub>3</sub>, derivanti dall'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Il riconoscimento di una esenzione dall'applicazione di detti oneri a sistemi di autoapprovvigionamento da fonti rinnovabili che non godano di incentivazioni appare rispondente a criteri di efficienza purché tale esenzione sia commisurata al valore del beneficio da queste apportato al sistema (riduzione di emissioni, riduzione della dipendenza energetica ecc...) e non già valorizzato nei costi evitati. È tuttavia evidente che dette esenzioni vanno limitate al valore delle esternalità per il sistema elettrico e, quindi, dovrebbero essere parametrize al costo evitato delle tecnologie più efficienti per raggiungerle.

<sup>2</sup> Per quanto qui rileva, i sistemi semplici di produzione e consumo sono tutti quei sistemi elettrici che possono essere ricondotti ad una configurazione semplificata in cui ci sia un unico produttore di energia elettrica responsabile della gestione degli impianti di produzione connessi al predetto sistema e un unico cliente finale tra loro direttamente connessi all'interno di un'area privata.

<sup>3</sup> Per quanto qui rileva, con il termine reti elettriche private si intendono tutte le reti elettriche caratterizzate da una pluralità di clienti finali e da uno o più produttori che non vengono utilizzate dai concessionari dell'attività di trasmissione e di distribuzione ai fini dell'erogazione del pubblico servizio.

La lunga serie di disposizioni e definizioni ha comportato invece l'insorgere di rilevanti complessità che non consentono ancora di risolvere tutte le incertezze in relazione alla possibilità di realizzare nuove configurazioni private né di allocare gli oneri generali di sistema secondo criteri di efficienza e di rispondenza ai costi evitati e/o alle esternalità indotte.

In relazione agli oneri generali di sistema, in particolare, la legge 99/09 ha successivamente modificato in modo radicale l'approccio, prevedendo, all'articolo 33, comma 5, che tali oneri trovino generale applicazione (fatte salve esplicite deroghe concesse ad alcune tipologie di sistemi e di configurazioni) all'energia elettrica consumata e/o a parametri relativi al punto di connessione.

Le questioni relative alla definizione delle configurazioni private realizzabili e all'allocazione degli oneri generali di sistema non sono necessariamente correlate tra loro e, pertanto, nel seguito, verranno trattate separatamente.

## **2. La definizione delle configurazioni private realizzabili**

### *I sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC)*

Per quanto riguarda i sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC), le normative attualmente vigenti contemplano unicamente:

- i sistemi di autoproduzione di cui all'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo 79/99, tra cui rientrano anche le cooperative storiche e i consorzi storici;
- i sistemi efficienti d'utenza (SEU) di cui all'articolo 2, comma 1, lettera t), del decreto legislativo 115/08;
- i sistemi esistenti equiparati ai SEU (SESEU) di cui all'articolo 10, comma 2, del decreto legislativo 115/08.

Ai sensi del decreto legislativo 79/99 e come ribadito dal Tar Lazio con la sentenza n. 6407/12, in presenza di concessioni per l'esercizio dell'attività di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica, le uniche realizzazioni private possibili sono quelle definite dalle normative vigenti, e quindi sicuramente quelle sopra richiamate.

In aggiunta alle suddette definizioni, la direttiva 96/92/CE come recepita dal decreto legislativo 79/99 riportava anche 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". Tale definizione non ha mai trovato applicazione pratica e appare di dubbia interpretazione in quanto potrebbe essere intesa corrispondente:

- ai soli casi di sistemi di autoapprovvigionamento in isola, ovvero non connessi al sistema di trasmissione e distribuzione e in tal senso indipendenti da esso; oppure
- a tutti i casi di sistemi, connessi o non connessi al sistema di trasmissione e distribuzione, nei quali è presente un collegamento diretto privato tra un centro di produzione e un centro di consumo.

La definizione di "linea diretta" inizialmente introdotta dalla direttiva 96/92/CE è stata poi modificata dalla direttiva 2009/72/CE, secondo cui la linea diretta è la "*linea elettrica che collega un sito di generazione isolato con un cliente isolato ovvero linea elettrica che collega un produttore di energia elettrica e un'impresa fornitrice di energia elettrica per approvvigionare direttamente i propri impianti, le società controllate e i clienti idonei*"; l'articolo 34 della direttiva 2009/72/CE precisa altresì che "*Gli Stati membri adottano le misure necessarie a consentire che:*

- a) *tutti i produttori e le imprese fornitrici di energia elettrica stabiliti nel loro territorio riforniscano mediante una linea diretta i propri impianti, le società controllate e i clienti idonei; e*

b) *tutti i clienti idonei nel loro territorio sono riforniti mediante una linea diretta da un produttore e da imprese fornitrici*". Il medesimo articolo prevede altresì che *"Gli Stati membri stabiliscono i criteri per il rilascio delle autorizzazioni per la costruzione di linee dirette nel proprio territorio"*.

**Si ritiene quindi opportuno recepire la nuova definizione di linea diretta e l'articolo 34 della direttiva 2009/72/CE, risolvendo il dubbio interpretativo, affinché almeno tutti i sistemi caratterizzati da un unico cliente finale e da un unico produttore direttamente collegati all'interno di un'area privata possano essere realizzati indipendentemente dalle concessioni assegnate per l'attività di trasmissione e distribuzione.** Tali attività di auto-approvvvigionamento energetico non dovrebbero infatti configurarsi alla stregua di attività di distribuzione<sup>4</sup> e, pertanto, non dovrebbero essere limitate ai soli gestori di rete concessionari.

Quanto qui esposto non presuppone, di per sé, alcun trattamento tariffario specifico per il quale si rimanda al paragrafo 3.

### *Le reti private*

Per quanto riguarda le reti private, intese come reti elettriche nella titolarità di soggetti diversi da Terna e dalle imprese distributrici e non già utilizzate per l'erogazione del pubblico servizio, l'unica definizione completa esistente è quella di Reti Interne d'Utenza (RIU) di cui all'articolo 33 della legge 99/09 a cui ha fatto seguito il censimento delle medesime reti.

Successivamente, con l'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo 93/11, sono stati introdotti nell'ordinamento nazionale i cosiddetti Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) di cui all'articolo 28 della direttiva 2009/72/CE, pur senza richiamare esplicitamente la definizione prevista dalla medesima direttiva, prevedendo che *"i sistemi di distribuzione chiusi sono le reti interne d'utenza così come definite dall'articolo 33 della legge 23 luglio 2009, n. 99 nonché le altre reti elettriche private definite ai sensi dell'articolo 30, comma 27, della legge n. 99 del 2009"*<sup>5</sup>.

