

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

elettrica minore Società Elettrica Liparese;

- 190/2016/R/eel del 21 aprile 2016, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2013, per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Ponzese;
- 230/2016/R/eel del 12 maggio 2016, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2013, per l'impresa elettrica minore Impresa Elettrica D'Anna e Bonaccorsi;
- 231/2016/R/eel del 12 maggio 2016, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2013, per l'impresa elettrica minore Sea Società Elettrica di Favignana;
- 232/2016/R/eel del 12 maggio 2016 di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2013, per l'impresa elettrica minore Impresa Campo Elettricità I.C.EL.

Oneri connessi con le attività nucleari residue (A₂)

Con la delibera 7 giugno 2016, 291/2016/R/eel, l'Autorità ha riconosciuto a consuntivo gli oneri nucleari per il 2015, mentre con la delibera 4 agosto 2016, 454/2016/R/eel, ha determinato, a preventivo, gli oneri nucleari del 2016 ed ha apportato alcune modifiche all'elenco delle *milestone* 2016-2017.

La delibera 9 maggio 2013, 194/2013/R/eel, prevede che, entro il 31 ottobre dell'anno precedente l'inizio del nuovo periodo regolatorio, Sogin trasmetta un programma a vita intera, aggiornato dei costi complessivi della commessa nucleare, al fine della regolazione del suddetto nuovo periodo. Al riguardo, Sogin ha chiesto all'Autorità di poter rinviare di un anno la disposizione del programma a vita intera e di applicare un regime transitorio per l'anno 2017.

Nel corso del 2016 sono pervenute le risorse finanziarie destinate alla riduzione della componente tariffaria A₂ dall'art. 5, comma 2, del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, nella legge 9 agosto 2013, n. 98. Con il decreto 31 dicembre 2015,

il Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico, ha dato attuazione alle disposizioni contenute nel citato provvedimento, e sono pertanto pervenute alla CSEA le risorse di competenza 2015 (98 milioni di euro) e 2016 (15 milioni di euro).

In considerazione del versamento delle menzionate risorse finanziarie, nonché del rallentamento delle attività di *decommissioning* registrato anche nel 2016, l'Autorità ha adeguato in diminuzione la componente tariffaria A₂, fino ad un livello (a partire dall'1 gennaio 2017) pari a circa un terzo di quello previsto nel primo trimestre 2016. Anche nel corso del 2016 non si sono registrati progressi nel processo per la realizzazione del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi.

Oneri per il finanziamento degli impianti CIP6 e delle fonti rinnovabili (A₃)

Nel corso del 2016 si è verificato l'anomalo e rilevante aumento dei costi inerenti alle incentivazioni della produzione da fonti rinnovabili, poiché, a partire da tale anno, i certificati verdi sono stati sostituiti da strumenti incentivanti amministrati, come più volte previsto dalla medesima Autorità (cfr. la *Relazione Annuale 2014* e la *Relazione Annuale 2015*).

Tuttavia, gli adeguamenti operati nel corso del 2015 hanno consentito di far fronte alle suddette esigenze finanziarie straordinarie del 2016. Con riferimento alla competenza 2016, il deficit pregresso del conto A₃, maturato soprattutto anteriormente all'anno 2011, risulta praticamente annullato.

Sulla base delle prime stime, nell'anno 2017, gli oneri posti in capo al conto A₃ evidenziano una significativa diminuzione rispetto a quelli attesi per il 2016.

Con la delibera 814/2016/R/com, l'Autorità ha pertanto ridotto la componente tariffaria A₃.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

TAV. 2.1

Dettaglio degli oneri A₃
Milioni di euro

ONERI DI COMPETENZA	2015		2016	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	285	2,2	259	1,8
Ritiro certificati verdi	3.851	29,7	2.062	14,3
Conversione CV in incentivi	0	0,0	3.320	23,0
Fotovoltaico	6.237	48,0	5.981	41,4
Ritiro dedicato	38	0,3	49	0,3
Tariffa omnicomprensiva	1.859	14,3	1.940	13,5
Scambio sul posto	159	1,2	181	1,3
FER incentivi amministrati	152	1,2	305	2,1
Altro	1	0,01	1	0,01
TOTALE RINNOVABILI	12.582	96,9	14.098	97,7
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	309	2,4	280	1,9
Oneri CO ₂ assimilate	37	0,3	35	0,2
Copertura certificati verdi assimilate	37	0,3	14	0,1
Risoluzione CIP6	18	0,1	9	0,1
Revisione prezzi ex DM 20/11/2012	2	0,00	0	0,0
TOTALE ASSIMILATE	403	3,1	338	2,3
TOTALE ONERI A ₃	12.985	100,0	14.436	100,0

Fonte: GSE.

Progressiva revisione delle tariffe domestiche

Nella *Relazione Annuale 2015* sono state illustrate le fasi conclusive del procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per le utenze domestiche in bassa tensione¹².

Nell'ambito del percorso triennale di graduale attuazione della riforma tariffaria disegnata nella delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel, è stato avviato, dall'1 gennaio 2016, il primo step, con la ridefinizione dei corrispettivi tariffari inerenti ai servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura), in modo da aumentare le quote fisse applicate ai clienti con tariffa D2 (residenti e con potenza impegnata non superiore a 3 kW) e da smorzare la struttura progressiva delle quote variabili (esprese in c€/kWh).

Con la delibera 22 dicembre 2016, 782/2016/R/eel, dall'1

gennaio 2017 è stato avviato il secondo step della riforma, che ha previsto:

- l'adozione, per i corrispettivi tariffari per i servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura), della struttura a regime trinomia e non progressiva (indicata come TD), da applicare a tutti i clienti domestici, indipendentemente dalla condizione di residenza anagrafica;
- la ridefinizione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema, in modo da smorzare l'effetto di progressività ai consumi e da limitare a due il numero di aliquote diversificate tra scaglioni di consumo annuo, così da tendere progressivamente al completo superamento della progressività di tali componenti a valere dall'1 gennaio 2018;
- il superamento della distinzione dei clienti domestici tra sottotipologie definite, ai fini tariffari, in base sia alla condizione di

¹² Tale procedimento è stato avviato con la delibera 16 maggio 2013, 204/2013/R/eel, poi assorbito nell'ambito del nuovo e più ampio procedimento avviato con la delibera 7 agosto 2014, 412/2014/R/efr, per l'attuazione di quanto disposto dal decreto legislativo n. 102/14.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

residenza anagrafica sia alla potenza contrattualmente impegnata, mantenendo solo una differenziazione tra l'alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica del cliente (clienti residenti) o in luoghi diversi da questa (clienti non residenti);

- una riduzione della progressività che aveva finora caratterizzato la struttura della componente tariffaria a restituzione del differenziale relativo all'attività di commercializzazione applicata a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela, allineandola a quella applicata per i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema;
- interventi atti ad agevolare il cliente finale domestico nell'ottimizzazione della propria spesa per la fornitura di energia elettrica, tramite l'individuazione del livello di potenza contrattualmente impegnata, maggiormente rispondente alle proprie esigenze (introduzione di livelli di potenza contrattualmente impegnata, con un passo più fitto e riduzione per 24 mesi, a decorrere dall'1 aprile 2017, dei costi associati ad ogni operazione di variazione di questo aspetto contrattuale).

Inoltre, con riferimento alla sperimentazione tariffaria, si è ritenuto opportuno adeguare, a decorrere dall'1 gennaio 2017 e fino al completamento della transizione alla nuova struttura tariffaria di regime (1 gennaio 2018), le condizioni economiche applicabili ai clienti domestici che hanno aderito a tale sperimentazione, al fine di garantire la tutela degli investimenti compiuti. Tale intervento è disceso dalla constatazione che l'attuazione del secondo step della riforma tariffaria domestica, così come sopra descritto, in assenza di altri interventi specifici per i clienti aderenti alla sperimentazione tariffaria, avrebbe comportato dall'1 gennaio 2017 che le condizioni economiche, applicate alla generalità dei clienti domestici residenti, sarebbero potute risultare più favorevoli delle condizioni definite con la delibera 8 maggio 2014, 205/2014/R/eel, per molti dei clienti aderenti alla sperimentazione tariffaria, vanificando dunque in parte la convenienza economica della loro adesione.

Con specifico riferimento agli effetti della riforma tariffaria sui clienti in condizioni di disagio economico che hanno diritto al riconoscimento del bonus sociale, si evidenziano le rilevanti innovazioni positive introdotte con l'emanazione del decreto ministeriale 29 dicembre 2016.

