

e l'aggiornamento dell'elenco, nonché la trasmissione dei dati risultanti agli enti interessati, sono identificate dall'Autorità.

Per le imprese a forte consumo di energia elettrica, i suddetti provvedimenti hanno altresì previsto che l'Autorità debba rideterminare i criteri di ripartizione degli oneri generali del sistema elettrico, secondo indirizzi del Ministro dello sviluppo economico, e che dalla data di entrata in vigore della rideterminazione degli oneri generali è abolito quanto previsto dall'ultimo periodo dell'art. 3, comma 11, del decreto legislativo n. 79/99.

Ai sensi di quanto sopra, il 24 aprile 2013 il Ministro dello sviluppo economico ha trasmesso all'Autorità un primo atto di indirizzo, che prevede riduzioni degli oneri generali per le imprese a forte consumo di energia elettrica, modulate sulla base dell'incidenza del costo dell'energia elettrica utilizzata rispetto al fatturato (intensità di costo dell'energia elettrica), e in particolare riduzioni:

- pari al 15% con intensità di costo dell'energia elettrica compresa tra il 2% e il 6%;
- pari al 30% con intensità di costo dell'energia elettrica compresa tra il 6% e il 10%;
- pari al 45% con intensità di costo dell'energia elettrica compresa tra il 10% e il 15%;
- pari al 60% con intensità di costo dell'energia elettrica superiore al 15%.

Le agevolazioni esistenti per le soglie di consumo più elevate sono confermate solo per le imprese a forte consumo di energia elettrica, mentre per le altre imprese è previsto un riallineamento ai valori medi di settore nel caso in cui abbiano goduto di tali agevolazioni. Con la comunicazione del 27 maggio 2013 al Ministro dello sviluppo economico, l'Autorità ha, tra l'altro, evidenziato che il primo atto di indirizzo non consente di operare alcuna selettività tra i beneficiari. Peraltro l'Autorità aveva precedentemente già espresso perplessità in merito alla selettività dei criteri fissati dal decreto 5 aprile 2013 (comunicazione del 23 aprile 2013 dell'Autorità al Ministro dello sviluppo economico). Le osservazioni dell'Autorità sono state in parte recepite dal secondo atto di indirizzo trasmesso dal Ministro dello sviluppo economico in data 24 luglio 2013, che ha, tra l'altro, previsto:

- l'accesso alle agevolazioni per le sole imprese a forte consumo di energia elettrica che hanno un codice ATECO prevalente,

riferito ad attività manifatturiere;

- l'esclusione dalle agevolazioni dell'energia prelevata dalle imprese a forte consumo di energia elettrica da punti di prelievo in bassa tensione.

Immediatamente a valle del secondo atto di indirizzo, in data 25 luglio 2013 l'Autorità ha individuato la decorrenza per le agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica a partire dall'1 luglio 2013 (delibera 25 luglio 2013, 340/2013/R/eel) e ha avviato una pubblica consultazione in tema di modalità operative per la costituzione e l'aggiornamento dell'elenco delle imprese energivore (documento per la consultazione 25 luglio 2013, 329/2013/R/eel). Sulla base dei risultati della consultazione di cui sopra, nonché di incontri tecnici con rappresentanti delle diverse istituzioni interessate, con la delibera 3 ottobre 2013, 437/2013/R/eel, l'Autorità ha definito le modalità operative per la prima costituzione dell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica, successivamente integrate con la delibera 17 ottobre 2013, 461/2013/R/eel.

In sede di prima attuazione dell'elenco, la raccolta dati gestita dalla CCSE è stata focalizzata solo sulle imprese a forte consumo di energia elettrica, rinviando a fasi successive la raccolta dei dati per le imprese a forte consumo di energia, in quanto per queste ultime non sono ancora stati adottati i provvedimenti legislativi necessari a definirne le agevolazioni. Ciò ha comportato anche una semplificazione dei dati da raccogliere, che in questa prima fase riguardano esclusivamente i costi dell'energia elettrica. Ai sensi di quanto previsto dal decreto 5 aprile 2013, la prima costituzione dell'elenco è relativa ai dati a consuntivo 2012.

La CCSE ha realizzato, tramite accesso via web, un sistema telematico finalizzato alla raccolta delle dichiarazioni delle imprese relative all'anno 2012, secondo le modalità stabilite con le delibere 437/2013/R/eel e 461/2013/R/eel; il sistema è stato disponibile per le imprese per l'invio delle dichiarazioni dal 21 ottobre 2013 al 2 dicembre 2013, periodo durante il quale l'Autorità e la CCSE hanno anche tenuto seminari illustrativi e predisposto risposte a domande frequenti (FAQ) pubblicate sul sito della CCSE.

A completamento del quadro regolatorio, con la delibera 24 ottobre 2013, 467/2013/R/com, l'Autorità ha definito le modalità per il riconoscimento delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica per i primi due anni di attuazione (2013 e 2014), prevedendo, al termine del periodo di prima applicazione,

la verifica dell'efficacia delle modalità operative identificate e la definizione, a regime, del sistema delle agevolazioni.