Sembrebbe, pertanto, che tutte le reti private, ivi incluse le RIU, per poter essere gestite da soggetti diversi dai concessionari già esistenti, debbano rispettare i requisiti previsti dalla definizione di cui al medesimo articolo della direttiva 2009/72/CE e debbano essere classificate tra i SDC; sembrerebbe inoltre che possano essere realizzate nuove reti private, nel rispetto dei predetti requisiti.

Ai sensi della direttiva 2009/72/CE, i SDC sono a tutti gli effetti sistemi di distribuzione con obbligo di connessione di terzi, anche se, in relazione ad essi, possono essere previste alcune semplificazioni nella regolazione (richiamate in Appendice).

Poiché in Italia l'attività di distribuzione è assegnata in concessione e poiché, ai sensi del decreto legislativo 79/99 non possono coesistere più imprese distributrici in ciascun Comune, affinché quanto appena richiamato possa essere reso operativo, **occorrerebbe modificare i decreti ministeriali con cui sono state assegnate le concessioni per l'attività di distribuzione, prevedendo delle apposite subconcessioni in capo ai gestori delle reti elettriche private per l'esercizio dell'attività di distribuzione all'interno dei SDC.** In assenza di tale modifica

<sup>4</sup> come peraltro già sostenuto dall'Autorità nell'atto 54/07.

<sup>5</sup> Tale articolo prevede che *"Al fine di garantire e migliorare la qualità del servizio elettrico ai clienti finali collegati, attraverso reti private con eventuale produzione interna, al sistema elettrico nazionale di cui all'articolo 2 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, il Ministero dello sviluppo economico determina, entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, nuovi criteri per la definizione dei rapporti intercorrenti fra il gestore della rete, le società di distribuzione in concessione, il proprietario delle reti private ed il cliente finale collegato a tali reti."*, senza introdurre, di fatto, definizioni specifiche. In applicazione di tale articolo è stato emanato il decreto ministeriale 10 dicembre 2010.

normativa non è possibile regolare tali sistemi nel pieno rispetto dei requisiti previsti dalla normativa comunitaria (con particolare riferimento all'obbligo di connettere soggetti terzi) e ferme restando le condizioni di favore già previste per le RIU, finché previste dalle normative vigenti<sup>6</sup>.

**Se, diversamente da quanto sopra riportato<sup>7</sup>, il Governo e il Parlamento ritenessero invece che i SDC richiamati nel decreto legislativo 93/11 non siano quelli previsti dall'articolo 28 della direttiva 2009/72/CE (il cui recepimento non è obbligatorio) ovvero che non debbano essere regolati secondo quanto definito dalla medesima direttiva, parrebbe necessario modificare o abrogare l'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo 93/11.**

Nel caso in cui l'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo 93/11 venisse abrogato, ne conseguirebbe che, come evidenziato dal Tar Lazio con la sentenza n. 6407/12, non possano essere realizzate nuove reti private in quanto tale attività risulterebbe confliggente con quella assegnata in concessione. Pertanto, le uniche reti private ammissibili risulterebbero essere quelle già previste dalle normative vigenti, cioè le RIU (per le quali l'Autorità, ai sensi del decreto ministeriale 10 dicembre 2010, ha già il potere di definirne la regolazione, nonché criteri atti a garantirne il confinamento territoriale) e le altre reti private esistenti alla data di entrata in vigore della legge 99/09<sup>8</sup>. In tal caso, quindi, si ritiene che, in coerenza con il quadro normativo risultante dal combinato disposto del decreto legislativo 79/99 e della legge 99/09, il trasporto di energia elettrica all'interno delle reti private esistenti, qualora non già effettuato dal distributore concessionario<sup>9</sup>, sia da ricomprendere nell'ambito dell'attività di autoapprovvigionamento, in deroga all'attività di distribuzione<sup>10</sup>. Eventualmente il legislatore potrebbe anche prevedere che il trasporto dell'energia elettrica su reti private per la fornitura dei clienti finali sia da ricomprendere nell'attività di distribuzione già svolta dall'attuale soggetto concessionario e che quindi anche a tali reti si debba applicare quanto previsto al comma 6 dell'articolo 9 del decreto legislativo 79/99<sup>11</sup>, almeno in

---

<sup>6</sup> Per maggiori dettagli relativi all'applicazione della regolazione definita dall'Autorità in tale ipotesi, si rimanda al DCO 183/2013/R/eel.

<sup>7</sup> che evidenzia la lettura data dall'Autorità all'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo 93/11.

<sup>8</sup> Come già evidenziato nel DCO 183/2013/R/eel, in tale ottica, le reti private andrebbero intese come realtà esistenti non compatibili con il quadro normativo definito dal decreto legislativo 79/99 e per le quali la legge 99/09 ha di fatto introdotto una sanatoria.

<sup>9</sup> A tal fine si ricorda che ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo 79/99 il servizio di distribuzione può essere svolto dall'impresa distributrice concessionaria, anche attraverso reti non di proprietà. In tali casi le predette reti vengono ricomprese nelle reti di distribuzione e l'impresa distributrice concessionaria regola i rapporti con il gestore delle reti private ai sensi del comma 6 del medesimo articolo.

<sup>10</sup> Nell'ambito della ricognizione sulle reti private diverse dalle RIU effettuata dall'Autorità con la deliberazione 165/2013/R/eel le imprese distributrici, su segnalazione dei gestori delle reti private, hanno comunicato l'esistenza di poco più di 30 reti private, diverse dalle RIU, di proprietà di soggetti diversi dalle attuali imprese distributrici. Di queste, la stragrande maggioranza sono reti in cui il trasporto di energia elettrica ai clienti finali è già svolto dall'impresa distributrice concessionaria per quel territorio (l'impresa distributrice, quindi, in coerenza con l'articolo 9 del decreto legislativo 79/99, si avvale della rete privata per erogare il servizio pubblico). Le reti private esistenti, diverse dalle RIU, non già utilizzate per l'erogazione del servizio pubblico che, per effetto della modifica o abrogazione dell'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo 93/11 verrebbero viste come reti su cui il trasporto rientra nell'attività di autoapprovvigionamento sembrerebbero, invece, un numero molto esiguo.

<sup>11</sup> L'articolo 9, comma 6, del decreto legislativo 79/99 prevede che l'Autorità “*stabilisce i criteri e i parametri economici per la determinazione del canone annuo da corrispondere agli eventuali proprietari di reti di distribuzione ai quali non sia assegnata la relativa concessione. Il Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato può ripartire o modificare la concessione rilasciata, previo consenso del concessionario.*”

relazione alle reti private diverse dalle RIU. A fronte di simili specifiche, l'Autorità dovrebbe definire, senza necessità di ulteriori interventi normativi<sup>12</sup>:

- la regolazione delle sole RIU (o eventualmente anche delle altre reti private già esistenti qualora si decidesse di non affidarle in gestione ai gestori di rete concessionari) sulla base delle disposizioni di cui alla legge 99/09 e non anche della direttiva 2009/72/CE;
- le condizioni procedurali ed economiche sulla base delle quali le reti private diverse dalle RIU (o anche le RIU in relazione ad eventuali nuovi soggetti non afferenti ad esse) vengono utilizzate dai gestori concessionari per l'erogazione del pubblico servizio.