Le analisi elaborate dall'Autorità in relazione alle variazioni di spesa indotte su tali clienti, tra il 2016 e il 2017, dall'attuazione della riforma tariffaria, da un lato, e dall'incremento delle compensazioni

del bonus sociale, dall'altro, hanno consentito di verificare come quest'ultimo sia in grado di svolgere compiutamente la propria funzione protettiva, sterilizzando *in toto* gli aumenti di spesa anche per i clienti domestici caratterizzati da bassi consumi annui.

Riforma degli oneri generali per i clienti non domestici

L'art. 3, comma 2, lettera b), del decreto legge 30 dicembre 2015, n. 210, come convertito con la legge 25 febbraio 2016, n. 21, ha previsto che l'Autorità provveda «*ad adeguare, con decorrenza dal 1° gennaio 2016, in tutto il territorio nazionale, la struttura delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema elettrico applicate ai clienti dei servizi elettrici per usi diversi da quelli domestici ai criteri che governano la tariffa di rete per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura in vigore alla medesima data, tenendo comunque conto dei diversi livelli di tensione e dei parametri di connessione, oltre che della diversa natura e delle peculiarità degli oneri rispetto alla tariffa*».

Con la delibera 30 marzo 2016, 138/2016/R/eel, l'Autorità ha dunque avviato un procedimento per la determinazione delle componenti tariffarie relative agli oneri generali del sistema elettrico per le utenze non domestiche e ha altresì stabilito che, nelle more del procedimento avviato, i valori delle componenti tariffarie, a copertura degli oneri generali di sistema già deliberati per il primo trimestre 2016 (cfr. la delibera 28 dicembre, 657/2015/R/com), e i successivi aggiornamenti fossero applicati alle utenze non domestiche in via provvisoria, a titolo di acconto e salvo conguaglio, da effettuare secondo le modalità da definire con provvedimento al termine del suddetto procedimento.

Conseguentemente, con le delibere 30 marzo 2016, 139/2016/R/com, 28 giugno 2016, 352/2016/R/com, 29 settembre 2016, 534/2016/R/com, e 29 dicembre 2016, 814/2016/R/com, l'Autorità ha fissato solo in via provvisoria i valori delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per le utenze non domestiche, a titolo di acconto e salvo conguaglio, per tutto l'anno 2016 e a partire dall'1 gennaio 2017.

Con il documento per la consultazione 24 maggio 2016, 255/2016/R/eel, che illustra gli orientamenti iniziali in merito alle modalità di attuazione delle disposizioni di cui al citato art. 3, comma 2, lettera b), del decreto legge n. 210/15, l'Autorità ha proposto:

- riguardo al perimetro di applicazione della riforma degli oneri

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

generali, che la riforma riguardasse l'insieme delle seguenti componenti A₂, A₃, A₄, A₅, A₆, MCT, UC₁ e UC₂;

- quale struttura di riferimento per la definizione della nuova struttura tariffaria per le suddette componenti, la somma delle componenti TRAS, DIS, MIS e delle componenti perequative UC₃ e UC₆.

Il documento per la consultazione 255/2016/R/eel ha, quindi, proposto diverse ipotesi alternative per la nuova struttura tariffaria a copertura degli oneri generali per i clienti non domestici, più o meno riflessiva della struttura tariffaria applicata ai servizi di rete, secondo quanto previsto dalle disposizioni legislative. Le ipotesi alternative proposte hanno, in ogni caso, in comune:

- una struttura caratterizzata da tre aliquote: un'aliquota fissa espressa in c€/punto di prelievo/anno, un'aliquota unitaria espressa in c€/kW/anno e un'aliquota unitaria espressa in c€/kWh;
- le aliquote di cui al precedente punto sono differenziate per classi di clienti uguali a quelle utilizzate ai fini dell'applicazione delle tariffe di rete.

L'art. 6, comma 9, del decreto legge 30 dicembre 2016, n. 244, come modificato in sede di conversione nella legge 27 febbraio 2017, n. 19, ha prorogato la decorrenza delle disposizioni relative

agli oneri generali del sistema elettrico per le utenze non domestiche, dall'1 gennaio 2016 all'1 gennaio 2018.

Con la delibera 9 marzo 2017, 126/2017/R/eel, l'Autorità ha pertanto confermato in via definitiva i valori delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per le utenze non domestiche, come determinati con le delibere 657/2015/R/com, 139/2016/R/com, 352/2016/R/com, 534/2016/R/com e 814/2016/R/com, nonché la struttura degli oneri generali di sistema per le utenze non domestiche per tutto l'anno 2017.

In tema di oneri generali di sistema, il gruppo di lavoro elettricità dell'Osservatorio permanente della regolazione energetica, idrica e del teleriscaldamento ha chiesto di migliorare ulteriormente il processo di trasparenza e di *accountability* dell'Autorità. Per soddisfare tale richiesta, nella tavola 2.2 si riportano, per tipologia di clienti, i volumi sottostanti in termini di energia prelevata, numero di punti di prelievo e potenza impegnata, nonché di allocazione degli oneri generali a livello aggregato, riferiti all'anno 2016.

Agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica

Nel corso del 2016 è proseguito il procedimento, instaurato avanti la Direzione Generale Concorrenza della Commissione europea, per la verifica di compatibilità delle misure disposte a favore delle imprese a forte consumo di energia elettrica con la *Disciplina in materia di*

TAV. 2.2

Componenti tariffarie A₁, A₂, A₃, A₄, A₅, A₆, UC₁, UC₂ e MCT per tipologia di clienti

TIPOLOGIE	ENERGIA PRELEVATA		POTENZA		PUNTI DI PRELIEVO		ONERI GENERALI		
	(TWh)	(%)	GW	(%)	n.	(%)	M€	(%)	
Clienti domestici	Residenti e con potenza impegnata <=3 kW	44.739	17,19%	65.156	36,02%	21.972.125	59,89%	2.188,4	13,80%
	Non residenti o con potenza impegnata >3 k	13.266	5,10%	28.284	15,64%	7.584.137	20,67%	1.096,7	6,92%
Totale domestici	58.005	22,29%	93.441	51,66%	29.556.261	80,56%	3.285,1	20,71%	
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	5.971	2,29%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	411,9	2,60%
	Clienti non domestici in bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	67.279	25,85%	51.406	28,42%	7.028.619	19,16%	5.579,0	35,18%
	Clienti in media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	92.692	35,62%	24.924	13,78%	1.093	0,28%	5.400,5	34,05%
	Clienti in alta e altissima tensione (incluso consumi trazione ferrov.) ^(A)	36.293	13,95%	11.115	6,14%	36.293	0,00%	1.183,7	7,46%
	Totale non domestici	202.236	77,71%	87.445	48,34%	7.130.630	19,44%	12.575,1	79,29%
Totale	260.241	100,00%	180.886	100,00%	36.686.891	100,00%	15.860,2	100,00%	

(A) Il dato di potenza dei clienti AT/AAT è un dato di consuntivo 2015.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020, di cui alla Comunicazione 2014/C 200/01 (*Linee guida*). Le sezioni 3.7.2 e 3.7.3 delle suddette *Linee guida* prevedono, tra l'altro, che gli Stati membri possano adottare misure di agevolazione per le imprese a forte consumo di energia elettrica sotto forma di riduzione dei costi associati esclusivamente al finanziamento della produzione di energia da fonti rinnovabili e nel rispetto di determinate condizioni (indicate al paragrafo 3.7.2); prevedono, inoltre, che la Commissione debba approvare un piano di aggiustamento nei casi in cui i sistemi di agevolazioni preesistenti all'entrata in vigore di detta disciplina non siano conformi a dette condizioni.

Con la delibera, 7 aprile 2016, 175/2016/R/eel, nelle more della conclusione del procedimento europeo di verifica da parte della Commissione europea, l'Autorità aveva previsto, con riferimento alle agevolazioni erogate previa garanzia fideiussoria alle imprese a forte consumo di energia elettrica, relativamente al periodo 1 luglio 2013 – 31 dicembre 2013, che le imprese beneficiarie potessero prorogare le garanzie rilasciate, mediante la consegna alla CSEA di un *addendum* di proroga della fideiussione già rilasciata, ovvero di una nuova fideiussione bancaria o assicurativa, con scadenza fissa al 30 novembre 2016, prorogabile di ulteriori 12 mesi.

In attesa del completamento del procedimento europeo, con la delibera 17 novembre 2016, 677/2016/R/eel, l'Autorità ha fornito alla CSEA indicazioni urgenti, allo scopo di attuare le misure agevolative a favore delle imprese a forte consumo di energia elettrica per gli anni di competenza 2013, 2014 e 2015, stabilendo, fra l'altro che:

- relativamente all'anno 2013, la CSEA provvede a restituire alle imprese le garanzie fideiussorie detenute in relazione alle somme già erogate a titolo di agevolazione di competenza del secondo semestre 2013, ad eccezione delle imprese che, in esito alle verifiche da compiersi per individuare eventuali sovracompensozioni, dovessero risultare invece potenzialmente passibili di restituzione delle agevolazioni; a tali imprese viene richiesto di rinnovare le fideiussioni già presentate relative al periodo 1 luglio – 31 dicembre 2013;
- relativamente all'anno 2014, la CSEA procede a pubblicare nel

più breve tempo possibile l'elenco delle imprese a forte consumo di energia. Entro 60 giorni dalla pubblicazione di tale elenco, le imprese distributrici calcolano e comunicano agli esercenti la vendita l'ammontare dei conguagli relativi al pagamento della componente A_e inerenti al 2014 (le modalità per l'effettuazione dei conguagli saranno definite con successivo provvedimento);

- relativamente all'anno 2015, sarebbero state fornite adeguate disposizioni alla CSEA per la raccolta, tramite portale on line, delle dichiarazioni attestanti la titolarità dei requisiti dei soggetti a forte consumo di energia elettrica (confermando quanto già previsto dalla delibera 17 marzo 2016, 120/2016/R/eel, in merito alla raccolta dei dati relativi al valore aggiunto lordo delle imprese). In particolare, il comma 6.1 della delibera 677/2016/R/eel prevede che entro il 31 gennaio 2017, la CSEA provveda all'apertura del portale ai fini della raccolta delle dichiarazioni attestanti la titolarità dei requisiti tipici delle imprese a forte consumo di energia elettrica per l'anno 2015, secondo le modalità individuate da un successivo provvedimento.

Con la delibera 28 dicembre 2016, 801/2016/R/eel, l'Autorità ha fornito alla CSEA le indicazioni operative, al fine di consentire l'apertura del portale on line, e ha rinviato ad un provvedimento successivo la determinazione delle modalità e delle tempistiche di regolazione delle partite economiche afferenti alle agevolazioni spettanti alle imprese incluse nell'elenco 2015, nonché dei conguagli relativi all'applicazione nell'anno 2015 della componente A_e e delle disposizioni di cui ai commi 70.1 e 70.1-*bis* dell'Allegato A alla delibera ARG/elt 199/11.

Il 31 gennaio 2017, la CSEA ha reso disponibile il suddetto portale, al fine dell'iscrizione delle imprese aventi diritto nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica per l'anno 2015.

Conseguentemente, con la delibera 23 febbraio 2017, 81/2017/R/eel, l'Autorità ha ampliato l'accesso alle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica, a partire dall'anno di competenza 2015, anche alle imprese operanti nel settore estrattivo. In particolare, possono accedere alle agevolazioni anche le imprese con codici ATECO¹³ corrispondenti ai codici estrattivi NACE, inclusi nell'Allegato

¹³ L'ATECO è la classificazione italiana delle attività economiche produttive. Essa deriva dalla NACE (Nomenclatura europea delle attività economiche), acronimo utilizzato per designare le varie classificazioni statistiche delle attività economiche elaborate a partire dal 1970 nell'Unione europea. La NACE rappresenta, dunque, il riferimento europeo per la produzione e la divulgazione di dati statistici relativi alle attività economiche. Il codice ATECO è una combinazione alfanumerica che identifica un'attività economica. Le lettere individuano il macrosettore economico, mentre i numeri (da due fino a sei cifre) rappresentano, con diversi gradi di dettaglio, le specifiche articolazioni e sottocategorie dei settori stessi.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

3 e nell'Allegato 5 delle *Linee guida*, integrando, pertanto, quanto previsto dalla delibera 3 ottobre 2013, 437/2013/R/eel.

Con il medesimo provvedimento è stato, infine, previsto che la CSEA possa concedere, alle imprese operanti nei settori estrattivi, un periodo di tempo adeguato ai fini della registrazione, protraendo – solo per tali imprese – il termine per la presentazione della dichiarazione fino a un massimo di 30 giorni solari rispetto a quello previsto dalla delibera 801/2016/R/eel.

Semplificazioni delle procedure per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica

Con la delibera 21 luglio 2016, 424/2016/R/eel, l'Autorità, al termine della consultazione avviata con il documento per la consultazione 12 maggio 2016, 234/2016/R/eel, ha apportato alcune modifiche e innovazioni al *Testo integrato delle connessioni attive (TICA)*¹⁴, in termini sia di semplificazione nelle procedure di connessione degli impianti di produzione sia di implementazione dei nuovi flussi informativi sul sistema GAUDI, in relazione allo stato degli impianti di produzione di energia elettrica. Nel dettaglio, il provvedimento:

- rimodula i valori del corrispettivo per il conseguimento del preventivo, stabilendo valori più bassi rispetto ai precedenti, nel caso di richieste di connessione con potenze in immissione fino ad un massimo di 10 kW, al fine di evitare che essi incidano in modo significativo sul costo totale dell'impianto di produzione di energia elettrica;
- definisce le disposizioni finalizzate alla gestione, nel sistema GAUDI, delle attività di messa in conservazione, di riattivazione e dismissione degli impianti di produzione di energia elettrica, prevedendo in particolare che:
 - nel caso di impianti di produzione ovvero unità di produzione messi in conservazione, la potenza disponibile in immissione rimanga nella disponibilità del medesimo impianto o unità di produzione;
 - nel caso di impianti di produzione ovvero unità di produzione in dismissione, la potenza disponibile in immissione

non rimanga nella disponibilità del produttore e, conseguentemente, sia resa disponibile per l'utilizzo da parte del gestore di rete per la connessione di altre utenze;

- sia applicato un corrispettivo forfetario, a copertura dei costi sostenuti ai fini delle attività di propria competenza associate alla riattivazione degli impianti di produzione e delle unità di produzione, posto convenzionalmente pari a quello previsto dall'art. 27 del *Testo integrato connessioni (TIC)*¹⁵, relativo alla disattivazione e alla riattivazione della fornitura per morosità e riacciamento di utenze stagionali; prevede che, nel caso di richiesta di modifica del preventivo prima dell'accettazione, qualora il gestore di rete ne rifiuti la modifica, l'accettazione del primo preventivo possa comunque avvenire entro le tempistiche previste dal TICA, al netto dell'intervallo di tempo intercorso tra la data di richiesta di modifica del preventivo e la data di ricevimento, da parte del richiedente, del diniego del gestore di rete.

Implementazione dei regolamenti europei in materia di connessioni alle reti elettriche

Sulla base del regolamento (CE) 714/2009¹⁶, la Commissione europea ha recentemente approvato i seguenti tre regolamenti:

- il regolamento (UE) 631/2016 della Commissione europea del 14 aprile 2016, *Requirements for Generators (RfG)*, che istituisce un Codice di rete recante i requisiti per la connessione dei generatori di energia elettrica. Il regolamento RfG, entrato in vigore il 17 maggio 2016, troverà applicazione a decorrere dal 27 aprile 2019;
- il regolamento (UE) 1388/2016 della Commissione europea del 17 agosto 2016, *Demand Connection Code (DCC)*, che istituisce un Codice di rete recante i requisiti per la connessione degli impianti di consumo connessi al sistema di trasmissione, degli impianti di distribuzione connessi al sistema di trasmissione, dei sistemi di distribuzione, compresi gli SDC, e delle unità di consumo utilizzate per fornire servizi di gestione della domanda. Il regolamento DCC, entrato in vigore il 7 settembre 2016,

¹⁴ Allegato A alla delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08.

¹⁵ Allegato A alla delibera 654/2015/R/eel.

¹⁶ Esso stabilisce norme non discriminatorie che disciplinano l'accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, al fine di garantire il buon funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

troverà applicazione a decorrere dal 18 agosto 2019;

- il regolamento (UE) 1447/2016 della Commissione europea del 26 agosto 2016, *High-Voltage Direct Current* (HVDC), che istituisce un Codice di rete recante i requisiti per la connessione dei sistemi in corrente continua ad alta tensione e dei parchi di generazione connessi in corrente continua. Il regolamento HVDC, entrato in vigore il 28 settembre 2016, troverà applicazione a decorrere dall'8 settembre 2019.