**In conclusione, sono necessari interventi normativi in merito alle reti private che consentano di chiarire se tali reti sono a tutti gli effetti sistemi di distribuzione chiusi (con obbligo di connessione di terzi e realizzabili anche per il futuro nel rispetto della definizione di cui alla direttiva 2009/72/CE) o meno. Nel caso in cui le reti private non siano sistemi di distribuzione chiusi, esse resterebbero confinate alle sole realtà già esistenti alla data di entrata in vigore della legge 99/09.**

L'Autorità, nelle more di tali interventi di carattere definitorio, sta comunque valutando la possibilità di definire una regolazione transitoria che riguardi esclusivamente le realtà già esistenti e rinviando a successivi provvedimenti l'eventuale piena applicazione della direttiva 2009/72/CE. Tale regolazione non prevederebbe differenze tra RIU e altre reti private esistenti (ferme restando le condizioni di favore già previste per le RIU in materia di oneri generali di sistema, finché previste dalle normative vigenti) e sarebbe basata sull'interpretazione che il trasporto di energia elettrica nelle reti private non sia da intendersi come attività di distribuzione.

### **3. L'applicazione degli oneri generali di sistema**

Il decreto – legge 91/14, in corso di conversione in legge, ha integrato la legge 99/09 e il decreto legislativo 115/08 in merito all'applicazione degli oneri generali di sistema. Le componenti fisse di tali oneri vengono applicate al punto di prelievo mentre le componenti variabili sono applicate:

- a) nel caso dei SEU, dei SEESEU e delle RIU, all'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica in misura pari al 100% del loro valore unitario e all'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete pubblica in misura pari al 5% del loro valore unitario. Nel caso di sistemi che entrano in esercizio dopo il 31 dicembre 2014, la quota del 5% potrebbe essere modificata a partire dal 2016;
- b) in tutti gli altri casi, ivi inclusi i sistemi di autoproduzione diversi da SEU e SEESEU e i SDC diversi dalle RIU, al totale dell'energia elettrica consumata in misura pari al 100% del loro valore unitario. Ad esempio, rientrano in questi altri casi i sistemi di autoproduzione senza fonti rinnovabili né cogenerazione ad alto rendimento non ricompresi tra i SEESEU perché l'iter autorizzativo è iniziato dopo il 4 luglio 2008.

Si ricorda che anche nel caso delle cooperative storiche dotate di rete propria che rientrano nel novero degli autoproduttori di cui al decreto legislativo 79/99, seppur limitatamente ai propri clienti soci diretti, gli oneri generali di sistema trovano applicazione solo all'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica e non anche a quella prodotta e autoconsumata all'interno della cooperativa.

Rinviando alla memoria 3 luglio 2014, 322/2014/I/eel, per le considerazioni relative al solo decreto – legge 91/14, nel seguito vengono esposte alcune considerazioni di carattere più generale nell'ottica di una futura revisione globale, indipendente quindi dal medesimo decreto-legge, dei

---

<sup>12</sup> Per maggiori dettagli relativi all'applicazione della regolazione definita dall'Autorità in tale ipotesi, si rimanda al DCO 33/11.

criteri di allocazione degli oneri generali di sistema, anche tenendo conto di quanto previsto dalla comunicazione della Commissione Europea 28 giugno 2014 recante “*Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020*” (2014/C 200/01)<sup>13</sup>.

Attualmente gli oneri generali di sistema assumono strutture e valori unitari differenziati per tipologia di cliente finale (soprattutto introducendo distinzioni sulla base del livello di tensione a cui ogni cliente è connesso alla rete pubblica). Tali oneri trovano applicazione per punto di prelievo e per unità di energia elettrica consumata, con le eccezioni sopra richiamate alla lettera a)<sup>14</sup>. Le eccezioni prevedono esoneri parziali dall’applicazione degli oneri generali di sistema che sono correlati alle tipologie delle configurazioni di rete adottate e agli assetti societari e, pertanto, non solo non consentono di tenere conto dei costi evitati e/o delle esternalità indotte ma neppure consentono un’applicazione selettiva che tenga conto delle diverse tipologie di attività produttive svolte dai beneficiari. Sarebbe sufficiente, ad esempio, che un’unica realtà industriale nella titolarità di un’unica società venisse frammentata tra due distinte società per perdere l’esenzione tariffaria derivante, ad esempio, dalla qualifica di SEU, mentre dal punto di vista operativo non è cambiato nulla.

Inoltre, i volumi di energia prodotta e consumata da soggetti, anche diversi tra loro, interni alla RIU o al SEU o SESEU si compensano, ancorché parzialmente, ai fini dell’applicazione dei predetti corrispettivi determinando un indubbio vantaggio sul costo dell’energia elettrica rispetto ad altri soggetti, anche a parità di attività produttiva svolta. Un’attività industriale esercitata all’interno di una RIU avrebbe un indubbio vantaggio rispetto alla medesima attività svolta in un altro contesto.

In aggiunta ai citati problemi, le frequenti e non coordinate richieste di inclusione di nuovi soggetti all’interno delle RIU o di sistemi di autoproduzione nel novero dei SESEU, nonché la realizzazione di nuovi SEU determina un quadro di progressiva antieconomicità dei prelievi dalla rete pubblica di ciascun soggetto, oltre ad incertezze nella previsione del gettito inerente i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema.

Le esenzioni e i benefici tariffari comportano un effetto redistributivo, sempre più rilevante nel tempo, degli oneri generali di sistema con un conseguente aumento del valore unitario per gli utenti che non beneficiano di tali agevolazioni. Infatti, al crescere dell’energia elettrica esente non corrisponde un’equivalente riduzione dei costi e degli oneri da coprire. A parità di costi/oneri da recuperare, la diminuzione della quantità di energia elettrica su cui far gravare detti costi comporta, da un lato, un incremento del corrispettivo unitario variabile e, dall’altro, un sempre minor numero di clienti assoggettati ai corrispettivi. Tale effetto è ancora più evidente se si pensa che alcuni oneri, quali quelli necessari per l’incentivazione delle fonti rinnovabili, sono complessivamente ancora in aumento.