A seguito dell'emanazione dei sopracitati regolamenti, con la delibera 16 febbraio 2017, 67/2017/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato all'implementazione dei medesimi, integrandoli nella regolazione vigente¹⁷, che dovrà concludersi in tempo utile affinché le menzionate disposizioni europee possano trovare piena efficacia entro le date previste per la rispettiva applicazione. Tra l'altro, i regolamenti RfG, DCC e HVDC prevedono la possibilità di richiedere deroghe da parte sia degli utenti sia dei gestori di rete. Nel primo caso, la richiesta è presentata al gestore di rete competente (DSO o TSO) mentre, nel secondo caso, è presentata all'Autorità, fermo restando che i medesimi regolamenti europei, definendo le modalità e le tempistiche per il coinvolgimento di tutti i soggetti interessati, statuiscono che spetti comunque alle singole Autorità di regolazione la decisione finale in merito ad ogni richiesta di deroga. Detti regolamenti prevedono, altresì, che le Autorità di regolazione definiscano, previa consultazione, i criteri sulla base dei quali potranno essere valutate ed eventualmente concesse le deroghe.

Con il documento per la consultazione 16 febbraio 2017, 68/2017/R/eel, che si colloca nell'ambito del procedimento di cui alla delibera 67/2017/R/eel, l'Autorità ha presentato i propri primi orientamenti in

ordine ai criteri in base ai quali saranno valutate ed eventualmente concesse le deroghe.

Affinché la deroga possa essere concessa, l'Autorità ritiene che occorra, in particolare, dimostrare che:

- non vi siano rischi per la sicurezza del sistema elettrico nazionale;
- non vi siano rischi per la sicurezza della rete elettrica alla quale sono o saranno connessi gli impianti e/o i sistemi per i quali è stata richiesta la deroga e vi siano impatti trascurabili sulla qualità del servizio;
- non vi siano rischi per la sicurezza degli scambi transfrontalieri;
- l'analisi costi/benefici resa disponibile dal soggetto richiedente la deroga evidenzia che i requisiti previsti dai regolamenti, qualora applicati, comportino costi superiori ai benefici;
- il richiedente dimostri di porre in essere tutte le azioni nella propria disponibilità, al fine di superare la necessità di una deroga e di mitigare le eventuali criticità (purché queste ultime siano ritenute accettabili).

Infine, il solo regolamento RfG disciplina anche le richieste di deroghe che possono essere presentate dai costruttori di gruppi di generazione, per i quali si richieda l'ammissione alla classificazione come "tecnologia emergente". Il termine per presentare le richieste di deroga all'Autorità è stato fissato al 17 novembre 2016¹⁸. Tre sono le richieste di ammissione pervenute, relativamente alle quali sono in corso gli opportuni approfondimenti, da parte dell'Autorità in coordinamento con le altre Autorità di regolazione della medesima area sincrona, allo scopo di decidere se ricomprendere tali gruppi di generazione tra le "tecnologie emergenti".

¹⁷ Affinché i tre richiamati regolamenti europei possano trovare piena applicazione in Italia a decorrere dalle date sopra richiamate, si rende necessario aggiornare la regolazione vigente, con particolare riferimento alle condizioni tecniche per la connessione che rappresentano il tema essenziale da essi trattato. Occorre, in particolare, aggiornare il TICA e il TIC (ove necessario), nonché il Codice di rete di Terna, la Norma CEI 0-16 e la Norma CEI 0-21 nelle parti che afferiscono alle condizioni tecniche per la connessione, qualora dovessero emergere elementi in contrasto con i regolamenti europei.

¹⁸ Si richiama, al riguardo, il comunicato 11 novembre 2016 già pubblicato sul sito internet dell'Autorità, recante *Modalità e tempistiche per la richiesta di ammissione alla categoria "tecnologie emergenti" ai sensi del regolamento (UE) 631/2016 da parte dei costruttori di gruppi di generazione elettrica*.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

Sistemi di smart metering di seconda generazione 2G

Con la delibera 87/2016/R/eel, in attuazione dell'art. 9, comma 3, del decreto legislativo n. 102/14, l'Autorità ha definito le specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e i livelli attesi di performance dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione c.d. "2G", in vista della sostituzione dei misuratori di prima generazione che avranno completato la vita utile prevista a fini regolatori. Tale provvedimento, in sintesi, prevede che:

- i misuratori 2G siano dotati di due canali di comunicazione, il primo verso il sistema elettrico (*chain 1*) e il secondo verso i dispositivi utente (*chain 2*). Per tutte le soluzioni di comunicazione, l'Autorità mantiene un approccio tecnologicamente neutrale e vincola all'utilizzo di protocolli standard per garantire l'interoperabilità e l'intercambiabilità;
- i sistemi di *smart metering* 2G rispettino i livelli attesi di performance di sistema, con riferimento alle prestazioni in telelettura massiva, in telegestione, di riprogrammazione massiva, di segnalazione spontanea, e fissa alcuni criteri di tempistica per la messa a regime dei sistemi di *smart metering* 2G ad architettura a due livelli con concentratori, finalizzati al celere dispiegamento dei benefici durante la fase di sostituzione dei misuratori esistenti.

Tali livelli sono stati definiti tenendo conto del previsto sviluppo del SII, dell'evoluzione della regolazione del processo di fatturazione e di rettifica, delle procedure di *switching*, anche in considerazione della progressiva conclusione del servizio di maggior tutela, dell'introduzione di nuove formule commerciali, della possibilità di prepagamento e, in prospettiva, della partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento anche da parte dei clienti finali connessi in bassa tensione, attraverso opportuni prodotti di *demand response*.

I misuratori 2G (nella c.d. "versione 2.0") devono essere dotati di due canali di comunicazione: il primo verso il sistema elettrico

(*chain 1*) che potrà utilizzare la *Power Line Carrier* (PLC) in banda A, la tecnologia di comunicazione RF 169 o altre tecnologie TLC; il secondo verso i dispositivi utente (*chain 2*). Per tutte le soluzioni di comunicazione, l'Autorità ha imposto l'utilizzo di protocolli standard, così da garantire l'intercambiabilità in occasione dei passaggi di concessione tra le imprese distributrici.

Il richiamato provvedimento, in considerazione dei potenziali sviluppi della tecnologia (soprattutto quella legata alle comunicazioni), ha anche previsto la possibilità di un'evoluzione incrementale dei misuratori verso una versione più avanzata (c.d. "versione 2.1"), caratterizzata da una soluzione tecnologica di comunicazione aggiuntiva (fibra ottica o wireless) per la *chain 2* ed eventualmente utilizzabile anche per la *chain 1*. Al riguardo, l'Autorità è in procinto di avviare un procedimento, al fine di valutare l'effettiva disponibilità di soluzioni tecnologiche standardizzate, che consenta di definire tali funzionalità incrementali, con la collaborazione dell'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni.

Con il documento per la consultazione 4 agosto 2016, 468/2016/R/eel, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti in merito agli effetti e ai necessari interventi regolatori di completamento per la fruibilità effettiva dei benefici connessi al sistema dell'energia elettrica, a seguito dell'introduzione dei sistemi 2G. In particolare, l'analisi è stata finalizzata a:

- identificare le opportunità di sviluppo di nuovi servizi o di processi esistenti, anche al fine di consentire la valutazione dei relativi oneri necessari;
- delineare i benefici associati agli scenari prospettati e individuare le possibili metodologie di quantificazione;
- valutare i gap regolatori, al fine di concretizzare tutte le opportunità consentite dai nuovi sistemi 2G;
- indirizzare un percorso di riforma che sia sostenibile, organico e tutelante nei confronti dei consumatori finali e di tutti gli *stakeholders* coinvolti.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

Nel documento sono, altresì, riferiti i possibili esiti - di settore e nei confronti dei diversi attori della filiera - che l'adozione dei sistemi 2G potrebbe determinare in termini di miglioramento dei servizi e dei processi esistenti (fatturazione, gestione di eventi contrattuali, processi di *switching* e voltura ecc.), nonché sull'abilitazione di nuovi servizi e proposte commerciali (servizi di reporting e sviluppo di modelli comportamentali di consumo, *demande side response*, offerte di tipo prepagato ecc.). I benefici correlati alla diffusione dei sistemi 2G sono essenzialmente riconducibili alla disponibilità, per i vari attori della filiera e del cliente finale, di una quantità maggiore di dati (tipicamente le curve quartorarie), con una migliore precisione tra il momento del prelievo o dell'immissione e la loro messa a disposizione (ovvero entro 24 ore, se validati, oppure in *near real time*, attraverso la *chain 2*).

Inoltre, il provvedimento identifica la necessità di prevedere un opportuno adeguamento della normativa vigente, affinché le funzionalità tecniche dei sistemi 2G possano produrre appieno i loro benefici. Il diffondersi progressivo del nuovo sistema di misura consentirà, infatti, di adeguare alcuni processi sistemici per i soli clienti dotati della nuova tecnologia, creando una potenziale discriminazione tra i clienti, in funzione dell'organizzazione del piano di installazione e di messa a regime del sistema. In fase di aggiornamento della regolazione risulterà, dunque, opportuno valutare l'equilibrio tra la tempestività nell'attivazione dei benefici e la minimizzazione della differenza di trattamento tra i clienti appartenenti alla stessa tipologia.

Le attività relative ai sistemi di *smart metering* 2G sono proseguite poi con la definizione della disciplina per il riconoscimento dei costi per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione. Infatti, a seguito di un'ampia attività di consultazione (documenti per la consultazione 26 maggio 2016, 267/2016/R/eel, e 457/2016/R/eel), l'Autorità, con la delibera 10 novembre 2016, 646/2016/R/eel, ha individuato i criteri per il riconoscimento dei costi di capitale dei sistemi di *smart metering* 2G, fondati su schemi di regolazione incentivante. Per il triennio 2017-2019 tali schemi sono applicati solo alle spese di capitale, mentre a partire dal 2020 il riconoscimento degli stessi costi sarà basato su un approccio fondato sulla spesa totale (*totex*).

Con l'obiettivo di lasciare alle imprese la necessaria flessibilità nelle scelte di programmazione della sostituzione dei misuratori di prima generazione attualmente in campo, tenuto conto della normativa primaria e secondaria in materia, l'Autorità ha previsto che le imprese che intendono avviare la messa in servizio dei sistemi di

smart metering 2G, conformi ai requisiti e ai livelli di performance previsti dalla delibera 87/2016/R/eel, sono tenute a predisporre, pubblicare e sottoporre a consultazione un piano quindicennale di messa in servizio, la cui approvazione, da parte dell'Autorità, può avvenire o secondo un percorso abbreviato, che prevede una decisione rapida (entro 90 giorni) nel caso in cui la spesa di capitale complessiva prevista dall'impresa risulti inferiore alla spesa di riferimento definita dall'Autorità, o secondo un percorso ordinario, più lungo e analitico.

L'approvazione del piano comporta l'ammissione dell'impresa a un regime tariffario specifico, che si fonda su elementi innovativi di regolazione tariffaria, tra cui in particolare: l'analisi delle previsioni di spesa, gli schemi di incentivo all'efficienza e controllo *ex post* dell'avanzamento, della spesa e delle performance. Inoltre, ai fini del riconoscimento tariffario è utilizzato un "profilo convenzionale", il quale esclude che possano esservi sovrapposizioni nel riconoscimento dei costi tra misuratori 1G e misuratori 2G.

Il riconoscimento incentivante dei costi è fondato sull'impiego della matrice di incentivi IQI che, definita tramite la delibera 646/2016/R/eel, fissa il valore degli incentivi da riconoscere alle imprese per le diverse combinazioni di spesa effettiva sostenuta dal distributore e spesa prevista dal regolatore. Tale matrice combina un incentivo all'efficienza - orientato a premiare (o viceversa penalizzare) l'impresa nel caso di spesa effettiva inferiore (o, rispettivamente, superiore) rispetto a quella prevista (*sharing*) - e un meccanismo orientato a indurre l'impresa a fornire una previsione di spesa veritiera (*additional income*).

L'applicazione della matrice IQI alle singole imprese segue l'approvazione di ogni singolo piano di messa in servizio, sulla base della spesa prevista definita dal regolatore.

Nel mese di dicembre 2016, e-distribuzione ha presentato la richiesta di ammissione al riconoscimento degli investimenti effettuati per la messa in servizio del proprio sistema di *smart metering* 2G. A seguito del processo di consultazione relativo a tale piano, gli Uffici dell'Autorità hanno verificato l'esistenza delle condizioni per l'accesso al percorso abbreviato. Ciò comporta che la spesa prevista sia tale da garantire la sostanziale invarianza tariffaria delle attuali tariffe applicate al servizio di misura dell'energia elettrica in bassa tensione.

L'approvazione del piano implica anche l'applicazione, anno per anno, di meccanismi di controllo dell'avanzamento dei piani delle imprese, prevedendo sistemi di decurtazione dei riconoscimenti

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

tariffari, in caso di mancato raggiungimento di almeno il 95% del target di avanzamento fissato dalla stessa impresa.

Infine, per le imprese che non presentano un piano di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G, è stato definito un regime transitorio basato su logiche parametriche, efficace dal 2018,

mentre per il 2017 sono confermate le attuali disposizioni fondate sul criterio del costo storico rivalutato con l'applicazione di un limite massimo alla spesa unitaria ammissibile, pari al 105% del valore di investimento lordo per misuratore, relativo agli investimenti entrati in esercizio nel 2015.

Investimenti in nuove infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari

Regolazione tariffaria per l'incentivazione degli investimenti nella RTN

Con la delibera 335/2016/R/eel, l'Autorità ha accertato lo stato di raggiungimento delle *milestone* relative agli investimenti strategici di sviluppo della RTN per l'anno 2015, approvate con la delibera 31 gennaio 2013, 40/2013/R/eel, ed aggiornate con la delibera 30 luglio 2015, 397/2015/R/eel. Dopo avere verificato il superamento della soglia per l'accesso all'incentivazione, l'Autorità ha disposto il riconoscimento, al gestore del sistema di trasmissione, dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2015, relative agli investimenti inclusi nella tipologia I=3, a valere sulle tariffe di trasmissione 2017.

Valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN

Nel novembre 2015, l'Autorità ha reso disponibile sul proprio sito internet lo schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all'anno 2015, ai fini del processo di consultazione. Il 20 gennaio 2016, è stata poi organizzata dalla medesima Autorità, una sessione pubblica di presentazione dello schema, a vantaggio dei soggetti interessati rappresentativi del sistema elettrico, cui hanno partecipato i rappresentanti del Ministero dello sviluppo economico, di RSE, di CESI (Centro elettrotecnico sperimentale italiano) e della stessa

Autorità; mentre Terna ha predisposto un'altra sessione pubblica di presentazione del medesimo schema, il 15 giugno 2016.

Con il parere 4 novembre 2016, 630/2016/I/eel, l'Autorità ha formulato le proprie valutazioni sugli schemi di Piano decennale di sviluppo della RTN relativi agli anni 2015 e 2016, evidenziando in particolare:

- le migliorie dei suddetti schemi di Piano, rispetto ai Piani precedenti, derivanti anche dal recepimento delle raccomandazioni e delle osservazioni formulate dall'Autorità con i precedenti pareri 22 maggio 2013, 214/2013/I/eel, e 21 maggio 2015, 238/2015/I/eel, quali, per esempio, la presenza di schede riepilogative dei principali elementi informativi e delle caratteristiche degli interventi di rete, nonché l'elaborazione da parte del gestore di una tabella integrativa dello schema di Piano decennale che, per ciascun intervento, sintetizza i principali elementi informativi;
- la necessità di migliorare ulteriormente i Piani decennali sia sotto il profilo redazionale in relazione alla trasparenza e completezza del loro contenuto informativo, sia sotto il profilo metodologico in relazione all'analisi dei costi/benefici, anche al fine di consentire valutazioni più celeri ed efficaci di detti Piani.

Con il parere anzidetto, l'Autorità ha trasmesso gli esiti delle proprie valutazioni al Ministro dello sviluppo economico e ha rilasciato il nulla osta per l'approvazione degli schemi di Piano 2015 e 2016, a condizione che:

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

- le eventuali installazioni di sistemi di accumulo diffuso, ulteriori rispetto ai 35 MW sperimentali già approvati in sede di Piano di sviluppo 2011, siano confermate "in valutazione", atteso che il giudizio su tale intervento non può prescindere dal completamento della fase di sperimentazione, dalla verifica degli esiti di tali sperimentazioni e da appropriate analisi costi/benefici che ne dimostrino l'utilità per il sistema elettrico italiano;
- l'intervento di interconnessione Italia-Tunisia sia rimesso "in valutazione", allo scopo di favorire l'emersione di sufficienti elementi informativi che ne dimostrino l'efficienza e l'efficacia, nonché di evidenze della sua utilità per il sistema elettrico italiano, pur riconoscendo fin da ora che la valutazione di strategicità dell'intervento per il sistema energetico europeo è di competenza della Commissione europea.

Valutazione della coerenza con il Piano di sviluppo comunitario

L'Autorità ha valutato la conformità tra il Piano di sviluppo italiano e il Piano di sviluppo comunitario (*Ten Year Network Development Plan - TYNDP*), predisposto nel 2016 da *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E), l'associazione dei gestori europei, sia con la propria valutazione degli schemi di piano 2015 e 2016 sia con il contributo al lavoro redatto dall'*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER).