Si osserva, inoltre, che l’esonero dall’applicazione di alcune componenti tariffarie può comportare un continuo aumento indotto della quantità di energia elettrica non soggetta alle medesime componenti. Infatti, più aumenta l’incidenza delle componenti tariffarie sul prezzo finale dell’energia elettrica prelevata dalla rete pubblica e più altri clienti finali saranno indotti a realizzare configurazioni che consentano esoneri tariffari; dal che consegue un’ulteriore riduzione della quantità di energia elettrica a cui si applicano gli oneri di sistema e, quindi, un ulteriore aumento del loro valore unitario per gli altri clienti finali.

Peraltro, l’esonero dall’applicazione di alcune componenti tariffarie costituisce un vero e proprio

---

<sup>13</sup> Tale comunicazione prevede un piano di aggiustamento per i soggetti “non-eligible” che attualmente godono di agevolazioni. Il piano, tra l’altro, deve prevedere di ricondurre, entro la fine del 2018, soggetti “non-eligible” al regime senza agevolazioni (salvo applicazione di complesse clausole case-by-case).

<sup>14</sup> Oltre che quelle previste per le cosiddette imprese energivore, il cui trattamento non è espressamente richiamato nel presente documento.

incentivo implicito per gli impianti di produzione di energia elettrica diffusi e di minore dimensione (e, come tale, difficilmente conteggiabile e adattabile alle reali esigenze). Tale incentivo, se raggiunge valori unitari sufficientemente elevati, può indurre la realizzazione di nuovi impianti di produzione particolarmente costosi (rispetto ad altre soluzioni) e scarsamente efficienti, che diversamente non verrebbero realizzati. Questa situazione comporterebbe un beneficio per chi realizza nuovi impianti di produzione distribuita anche se potenzialmente inefficienti, ma il sistema elettrico nel suo complesso finirebbe con l'accollarsi oneri maggiori derivanti dalla promozione (implicita) di soluzioni poco efficienti. Tra l'altro, potrebbero diffondersi soluzioni con sistemi di accumulo, non necessariamente efficienti, con l'obiettivo, principale se non esclusivo, di massimizzare l'autoconsumo per ridurre il pagamento degli oneri generali di sistema (e non anche con l'obiettivo di prestare servizi di rete, come sarebbe più opportuno dal punto di vista sistemico).

**In considerazione delle criticità sopra esposte, si ritiene preferibile che il Governo, nell'ambito delle proprie scelte di politica energetica, operi o dia indirizzi all'Autorità ai fini di una completa e omogenea redistribuzione della copertura degli oneri generali di sistema, prevedendo (ove necessario) un'applicazione selettiva al fine di tenere conto delle diverse tipologie di clienti finali e non dei diversi assetti societari o configurazioni di rete. Tale revisione generale dell'applicazione degli oneri di sistema consentirebbe di tenere conto di quanto previsto dalla comunicazione della Commissione Europea 28 giugno 2014 recante “Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020” (2014/C 200/01).**

Inoltre, anche se l'obiettivo degli sgravi tariffari fosse quello di promuovere implicitamente nuovi impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento (che consentono la costituzione di nuovi SEU), si ritiene preferibile addivenire a forme esplicite di incentivazione qualora ancora necessarie per la promozione di soluzioni impiantistiche efficienti. Ciò perché un'incentivazione esplicita è sicuramente più selettiva, controllabile, efficace e trasparente.

Per quanto riguarda la redistribuzione della copertura degli oneri generali di sistema, si evidenzia che l'applicazione della parte variabile degli oneri generali di sistema all'energia elettrica consumata, per tutte le configurazioni, richiederebbe la completa innovazione dei flussi informativi su cui si fonda il funzionamento del sistema elettrico e dei sistemi di fatturazione, aggiungendo diverse complessità<sup>15</sup>. Infatti il sistema elettrico attualmente rileva ed utilizza come unici dati di riferimento quelli relativi all'energia elettrica prelevata da rete pubblica (e non anche quelli relativi all'energia elettrica consumata in sito).

**Pertanto si ritiene che l'applicazione della parte variabile degli oneri generali di sistema all'energia elettrica consumata possa comportare benefici sistemici maggiori dei costi di implementazione solo nel momento in cui l'aliquota prevista non sia molto limitata (come attualmente previsto dal decreto – legge 91/14).**

**Tuttavia, si ritiene preferibile prevedere maggiorazioni delle parti fisse (per punto di connessione o per potenza impegnata) dei corrispettivi posti a copertura degli oneri generali di sistema, evitando di penalizzare eccessivamente i clienti finali con elevata potenza impegnata e consumi ridotti, poiché tale soluzione si pone come la più semplice e immediata.**

---

<sup>15</sup> Dovrebbero infatti essere definiti, in tutti i casi, appositi algoritmi finalizzati a calcolare la quantità di energia elettrica consumata a partire dai dati di misura dell'energia elettrica immessa, prodotta e prelevata, oppure dovrebbe essere misurata l'energia elettrica consumata installando appositi misuratori ove possibile. In più si dovrebbe utilizzare l'energia elettrica prelevata ai fini dell'applicazione dei corrispettivi di trasporto, e contestualmente si dovrebbe utilizzare anche l'energia elettrica consumata ai fini dell'applicazione degli oneri generali di sistema, raddoppiando i dati di misura complessivamente necessari ai fini delle fatturazioni.



In aggiunta a quanto fin qui esposto, si rileva che, qualora siano molto ridotti (o resi inesistenti) gli esoneri tariffari derivanti da particolari configurazioni<sup>16</sup>, diventerebbero superflue le definizioni delle diverse categorie di configurazioni nell'ambito di quelle realizzabili (sarebbe cioè sufficiente definire quali configurazioni possono essere realizzate privatamente, senza prevedere ulteriori distinzioni, con evidenti semplificazioni).

Nel caso in cui, invece, continuino ad esistere esoneri tariffari per particolari configurazioni impiantistiche, si ritiene opportuno prevedere che:

- sia definita una data limite (ad esempio l'1 gennaio 2015) oltre la quale, per i potenziali SEESEU e per le potenziali RIU, non sia più possibile presentare la richiesta della qualifica da cui deriva il diritto agli esoneri tariffari;
- sia definita una data a decorrere dalla quale a tutti i SEESEU che non rispettano anche i requisiti di SEU (e che, pertanto, hanno avuto accesso agli esoneri tariffari per effetto dei diritti acquisiti), nonché alle cooperative storiche, sia applicato il trattamento tariffario di cui all'articolo 24, comma 1, del decreto – legge 91/14, ovvero di cui all'articolo 33, comma 5, della legge 99/09 e richiamato alla lettera b) del presente paragrafo. Tale data potrebbe essere l'1 gennaio 2016, partendo dal presupposto che gli investimenti pregressi siano ormai pienamente ammortizzati;
- si specifichi se un sistema di autoapprovvigionamento qualificato come SEU (o eventualmente SEESEU) può mantenere tale qualifica a seguito dell'installazione di sistemi di accumulo<sup>17</sup>.