Riguardo a questa analisi di conformità, va rilevato che il TYNDP 2016 distingue tre categorie di progetti:

- i progetti di medio termine (pianificati con data di entrata in esercizio entro il 2022);
- i progetti di lungo termine (pianificati con data di entrata successiva al 2022);
- i progetti futuri (non pianificati, corrispondenti ad esempio ai progetti "in valutazione" nel Piano decennale italiano).

Nel parere 630/2016//eel, l'Autorità ha osservato che:

- il progetto SA.CO.I. 3 di connessione della Sardegna e della Corsica con la penisola italiana risulta "in valutazione" negli schemi di Piano decennale 2015 e 2016, mentre il medesimo intervento è presente nello schema di TYNDP 2016 come intervento pianificato;

- lo schema di TYNDP 2016 include un progetto relativo allo sviluppo dei sistemi di accumulo diffuso nel Sud Italia, che si stima entreranno in esercizio nel 2022, con un costo di investimento di 750 milioni di euro. Per tale progetto l'Autorità ha indicato la necessità che le installazioni ulteriori rispetto ai 35 MW già realizzati siano confermate "in valutazione".

L'Autorità ha poi collaborato alla stesura dell'Opinione dell'ACER del mese di marzo 2017, tenendo anche conto, in alcuni casi, delle tempistiche di entrata in esercizio previste dallo schema di Piano decennale di sviluppo 2016, e formulando le seguenti osservazioni e raccomandazioni:

- Italia-Tunisia: aggiornare lo schema di ENTSO-E TYNDP 2016 per classificare Italia-Tunisia come "progetto futuro" e indicare stato "in valutazione";
- SA.CO.I. 3: aggiornare lo schema di ENTSO-E TYNDP 2016 per classificare SA.CO.I. 3 come "progetto futuro" e indicare stato "in valutazione";
- accumuli: qualificare il progetto di Terna "in valutazione" nell'ENTSO-E TYNDP 2016;
- Austria-Italia: i due progetti di interconnessione lato Austria dovrebbero essere separati, con il progetto Nauders-Glorenza come progetto di medio termine (anziché di lungo termine);
- Svizzera-Italia: il progetto dovrebbe essere classificato di lungo termine (anziché di medio termine);
- rinforzi Centro Italia: il progetto dovrebbe essere classificato di lungo termine (anziché di medio termine);
- Slovenia-Italia: il progetto dovrebbe essere classificato come "progetto futuro" e stato "in valutazione" poiché non approvato in Slovenia.

Aggiornamento dei requisiti per i Piani decennali di sviluppo e nuova metodologia di analisi costi/benefici per gli interventi di sviluppo della RTN

Con la delibera 4 novembre 2016, 627/2016/R/eel, l'Autorità ha definito i criteri per la consultazione del Piano decennale di sviluppo della RTN e i requisiti minimi ai fini delle valutazioni dell'Autorità. In particolare, l'Autorità ha ritenuto opportuno, tra l'altro:

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

- aggiornare le prescrizioni e le raccomandazioni sulle modalità di predisposizione dei futuri Piani a partire da quello relativo al 2017, precedentemente contenute nell'Allegato A al parere 22 maggio 2013, 214/2013/R/eel, disponendo nuovi requisiti minimi in materia di completezza e trasparenza dei Piani e di metodologia di analisi costi/benefici (c.d. "analisi costi/benefici 2.0"), al fine di promuovere la pianificazione degli investimenti, secondo criteri di selettività e di maggiore utilità per il sistema elettrico italiano;
- prevedere che il gestore del sistema di trasmissione applichi, a partire dallo schema di Piano relativo all'anno 2017, la metodologia di analisi costi/benefici 2.0 a supporto delle valutazioni di competenza dell'Autorità sugli schemi di Piano, nonché sull'efficienza e sull'economicità degli interventi ivi previsti;
- prevedere che il gestore del sistema di trasmissione estenda l'orizzonte temporale delle proprie previsioni sugli scenari di sviluppo del sistema elettrico a un lasso di tempo non inferiore ai 20 anni successivi, in coerenza con l'orizzonte temporale degli scenari considerati nel TYNDP europeo; disporre, inoltre, che l'elaborazione di simili previsioni avvenga con cadenza biennale per garantire sinergie e maggiore coerenza con gli scenari descritti nel citato TYNDP europeo;
- prevedere che entro il 30 aprile 2017 Terna trasmetta all'Autorità, per l'approvazione, una proposta di aggiornamento del Codice di rete relativa allo sviluppo della rete e una proposta di nuovo Allegato al predetto Piano sulla metodologia di analisi costi/benefici 2.0 per la predisposizione del Piano stesso;
- prevedere che Terna trasmetta una periodica informativa all'Autorità, in merito alla coerenza tra la spesa prevista per gli investimenti annuali e gli investimenti attesi per la realizzazione del Piano.

L'Allegato A alla delibera 627/2016/R/eel dispone poi i requisiti minimi di completezza e trasparenza del Piano decennale e i requisiti minimi per l'analisi costi/benefici 2.0. Inoltre, esso deve fornire chiara e trasparente indicazione in merito:

- agli interventi di sviluppo pianificati, che costituiscono parte integrante e sostanziale del Piano decennale;
- agli interventi "in valutazione" o "allo studio", per i quali non sono previste attività realizzative nell'orizzonte di Piano decennale e che possono diventare interventi "pianificati" nei successivi Piani decennali;
- agli *interconnector* (sviluppi di rete ai sensi dell'art. 32 della legge n. 99/09);
- alle *merchant lines* (linee private, sviluppate da promotori diversi dal gestore).

In particolare, il Piano decennale deve includere gli interventi sviluppati dai promotori diversi dal gestore del sistema di trasmissione, fornendo una sintesi delle informazioni pubblicate nel TYNDP di ENTSO-E precedente la pubblicazione del Piano decennale. I promotori hanno facoltà di trasmettere informazioni più aggiornate per la loro presentazione nel Piano.

In merito ai requisiti minimi per l'analisi costi/benefici 2.0, sono stati aggiornati, in particolare, gli elementi di analisi dei benefici e degli altri impatti correlati alle infrastrutture di trasmissione; Terna valuterà e quantificherà nei prossimi Piani i seguenti benefici:

- la variazione (incremento) del benessere socioeconomico correlato al funzionamento del mercato dell'energia;
- la variazione (riduzione) delle perdite di rete;
- la variazione (riduzione) dell'energia non fornita attesa;
- i costi evitati o differiti (o costi addizionali) relativi a capacità di generazione soggetta a regimi di remunerazione che integrano o sostituiscono i proventi dei mercati dell'energia e dell'MSD, in assenza di doppio conteggio con i benefici B1 e B7;
- la maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili;
- gli investimenti evitati in infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica che sarebbero state altrimenti necessarie in risposta a esigenze inderogabili (per esempio, rispetto di vincoli di legge);
- la variazione (riduzione o incremento) dei costi per i servizi di rete e per l'approvvigionamento delle risorse sull'MSD.

Terna potrà, inoltre, valutare separatamente, qualora ritenuto opportuno per taluni specifici interventi, i benefici relativi:

- alla variazione (incremento) della resilienza del sistema, a fronte di impatti di eventi estremi;
- alla variazione (riduzione) delle esternalità negative associate all'aumento di emissioni di CO₂;

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

- alla variazione (riduzione) degli impatti negativi associati all'aumento di altre emissioni né CO₂ né gas effetto serra.

Infine, Terna quantificherà nei propri Piani decennali di sviluppo gli effetti relativi:

- all'incremento della capacità di interconnessione o di trasporto tra sezioni della rete (MW);
- alla variazione del territorio occupato da reti elettriche (km);
- alla variazione di occupazione di aree di interesse naturale o per la biodiversità (km);
- alla variazione di occupazione di aree di interesse sociale o paesaggistico (km).

Allocazione dei diritti di trasporto su base mensile e annuale

Con la delibera 29 settembre 2016, 530/2016/R/eel, l'Autorità ha approvato le *Harmonised Auctions Rules* (HAR) del 2017, ossia le regole per l'allocazione nell'anno 2017 dei diritti annuali e mensili di utilizzo della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con l'estero.

Le HAR sono adottate dall'Autorità nell'ambito dell'implementazione volontaria e anticipata delle disposizioni del regolamento (UE) 1719/2016, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità a termine (regolamento c.d. *Forward Capacity Allocation* - FCA). In particolare, le HAR valide per il 2017 prevedono l'evoluzione, in chiave europea, del regime di *firmness* dei diritti di capacità, vale a dire le regole con cui l'operatore di mercato che ha acquistato i diritti viene compensato economicamente a seguito della necessità dei *Transmission System Operators* (TSO) di ridurre la capacità già conferita per motivi di sicurezza. Le regole specifiche per i confini italiani sono incluse nell'Allegato 6 del regolamento (**Regional Specific Annex: Italian Border**).