---

<sup>16</sup> Ciò è perseguibile anche prevedendo che gli oneri generali di sistema siano applicati in prevalenza alla potenza impegnata sul punto di connessione alla rete pubblica.

<sup>17</sup> Ai sensi dell'articolo 2, comma 1, lettera f), del decreto legislativo 387/03, l'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili è definita come *“l'elettricità prodotta da impianti alimentati esclusivamente con fonti energetiche rinnovabili, la produzione imputabile [...], nonché l'elettricità ottenuta da fonti rinnovabili utilizzata per riempire i sistemi di stoccaggio, ma non l'elettricità prodotta come risultato di detti sistemi”*. Poiché la definizione di SEU presuppone la presenza esclusiva di impianti alimentati da fonti rinnovabili o in assetto cogenerativo ad alto rendimento, a stretto rigore, la presenza di sistemi di accumulo potrebbe comportare il venir meno della qualifica.

## Appendice A - I sistemi semplici di produzione e consumo

Ai tempi del decreto legislativo 79/99, gli unici sistemi semplici di produzione e consumo esplicitamente previsti dalle normative vigenti erano i sistemi di autoproduzione realizzati da un autoprodotto definito 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 medesimo decreto.

A seguito dell’installazione dei primi impianti di generazione distribuita, l’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) ha iniziato ad analizzare la compatibilità fra i cosiddetti sistemi semplici di produzione e consumo (caratterizzati dalla presenza di un unico cliente finale e un unico produttore, anche terzo) e la definizione delle attività di trasmissione e di distribuzione riportate nel decreto legislativo 79/99 (secondo il predetto decreto legislativo l’attività di trasmissione è riservata allo Stato e attualmente assegnata a Terna mentre l’attività di distribuzione è assegnata in concessione alle imprese distributrici).

In tale contesto, nel dicembre 2007, con l’atto 54/07, l’Autorità ha ritenuto opportuno affermare che, *“qualora l’impianto per la produzione di energia elettrica sia realizzato all’interno della proprietà di un unico cliente finale anche da un soggetto diverso dal cliente finale e sia collegato all’impianto del medesimo cliente, il trasferimento dell’energia elettrica prodotta alle apparecchiature di consumo del cliente non si configura come attività di distribuzione, intesa come servizio di pubblica utilità. Pertanto, ai fini della determinazione dell’energia elettrica immessa e prelevata dalle reti con obbligo di connessione di terzi, per le finalità di cui alla vigente normativa, bisognerà fare riferimento alla sola energia elettrica misurata sul punto di connessione con le predette reti”*.

Successivamente, il decreto legislativo 115/08, poi modificato dal decreto legislativo 56/10, ha:

- 1) definito il Sistema Efficiente di Utenza (SEU), all’articolo 2, comma 1, lettera t), come un *“sistema in cui un impianto di produzione di energia elettrica, con potenza non superiore a 20 MWe e complessivamente installata sullo stesso sito, alimentato da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, anche nella titolarità di un soggetto diverso dal cliente finale, è direttamente connesso, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all’impianto per il consumo di un solo cliente finale ed è realizzato all’interno dell’area di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente”*;
- 2) definito, all’articolo 10, comma 2, i Sistemi Esistenti Equiparati ai SEU (SESEU), a cui applicare la medesima regolazione prevista per i SEU, come *“almeno i sistemi il cui assetto è conforme a tutte le seguenti condizioni:*
  - a) *sono sistemi esistenti alla data di entrata in vigore del suddetto regime di regolazione, ovvero sono sistemi di cui, alla medesima data, sono stati avviati i lavori di realizzazione ovvero sono state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;*
  - b) *hanno una configurazione conforme alla definizione di cui all’articolo 2, comma 1, lettera t) o, in alternativa, conettono, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, esclusivamente unità di produzione e di consumo di energia elettrica nella titolarità del medesimo soggetto giuridico”*.

Si evidenzia che la formulazione dell’articolo 10, comma 2, qui riportata, è stata interamente introdotta dal decreto legislativo 56/10.

L’articolo 10, comma 2, del decreto legislativo 115/08 ha posto difficoltà applicative poiché include esplicitamente, nell’ambito della salvaguardia delle realizzazioni avviate, solo quelle che rispettano

le condizioni a) e b) sopra richiamate mentre lascia alla libera iniziativa dell’Autorità altre configurazioni già esistenti. L’Autorità si è trovata quindi, da un lato, a contenere l’aumento dei valori unitari degli oneri generali di sistema (aumentando il più possibile la base imponibile, cioè la quantità di energia elettrica a cui si applicano tali oneri), dall’altro a dover valutare la possibilità di estendere il regime di salvaguardia dei SEESEU (riducendo quindi la base imponibile) effettuando scelte con evidenti ricadute in termini di politica energetica e industriale.

Infatti, qualora l’Autorità avesse deciso di non salvaguardare, neppure transitoriamente, tutte le realtà esistenti, avrebbe potuto indurre la chiusura di attività industriali (ci sono infatti tantissime aziende già esistenti prima del 2008 in cui l’attività di produzione interna agli stabilimenti, di potenza superiore a 20 MW, è stata demandata a soggetti terzi, il che, *ceteris paribus*, potrebbe comportare l’esclusione dai SEESEU).

Con la deliberazione 578/2013/R/eel, l’Autorità ha completato la regolazione relativa ai sistemi semplici di produzione e consumo, dopo aver pubblicato due documenti per la consultazione. Proprio al fine di tenere conto delle criticità sopra evidenziate e di dar seguito alla richiesta di definire meccanismi di salvaguardia per le realizzazioni già avviate, l’Autorità, nella predetta deliberazione, ha previsto una categoria di configurazioni (i cosiddetti SEESEU-C) che, fino alla fine del 2015, continuano a beneficiare del trattamento previsto per i SEU<sup>18</sup> e che, dopo il 2015, possono continuare a beneficiare del predetto meccanismo di applicazione dei corrispettivi solo qualora si riconducano ad un assetto caratterizzato dalla presenza di un unico cliente e di un unico produttore e da impianti di generazione alimentati esclusivamente da fonti rinnovabili e/o in assetto cogenerativo ad alto rendimento.

Quindi, riassumendo, ad oggi, per effetto delle normative vigenti, i **sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC)** comprendono:

- a) i sistemi di autoproduzione (SAP), la cui definizione deriva dal decreto legislativo 79/99;
- b) i sistemi efficienti di utenza (SEU), la cui definizione deriva dal decreto legislativo 115/08;
- c) gli altri sistemi esistenti (ASE)<sup>19</sup>;
- d) i sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SEESEU), la cui definizione deriva dal decreto legislativo 115/08.