Le HAR 2017 rappresentano un'evoluzione rispetto a quelle applicate nell'anno precedente; in particolare:

- estendono il nuovo regime di rimborso al *market spread* (in passato era previsto un rimborso al prezzo d'asta) anche alla frontiera Italia-Austria (tale regime era già stato introdotto nel 2016 in via sperimentale sui confini con la Francia e la Slovenia);
- introducono il *cap* basato sulla rendita di congestione annuale (in sostituzione di quello mensile) sui confini con l'Austria, la

Francia e la Slovenia come massimale di spesa da parte dei TSO per la compensazione dei diritti di utilizzo della capacità transfrontaliera;

- mantengono il regime previgente (rimborso al prezzo d'asta) laddove non sia in vigore il *market coupling*, quindi, con particolare riferimento ai confini con la Svizzera (dove, peraltro, il regolamento FCA non sarebbe comunque applicabile in quanto non si tratta di un Paese membro dell'Unione europea) e con la Grecia.

In sintesi, la delibera 530/2016/R/eel prevede il pieno allineamento alle disposizioni contenute nel regolamento FCA per le frontiere sulle quali è già attivo il *market coupling*. Al fine di mantenere inalterato il profilo di rischio per il sistema italiano associato al nuovo regime di *firmness*, i TSO operanti sul confine Nord hanno provveduto a rimodulare i volumi allocati alla frontiera nelle aste annuali e mensili, pur sempre nella logica di massimizzare, nel loro complesso, i volumi di capacità di interconnessione resi disponibili al mercato, secondo il regolamento (CE) 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009.

Progetto pilota di market coupling infragiornaliero tra Italia e Slovenia (ID-IA)

Intraday Implicit Allocation (ID-IA) è un progetto pilota bilaterale per l'allocazione implicita della capacità di trasmissione alla frontiera slovena (*market coupling*), simile a quanto già in vigore a livello dell'MGP dal 2011. I provvedimenti adottati per la realizzazione del suddetto progetto pilota sono i seguenti:

- con il parere 7 giugno 2016, 292/2016/I/eel, l'Autorità si è espressa in modo favorevole sulle proposte di modifica al TIDME, predisposte dal GME, volte a consentire l'avvio del *market coupling* infragiornaliero sulla frontiera slovena nell'ambito del progetto ID-IA;
- con la delibera 9 giugno 2016, 297/2016/R/eel, l'Autorità ha esteso al progetto ID-IA una serie di convenzioni e di accordi, inizialmente sviluppati nell'ambito del *day ahead market coupling*. In particolare, l'Autorità ha approvato:
 - la convenzione aggiornata tra GME e Terna;
 - la convenzione aggiornata tra GME e CSEA;
 - i contratti predisposti dai partner del progetto pilota ID-IA

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

(BSP, ELES, GME e TERNA);

- la nuova versione delle regole per l'allocazione infragiornaliera della capacità di trasmissione sui confini con Francia, Svizzera ed Austria;
- con la delibera 24 novembre 2016, 682/2016/R/eel, l'Autorità ha verificato la conformità degli schemi contrattuali predisposti dal GME e da Terna e dal GME e dalla Borsa elettrica slovena, che modificano gli accordi esistenti nell'ambito del *market coupling*, finalizzati ad integrare le nuove modifiche di pagamento nel mercato elettrico italiano a partire dall'1 dicembre 2016 (parere 8 settembre 2016, 488/2016/I/eel). Tali modifiche sono tese a rendere possibile l'anticipo dei termini di pagamento sull'MGP e sull'MI, portando la fase di *settlement* dall'attuale cadenza mensile (M+2) a una cadenza settimanale (W+1).

Il parere 292/2016/I/eel, la delibera 297/2016/R/eel e la delibera 682/2016/R/eel costituiscono, dunque, l'assetto regolatorio del progetto pilota ID-IA, predisposto con l'obiettivo di testare una soluzione (allocazione implicita infragiornaliera) che, per quanto prevista dal regolamento (UE) 1222/2015 del 24 luglio 2015 (regolamento CACM) nelle aste regionali, ha riscosso poca attenzione a livello europeo. Tale soluzione, tra l'altro, permetterebbe di risolvere il problema della valorizzazione della capacità allocata nell'MI, al quale il puro *continuous trading* – modello di negoziazione continua previsto dal medesimo regolamento – non offre attualmente alcuna soluzione.

Progetto pilota TERRE

Trans European Replacement Reserves Exchange (TERRE) è un progetto pilota di natura volontaria per lo scambio transfrontaliero di energia elettrica di bilanciamento tra TSO. Esso nasce come misura di implementazione anticipata delle *Electricity Balancing Guidelines* (EB GL), le future *Linee guida* della Commissione europea in materia di bilanciamento elettrico, che hanno recentemente ricevuto il parere favorevole del Comitato di cui all'art. 23, paragrafo 1, del regolamento (CE) 714/2009, con lo scopo di sperimentare la fattibilità delle soluzioni ivi previste. I partner del progetto TERRE sono i TSO di Francia, Gran Bretagna, Italia, Spagna, Portogallo e Svizzera, cui si affiancano, in qualità di *observers*, quelli di Irlanda e Grecia. TERRE prevede lo scambio

tra TSO delle risorse di bilanciamento e, in particolare, della riserva terziaria di sostituzione (*replacement reserve* secondo la terminologia delle EB GL). Lanciato nel 2014, il progetto TERRE ha visto concludersi, nel 2016, la fase di progettazione ed è, quindi, in procinto di entrare nella fase implementativa, con il consenso dei regolatori. La fase attuativa del progetto è prevista per i primi mesi del 2019.

In questo contesto, nel corso del mese di giugno 2016, i partner del progetto TERRE hanno trasmesso alle Autorità di regolazione coinvolte nell'iniziativa (AEEGSI, CNMC, CRE, ELCOM, ERSE e OFGEM) il c.d. *approval package*, inteso come l'insieme dei documenti utili a valutare il design complessivo del progetto. In particolare, l'*approval package* è costituito dalla seguente documentazione:

- l'*executive summary*;
- il documento per la consultazione pubblicato dai TSO;
- l'analisi delle osservazioni inviate dagli operatori e delle contro argomentazioni dei TSO;
- il *project implementation plan*;
- la stima dei costi per la fase implementativa;
- il *Memorandum of understanding* tra i TSO;
- il *non-disclosure agreement* tra i TSO.

I regolatori interessati, tra cui questa Autorità, hanno lavorato congiuntamente alla predisposizione di una *Common opinion*, al fine di manifestare il supporto all'iniziativa e di invitare i TSO a procedere con le successive fasi del progetto.

La *Common opinion* analizza le proposte dei TSO, nonché la posizione degli operatori in esito al processo di consultazione organizzato nella primavera del 2016 dai medesimi TSO, e presenta le aspettative delle Autorità di regolazione nazionali.

Sulla base dei contenuti dei documenti dell'*Approval package* ed alla luce dei principi definiti nelle EB GL, la *Common opinion* dei regolatori si focalizza sui seguenti aspetti:

- la stima del fabbisogno di energia di bilanciamento da parte dei TSO, l'algoritmo per l'identificazione dei soggetti chiamati alla fornitura del servizio, le modalità di utilizzo della capacità di interconnessione;
- l'armonizzazione dei prodotti (formati e tempistiche di presentazione delle offerte, attivazione delle offerte

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

accettate) e delle regole di *settlement* tra TSO e tra i TSO e i fornitori del servizio al prezzo marginale (senza *cap* e *floor* di prezzo);

- i costi e i benefici dell'implementazione;
- la trasparenza verso gli operatori, sia nella fase di implementazione sia a seguito dell'avvio del progetto;
- la *governance*, sia a livello regionale sia nell'ambito del *Balancing stakeholders group* gestito da ACER e ENTSO-E, anche in previsione dell'allargamento del progetto a nuovi entranti;
- le tempistiche di implementazione.

Con riferimento ad una serie di elementi ancora aperti (tra i quali, per esempio, l'interazione tra TERRE e il mercato italiano - MSD), la *Common opinion* richiede ai TSO di effettuare i necessari approfondimenti durante la fase di implementazione del progetto, così da fornire sufficienti informazioni ai regolatori e agli operatori prima dell'invio del secondo (ed ultimo) *Approval package*, precedente e funzionale all'avvio.

Sebbene l'avvio a regime del progetto TERRE sia ancora piuttosto lontano nel tempo, sulla base delle sue caratteristiche è possibile individuare alcuni impatti sul sistema italiano. Innanzitutto, la risorsa c.d. "riserva terziaria" è quella già oggi impiegata da Terna per il bilanciamento del sistema; il progetto TERRE porterà ad individuare dei "prodotti" associati, dunque, a questa tipologia di risorsa, che dovranno necessariamente essere armonizzati con gli altri sistemi partecipanti all'iniziativa.