A loro volta nell’ambito dei SAP è possibile distinguere:

- a1) le cooperative storiche dotate di rete propria;
- a2) i consorzi storici dotati di rete propria;
- a3) gli altri sistemi di autoproduzione (ASAP),

dove<sup>20</sup>:

- la **cooperativa storica** dotata di rete propria è ogni società cooperativa di produzione e distribuzione dell’energia elettrica di cui all’articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre n. 1643/62, che ha nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell’energia elettrica ai propri soci;
- i **consorzi storici** dotati di rete propria sono i consorzi o le società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente al 1 aprile 1999, che hanno nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell’energia elettrica ai propri soci.

---

<sup>18</sup> Ad eccezione della componente MCT che invece trova applicazione per l’intera quantità di energia elettrica consumata.

<sup>19</sup> Tali sistemi non sono definiti dalle normative vigenti ma sono comunque stati realizzati negli anni scorsi.

<sup>20</sup> In particolare le cooperative storiche dotate di rete propria ed i consorzi storici dotati di rete propria sono ricompresi nell’ambito dei SAP esclusivamente in relazione all’attività di trasporto e fornitura di energia elettrica per i propri clienti soci diretti.

Escludendo dai SSPC le cooperative storiche dotate di rete propria ed i consorzi storici dotati di rete propria, si ottengono gli **altri sistemi semplici di produzione e consumo (ASSPC)** che, pertanto, sono l'insieme delle seguenti sottocategorie di SSPC:

- a) gli altri sistemi di autoproduzione (ASAP);
- b) i sistemi efficienti di utenza (SEU);
- c) altri sistemi esistenti (ASE);
- d) i sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SEESEU) diversi dalle cooperative storiche e dai consorzi storici. I SEESEU sono poi stati suddivisi in tre categorie dall'Autorità al fine di meglio monitorarne la diffusione<sup>21</sup>.

Poiché ogni sistema potrebbe rientrare in più di una tipologia tra quelle sopra elencate, è necessario definire una scala di priorità per l'attribuzione della qualifica spettante ad un sistema semplice di produzione e consumo; tale priorità viene definita in modo da assegnare a ciascun sistema semplice di produzione e consumo la qualifica che, tra quelle spettanti, comporta il massimo beneficio possibile.

Il procedimento di qualifica delle diverse tipologie di sistemi semplici di produzione e consumo è attualmente in corso ma, viste le rispettive definizioni e poiché il decreto legislativo 115/08 ha inteso esplicitamente salvaguardare le iniziative esistenti, appare ragionevole attendersi che SEU e SEESEU rappresentino pressoché la totalità dei sistemi semplici di produzione e consumo.

---

<sup>21</sup> Più in dettaglio:

- i **SEESEU-A** sono i SEESEU caratterizzati dalla presenza di un unico soggetto giuridico che, al tempo stesso, assume la qualifica di cliente finale e di produttore. Tali sistemi costituiscono l'insieme minimo dei SEESEU previsto dal decreto legislativo 115/08 e non richiedono la potenza massima di 20 MW né la presenza esclusiva di impianti alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento;
- i **SEESEU-B** sono i SEESEU che rispettano tutti i requisiti previsti per i SEU, nonché, a decorrere dall'1 gennaio 2016 e secondo le modalità di seguito riportate, anche i sistemi inizialmente classificati tra i SEESEU-C;
- i **SEESEU-C** sono i SEESEU già in esercizio all'1 gennaio 2014. Tali sistemi, dal 2016, possono rientrare tra i SEESEU-B a condizione che siano ricondotti a sistemi con un unico cliente finale e un unico produttore da fonti rinnovabili o in assetto cogenerativo ad alto rendimento.

## Appendice B - Le reti elettriche private

Il tema delle reti elettriche private è un tema ancora più complesso rispetto a quello dei sistemi semplici di produzione e consumo e ancora non completato proprio per effetto delle criticità che presenta.

Al riguardo, l'articolo 33, comma 1, della legge 99/09 ha definito 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 alla data di entrata in vigore della presente legge, 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. Tale soggetto 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.”.*

Dando seguito a tale definizione, l'Autorità ha completato il censimento delle RIU che, pertanto, rappresentano delle realtà ben individuate e consolidate (si veda la deliberazione ARG/elt 52/10 e le sue successive modifiche e integrazioni).

In relazione invece alle reti elettriche private diverse dalle RIU, l'articolo 30, comma 27, della legge 99/09 ha previsto che *“Al fine di garantire e migliorare la qualità del servizio elettrico ai clienti finali collegati, attraverso reti private con eventuale produzione interna, al sistema elettrico nazionale di cui all'articolo 2 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, il Ministero dello sviluppo economico determina, entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, nuovi criteri per la definizione dei rapporti intercorrenti fra il gestore della rete, le società di distribuzione in concessione, il proprietario delle reti private ed il cliente finale collegato a tali reti. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas è incaricata dell'attuazione dei suddetti criteri al fine del contenimento e della salvaguardia dei diritti acquisiti, anche con riferimento alla necessità di un razionale utilizzo delle risorse esistenti.”* In applicazione di tale articolo è stato emanato il decreto ministeriale 10 dicembre 2010.

Tuttavia la legge 99/09 (e, di conseguenza, nemmeno il decreto ministeriale da essa derivato) non riporta nessuna definizione di reti private diverse dalle RIU, né specifica se tali reti possono ancora essere realizzate in presenza di concessioni per l'esercizio delle attività di trasmissione e di distribuzione. Peraltro, a seguito del contenzioso mosso da Enel Distribuzione avverso il decreto ministeriale 10 dicembre 2010, il Tar Lazio, con sentenza n. 6407 del 13 luglio 2012, ha:

- accolto in parte il ricorso dell'Enel Distribuzione annullando l'articolo 2, comma 1, lettera f), e l'articolo 6 del decreto ministeriale 10 dicembre 2010 in quanto essi, definendo una nuova fattispecie (i Sistemi di Auto-Approvvigionamento Energetico – SAAE), finirebbero per ampliare illegittimamente l'area delle configurazioni non rientranti tra le reti elettriche, riducendo al contempo quella delle reti, in assenza di una norma primaria che legittimi tale operazione e, soprattutto, senza che questa trovi adeguata giustificazione nel mandato previsto

dall'articolo 30, comma 27, della legge 99/09 basato sulla finalità di innalzare la qualità del servizio elettrico in favore dei clienti finali collegati alla rete nazionale tramite reti private;

- rigettato, invece, le altre contestazioni sollevate da Enel Distribuzione in quanto, a detta del Tar, il decreto non avrebbe introdotto alcuna liberalizzazione delle reti private, nulla disponendo su tale tema, né ciò è consentito dalla normativa primaria. Infatti, sebbene il decreto non vieti espressamente ai gestori delle reti private di connettere terzi, tale divieto è già insito nella normativa primaria ed in particolare nelle prescrizioni del decreto legislativo 79/99 che istituisce il regime concessorio dell'attività di distribuzione. In tale ottica, quindi, il Tar conferma, in coerenza con l'assetto definito dal decreto legislativo 79/99 che l'attività (*recte*: servizio pubblico) di distribuzione può essere svolta esclusivamente dai soggetti concessionari e, in via eccezionale, da altri soggetti per i quali sussistono delle precise disposizioni in normativa primaria (ad esempio: i gestori di piccole reti isolate e i soggetti autorizzati ad esercire le limitate porzioni della rete di trasmissione non direttamente funzionali alla stessa).

In definitiva, secondo il Tar, l'attività di distribuzione è esercibile esclusivamente dai soggetti concessionari e pertanto le reti private sono da intendersi come una categoria storica, non ampliabile né attraverso un'estensione delle reti esistenti tramite la connessione di nuovi clienti finali, né attraverso la realizzazione di nuove reti private.

Sotto questo aspetto, pertanto, la legge 99/09 nel definire le RIU (articolo 33) e nel prevedere per tutte le reti private che siano salvaguardati i diritti acquisiti e il razionale utilizzo delle risorse esistenti (articolo 30, comma 27) si limita a prendere atto e regolare, razionalizzandola, una situazione di fatto preesistente<sup>22</sup>.

A livello europeo, l'articolo 28 della direttiva 2009/72/CE prevede:

- al comma 1 che *“Gli Stati membri possono stabilire che le autorità nazionali di regolamentazione o altre autorità competenti classifichino come sistema di distribuzione chiuso, un sistema che distribuisce energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e, fatto salvo il paragrafo 4 [cfr. comma 4], non rifornisce clienti civili, se:*
  - a) *per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti del sistema in questione sono integrati oppure*
  - b) *il sistema distribuisce energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle loro imprese correlate.”;*
- al comma 4 che *“L'uso accidentale da parte di un numero limitato di nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile, e situati nell'area servita da un sistema di distribuzione chiuso non pregiudica la concessione delle esenzioni di cui al paragrafo 2 [cfr. comma 2].”;*
- ai commi 2 e 3, alcune disposizioni finalizzate ad esonerare i gestori dei sistemi di distribuzione chiusi dagli obblighi che costituirebbero un onere amministrativo superfluo a causa della natura particolare del rapporto tra il gestore del sistema di distribuzione e gli utenti del sistema (si veda a tal fine anche il considerato n. 30 della direttiva 2009/72/CE)<sup>23</sup>.

---

<sup>22</sup> In realtà, mentre nel caso delle RIU la legge 99/09 introduce una definizione che permette di congelare tali realtà ad una certa data definendo pertanto un insieme chiuso di reti, in relazione alle altre reti private non è introdotta alcuna definizione esplicita, se non un rimando alla necessità di salvaguardare i diritti acquisiti e utilizzare in modo razionale le risorse esistenti.

<sup>23</sup> In relazione ai restanti commi, l'articolo 28 della direttiva 2009/72/CE prevede:

- al comma 2 che *“Gli Stati membri possono stabilire che le autorità nazionali di regolamentazione esentino il gestore di un sistema di distribuzione chiuso:*
  - a) *dal requisito di cui all'articolo 25, paragrafo 5 [cfr. comma 5], di acquisire l'energia che utilizza per coprire le perdite di energia e la capacità di riserva del proprio sistema secondo procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato;*

Il significato di tali definizioni è poi ulteriormente precisato dalla Commissione Europea con la nota interpretativa del 22 gennaio 2010 in materia di mercati *retail*. In tale nota, la Commissione evidenzia che i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) sono in primo luogo sistemi di distribuzione realizzati all'interno di un sito geograficamente limitato e ciò li distingue dalle più generali Reti Pubbliche. Ciò significa, inoltre, che il gestore del SDC non può connettere autonomamente utenze localizzate all'esterno del sito, come sopra definito. In secondo luogo, i SDC potrebbero essere localizzati in siti industriali, commerciali o di servizi comuni come, a titolo di esempio, gli edifici delle stazioni ferroviarie, gli aeroporti, gli ospedali, i centri commerciali, i campeggi di grandi dimensioni con strutture integrate o gli stabilimenti industriali per via della natura specializzata del loro funzionamento. Gli utenti connessi ai SDC sono clienti industriali, commerciali, soggetti che erogano servizi condivisi o, come previsto dal comma 4, i soli nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile<sup>24</sup>, oltre che, eventualmente, produttori di energia elettrica. Inoltre, il requisito di cui alla lettera a) è riferito a situazioni in cui vari soggetti condividono una rete di distribuzione che consente l'ottimizzazione dell'approvvigionamento energetico o richiede specifici standard tecnici, di sicurezza o gestionali. Ad esempio, ciò è comune in siti industriali in cui il calore prodotto da un sistema cogenerativo viene utilizzato, per i rispettivi processi produttivi, dai diversi soggetti ivi presenti; oppure tale requisito si presenta qualora i diversi soggetti presenti necessitano di operare con standard elettrici diversi da quelli comunemente applicati alle reti pubbliche (ad esempio la frequenza di rete).

Nella medesima nota la Commissione Europea precisa, inoltre, che i SDC sono a tutti gli effetti dei sistemi di distribuzione e non costituiscono una nuova e separata categoria di sistemi. Dunque ad essi si applicano gli obblighi generali che si applicano agli altri sistemi di distribuzione. In particolare, anche l'obbligo di garantire l'accesso ai terzi (inteso come obbligo di connessione di terzi e di libero accesso al sistema elettrico) si applica ai gestori dei SDC qualora i predetti terzi siano ubicati all'interno del sito geograficamente limitato su cui insiste il SDC.

Successivamente, il decreto legislativo 93/11 (di recepimento della direttiva 2009/72/CE), all'articolo 38, comma 5, ha previsto che *“Ferma restando la disciplina relativa ai sistemi efficienti di utenza di cui all'articolo 2, comma 1, lettera t), del decreto legislativo n. 115 del 2008, i sistemi di distribuzione chiusi sono le reti interne d'utenza così come definite dall'articolo 33 della legge 23 luglio 2009, n. 99 nonché le altre reti elettriche private definite ai sensi dell'articolo 30, comma 27, della legge n. 99 del 2009, cui si applica l'articolo 33, comma 5, della legge 23 luglio 2009, n. 99.”*.