Sarà comunque Terna a gestire l'invio delle offerte al sistema centrale e, pertanto, a interpersi tra gli utenti del dispacciamento e la struttura centralizzata che, attraverso l'algoritmo sviluppato dal progetto TERRE, individuerà le offerte accettate in grado di soddisfare i fabbisogni di bilanciamento dei diversi TSO. I risultati saranno direttamente comunicati agli utenti del dispacciamento nel formato di ordini di dispacciamento.

La partecipazione al progetto TERRE potrebbe portare ad una riduzione dei fabbisogni di Terna di alcune risorse di bilanciamento e consentire ad alcuni produttori di offrire risorse di bilanciamento all'estero.

Attuazione del regolamento (UE) 1222/2015 in materia di allocazione di capacità transfrontaliera su base giornaliera e infragiornaliera

Al fine di rendere più agevole il procedimento di approvazione delle regole di dettaglio (termini e condizioni o metodologie) proposte dai gestori della trasmissione (TSO) e/o dai *Nominated electricity market operator*¹⁹ (NEMO), come previsto dal regolamento *Capacity allocation and congestion management guideline* (CACM), che disciplina le modalità di allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera su base giornaliera e infragiornaliera, i regolatori nazionali hanno costituito una apposita piattaforma (*Energy regulators' forum* - ERF).

Nel caso in cui non si raggiunga un accordo entro i sei mesi successivi all'avvio della procedura di approvazione, o su iniziativa dei regolatori stessi, il CACM prevede che sia l'ACER, nei sei mesi successivi, a decidere in merito alla proposta.

Nel corso del 2016 si sono svolte le seguenti procedure di approvazione:

- la determinazione delle regioni per il calcolo della capacità;
- il Piano per lo svolgimento delle funzioni di *Market coupling operator* (MCO);
- la metodologia di comunicazione dei dati sulla generazione e sul carico;
- la metodologia del modello comune di rete europea.

Il 17 novembre 2015, tutti i TSO dell'Unione europea, coordinati da ENTSO-E, hanno presentato a tutti i regolatori europei una proposta di configurazione delle regioni per il calcolo della capacità (CCR), che prevedeva, tra l'altro, l'assegnazione delle frontiere italiane in due distinte regioni: *Italy North* CCR (Italia-Francia, Italia-Austria, Italia-Slovenia) e *Italy Greece* CCR (Italia-Grecia). Inoltre, la proposta assegnava la frontiera tra Germania e Austria alla regione Europa centro-orientale (CCE). Il 13 maggio 2016, il regolatore austriaco E-Control ha unilateralmente chiesto ai TSO di emendare la proposta, in modo da escludere la frontiera tra Germania e Austria dall'insieme delle frontiere per le quali è prevista l'allocazione della capacità di

¹⁹ Ai sensi dell'art. 4 del CACM, ogni Stato membro garantisce che siano nominati uno o più NEMO per eseguire il *coupling* unico del giorno prima e/o infragiornaliero.

2. Regolazione nel settore dell'energia elettrica | Settoriale

trasporto. Successivamente, il 17 maggio, ERF ha informato ACER circa l'impossibilità per le Autorità di regolazione nazionali di convergere su una posizione unanime della proposta, trasferendo così ad ACER il compito di decidere in merito. Il 17 novembre 2016, con la decisione 6/2016, ACER ha direttamente emendato la proposta dei TSO, prevedendo la fusione in un'unica macroregione (CORE) delle due regioni precedentemente previste dai TSO, rispettivamente per le frontiere dell'Europa centro-occidentale (CWE CCR) e per le frontiere dell'Europa centro-orientale (CEE CCR). Inoltre, ACER ha previsto che la frontiera Germania-Austria sia inclusa nella regione CORE. Le CCR, cui sono state originariamente assegnate le frontiere italiane, non sono state interessate dalla procedura emendativa.

Il 14 aprile 2016, i NEMO hanno inviato alle Autorità nazionali il Piano per lo svolgimento delle funzioni di MCO, finalizzato a stabilire le modalità e le tempistiche in base alle quali le funzioni di MCO sono istituite e svolte congiuntamente dai medesimi NEMO.

Il 13 settembre 2016, i regolatori hanno concordato di trasmettere ai NEMO una richiesta congiunta di modifiche alla proposta. In particolare, è stato richiesto di inserire nel Piano, in conformità con quanto previsto dal regolamento, un preciso calendario di implementazione ed una valutazione d'impatto delle altre proposte in merito all'istituzione e alla performance delle funzioni di MCO. Infine, è stato chiesto di eliminare le previsioni che comportino limitazione di responsabilità individuale di ciascun NEMO e le previsioni che fanno riferimento alla ripartizione ed al recupero dei costi.

Con la delibera 14 ottobre 2016, 568/2016/R/eel, l'Autorità ha deciso di trasmettere al GME la suddetta richiesta di modifiche.

Il 14 dicembre 2016, i NEMO hanno trasmesso una seconda proposta di Piano che, tuttavia, è stata giudicata dai regolatori non completamente conforme a quanto richiesto. Pertanto, il 14 febbraio 2017, le Autorità di regolazione hanno reiterato la richiesta di modifiche.

Il 15 giugno 2016, i TSO hanno sottoposto alle Autorità di regolazione, per l'approvazione, la proposta di metodologia di comunicazione dei dati sulla generazione e sul carico (GLDP), nella quale sono stati individuati i dati di generazione e carico che possono essere richiesti dai TSO, al fine di creare un modello comune di rete (*common grid model*). Facendo seguito all'accordo raggiunto dai regolatori riuniti in ERF il 28 ottobre 2016, la proposta è stata approvata dall'Autorità con la delibera 24 novembre 2016, 683/2016/R/eel.

Il 14 giugno 2016, i TSO hanno sottoposto alle Autorità di regolazione, per l'approvazione, la proposta di metodologia di modello di rete comune (CGM), che tuttavia è risultata non completamente

conforme a quanto richiesto dal regolamento. In particolare, la metodologia proposta conteneva l'indicazione delle scadenze per la preparazione del modello di rete comune, imponendo, di conseguenza, un vincolo alla futura presentazione di termini e di condizioni relativi all'organizzazione della sessione di MI. Per tale motivo, i regolatori riuniti in ERF il 13 dicembre 2016 hanno concordato di richiedere di emendare la proposta. Con la delibera 28 dicembre 2016, 812/2016/R/eel, l'Autorità ha disposto di trasmettere a Terna la richiesta di modifica.

Esenzioni elettriche

Il 12 maggio 2016, con la delibera 228/2016/I/eel, l'Autorità ha approvato il documento *Opinion on the Piemonte Savoia exemption application*, che esprime il parere favorevole in merito all'istanza di esenzione presentata dalla società Piemonte Savoia, per conto dei soggetti industriali selezionati da Terna nel quadro della disciplina prevista dalla legge n. 99/09 relativa allo sviluppo di nuove interconnessioni con l'estero. In particolare, l'esenzione concerne una quota di potenza pari a 350 MW, generata da una sezione dei due elettrodotti realizzati sul territorio italiano, facenti parte del più ampio progetto Piossasco - *Grand'Île Interconnection*; essa è stata richiesta ai sensi dell'art. 16, comma 6, del regolamento (CE) 714/2009 (relativo alla gestione dei proventi derivanti dall'assegnazione della capacità di interconnessione), e dell'art. 9 della direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, per un periodo pari a dieci anni. Il progetto Piossasco - *Grand'Île Interconnection*, la cui entrata in esercizio è prevista per la fine del 2019, prevede la realizzazione di due elettrodotti in corrente continua (*High voltage direct current* - HVDC) con una potenza nominale complessiva di 1.200 MW, che collegheranno le stazioni elettriche di Piossasco in Italia e di Grand'Île in Francia.

L'1 dicembre 2016, con la delibera 701/2016/I/eel, l'Autorità ha rilasciato un parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico, ai sensi del decreto legislativo n. 93/11, in merito all'istanza di esenzione presentata dalla società Monita Interconnector, per conto dei soggetti industriali selezionati da Terna sulla base della legge n. 99/09, relativa ad una quota di potenza pari a 300 MW, generata da una sezione del progetto Villanova-Lastva e per una durata di dieci anni. Il progetto Villanova-Lastva, la cui entrata in esercizio è attesa per la fine del 2019, prevede la realizzazione di due elettrodotti in corrente continua (HVDC) con una potenza nominale complessiva di 1.000 MW tra