Con tale comma il legislatore sembrerebbe aver recepito nell'ordinamento nazionale la categoria dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) introdotta dall'articolo 28 della direttiva 2009/72/CE. Tale recepimento è avvenuto mediante la mera identificazione con tale categoria delle RIU e delle Altre Reti Private in precedenza definite e regolate dalla legge 99/09<sup>25</sup>.

---

b) *dal requisito di cui all'articolo 32, paragrafo 1 [cfr. comma 1], di far sì che le tariffe, o le metodologie di calcolo delle stesse, siano approvate prima della loro entrata in vigore conformemente all'articolo 37.”;*

- al comma 3 che *“Quando è concessa un'esenzione a norma del paragrafo 2 [cfr. comma 2], le tariffe applicabili, o le metodologie di calcolo delle stesse, sono rivedute e approvate conformemente all'articolo 37, su richiesta di un utente del sistema di distribuzione chiuso.”*.

<sup>24</sup> Nella nota interpretativa del 22 gennaio 2010 in materia di mercati *retail*, si precisa inoltre che i nuclei familiari assunti dal proprietario del sistema di distribuzione, o legati a quest'ultimo da un vincolo simile (ammessi ad essere connessi ad un SDC) devono essere individuati con flessibilità, ammettendo anche i nuclei familiari per i quali esistono rapporti lavorativi con aziende connesse ad un SDC ed inizialmente facenti parte dello stesso gruppo societario a cui afferiva il proprietario del sistema di distribuzione chiuso.

<sup>25</sup> Si evidenzia che l'introduzione della categoria dei SDC nella normativa nazionale è delegata dalla direttiva alle autorità nazionali su base volontaria e non obbligatoria.

Confrontando la definizione di SDC della direttiva 2009/72/CE con la definizione di RIU di cui all'articolo 33, comma 1, della legge 99/09, appare che quest'ultima, salvo quanto previsto dalla lettera c) di tale disposizione (che definisce la RIU come una rete non sottoposta all'obbligo di connessione di terzi)<sup>26</sup>, risulti compatibile con quanto previsto dai commi 1 e 4 dell'articolo 28 della predetta direttiva, nonché dalle note interpretative della Commissione Europea<sup>27</sup>. In tal senso le RIU costituiscono un sottoinsieme della più generale definizione di SDC.

Analogamente, considerato che non esiste una definizione di Altre Reti Private, alla luce dell'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo 93/11, si ritiene che le Altre Reti Private debbano essere definite come le reti, diverse dalle Reti Pubbliche e dalle RIU che rientrano nella definizione di SDC di cui alla direttiva 2009/72/CE.

La qualificazione delle RIU e delle Altre Reti Private alla stregua di SDC ha due importanti ricadute:

- in primo luogo, i SDC, essendo dei veri e propri sistemi di distribuzione, sono sottoposti all'obbligo di garantire l'accesso ai terzi. Conseguentemente, i gestori delle RIU e delle Altre Reti Private sono soggetti, da un lato, all'obbligo di connessione di terzi in relazione alle unità di produzione e di consumo realizzate all'interno del sito su cui insiste il SDC e, dall'altro, all'obbligo di libero accesso al sistema in relazione agli utenti connessi a tali reti<sup>28</sup>;
- in secondo luogo, poiché l'attività di distribuzione, ai sensi del decreto legislativo 79/99, può essere esercitata esclusivamente in regime di concessione, e poiché nell'ambito del territorio in cui insistono i SDC esistenti è già presente un concessionario dell'attività di distribuzione, eventuali gestori di SDC che non siano le imprese distributrici concessionarie, devono acquisire un titolo valido per lo svolgimento dell'attività di distribuzione nell'ambito geograficamente limitato su cui insiste la rete privata coerente con la disciplina nazionale in materia di concessioni.

Per concludere, se i SDC definiti dalla direttiva 2009/72/CE (di cui le RIU sono il sottoinsieme nettamente prevalente) sono stati effettivamente recepiti in Italia, come apparirebbe ai sensi del decreto legislativo 93/11, occorrerebbe trattarli come sistemi di distribuzione a tutti gli effetti. Poiché in Italia l'attività di distribuzione è assegnata in concessione, occorrerebbe modificare i decreti di concessione già esistenti per prevedere nuove concessioni ai soggetti che gestiscono tali sistemi, oppure sub-concessioni nell'ambito delle concessioni già esistenti.

---

<sup>26</sup> Occorre precisare anche che la regolazione delle RIU introdotta dall'articolo 33 della legge 99/09 era stata adottata nelle more del recepimento della direttiva 2009/72/CE (come peraltro esplicitato nella legge stessa). Da ciò consegue che l'articolo 38, comma 5, del decreto legislativo 93/11, da un lato, abbia implicitamente abrogato le norme della legge 99/09 che contrastano con la direttiva e, dall'altro, abbia introdotto aspetti obbligatori della direttiva non ancora esplicitati nella normativa nazionale.

<sup>27</sup> In tale contesto si evidenzia che anche le assunzioni fatte dall'Autorità con la deliberazione ARG/elt 52/10 ai fini dell'individuazione delle RIU ed in particolare la scelta di non limitare la possibile classificazione in quanto RIU:

- alle sole reti che connettono unicamente unità di consumo di tipo industriale, in quanto tale limitazione escluderebbe dall'insieme delle predette reti ambiti industriali ove siano presenti unità di consumo non industriali ma comunque funzionali all'attività industriale stessa ovvero del tutto marginali rispetto all'attività medesima; e
- alle sole reti che connettono unicamente unità di produzione di energia elettrica funzionalmente essenziali per il processo produttivo industriale, in quanto non risulta logicamente ed economicamente sostenibile che uno stesso sito sia servito da due reti parallele, di cui solamente una classificata in quanto "rete interna d'utenza", risulta perfettamente coerente con quanto previsto dall'articolo 28, comma 4, della direttiva 2009/72/CE.

<sup>28</sup> L'accesso al sistema elettrico per i soggetti connessi ad una rete privata è da intendersi da un lato come accesso al libero mercato e dall'altro come connessione alla rete pubblica (garanzia di usufruire del trattamento tariffario vigente sulle reti pubbliche, delle regole tecniche di connessione su di esse previste, nonché di tutti gli altri servizi su di esse previsti obbligatoriamente, come ad esempio gli standard di qualità previsti dalle delibere dell'Autorità). A seconda dei casi esso può essere garantito: senza modificare la connessione (caso a), mediante la realizzazione di una nuova connessione diretta alla rete pubblica (caso b), mediante l'utilizzo da parte del gestore della rete pubblica concessionario in quel territorio della rete privata a cui il soggetto è già connesso (caso c).