Le disposizioni della delibera 467/2013/R/com tengono conto di quanto emerso in sede di incontri tecnici con le istituzioni interessate in merito alla necessità di assicurare il principio di effettività dei consumi di energia elettrica cui si applicano le agevolazioni; pertanto, in ciascun periodo, queste dovranno essere riconosciute alle imprese che risultano a forte consumo di energia elettrica sulla base di dati di consumo effettivi, rilevati a consuntivo nel medesimo periodo. La delibera 467/2013/R/com prevede che:

- le agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica sono relative alle aliquote espresse in c€/kWh delle componenti tariffarie A_2 , A_3 , A_4 , A_5 e A_6 ;
- dette agevolazioni sono riconosciute direttamente dalla CCSE con un meccanismo di acconto/conguaglio; in particolare, l'acconto relativo al secondo semestre 2013 è effettuato prendendo a riferimento i dati di consumo (effettivi) del 2012, salvo procedere alla successive verifiche e ai conseguenti conguagli in forza dei dati effettivi del secondo semestre 2013, nel corso del 2014;
- gli oneri per il riconoscimento delle agevolazioni sono esplicitati in una nuova componente di tipo parafiscale A_7 , a carico di tutte le utenze non beneficiarie delle medesime agevolazioni; detta componente è stata attivata a partire

dall'1 gennaio 2014;

- l'effetto abrogativo dell'ultimo periodo dell'art. 3, comma 11, del decreto legislativo n. 79/99, decorre dal medesimo 1 gennaio 2014; e, pertanto, dalla medesima data, per i punti di prelievo in media, alta o altissima tensione nella titolarità di imprese non a forte consumo di energia elettrica sono abolite le esenzioni sugli alti consumi e si applica quanto previsto dal primo atto di indirizzo.

Alla quantificazione di cui sopra si è provveduto con la delibera 27 dicembre 2013, 641/2013/R/com, sulla base dei primi risultati pervenuti dalla CCSE. Detta quantificazione ha comportato un aumento pari a +1,6% della spesa dell'utente domestico tipo, solo in parte controbilanciato dal forte calo dei costi di approvvigionamento. La componente tariffaria A_6 ha un impatto sulla spesa annua dell'utente domestico tipo pari all'1,44% (al lordo delle imposte) ed è, al riguardo, seconda soltanto alla componente tariffaria A_5 (dato riferito al primo trimestre 2014). In data 14 febbraio 2014 la CCSE ha trasmesso i dati definitivi della prima raccolta dati, sintetizzati nella tavola 2.2. Sulla base di tali dati, gli oneri a oggi prevedibili per le agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica risultano pari a circa 300 milioni di euro per il secondo semestre 2013 e a circa 600 milioni di euro per l'anno 2014. La componente tariffaria A_7 , come quantificata dalla delibera 641/2013/R/com, appare adeguata ai fini di coprire i suddetti oneri.

CLASSE DI ENERGIVORITÀ	Numero imprese	Numero punti MT	Energia agevolata MT (TWh)	Numero punti AT/AAT	Energia agevolata AT/AAT (TWh)
Intensità di costo dell'energia elettrica tra 2% e 6%	1.877	3.145	15	123	5
Intensità di costo dell'energia elettrica tra 6% e 10%	612	973	6	60	4
Intensità di costo dell'energia elettrica tra 10% e 15%	268	338	3	57	6
Intensità di costo dell'energia elettrica > 15%	229	306	2	112	16
TOTALE IMPRESE A FORTE CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA (sulla base delle dichiarazioni relative al 2012)	2.986	4.762	26	352	31

TAV. 2.2

Sintesi della prima serie di dichiarazioni delle imprese energivore

Milioni di euro

Incentivazione reti attive e smart grids

In coerenza con gli obiettivi vincolanti dettati dall'Unione europea, in un'ottica prospettica che traguarda una penetrazione molto consistente di fonti rinnovabili, l'Autorità, con la delibera 25 marzo 2010, ARG/elt 39/10, ha definito la procedura e i criteri di selezione degli investimenti incentivati, relativi all'introduzione di tecnologie innovative sulla rete di distribuzione (*smart grids*), prevedendo un approccio per "progetti pilota". Coerentemente con quanto previsto da tale procedura, alcune imprese hanno presentato istanza per l'ammissione al trattamento incentivante. Sulla base dell'analisi delle istanze, con la delibera 8 febbraio 2011, ARG/elt 12/11, l'Autorità ha pubblicato una graduatoria, stilata sulla base del rapporto tra l'indicatore dei benefici e il costo del progetto pilota (IP) relativi a ciascun progetto, ammettendo al trattamento incentivante otto progetti.

Con la delibera 4 luglio 2013, 296/2013/R/eel, l'Autorità ha preso atto della rinuncia da parte di A.S.S.M. di realizzare il proprio progetto pilota *smart grids*.

Data la natura sperimentale dei progetti pilota, sono state giustificate alcune varianti tecniche ed economiche migliorative, nonché una dilazione nei tempi originariamente previsti in fase di istanza, al fine di una utile conclusione della sperimentazione. La delibera ARG/elt 39/10 ha previsto che ogni sei mesi ciascuna impresa ammessa al trattamento incentivante *smart grids* debba inviare agli Uffici dell'Autorità una relazione di avanzamento del progetto. Allo scopo di iniziare l'attività di disseminazione, l'Autorità ha pubblicato sul proprio sito internet le relazioni di avanzamento dei progetti al 30 giugno 2013, unitamente a schede sintetiche descrittive dei progetti. Inoltre, è stata organizzata, in collaborazione con Enel Distribuzione, Federutility e Politecnico di Milano, una giornata tecnica di studio sui progetti pilota *smart grids*, in occasione della quale sono stati presentati pubblicamente i progetti e il loro stato di avanzamento, le criticità incontrate e i primi orientamenti sulle prospettive future. Le sperimentazioni si concluderanno a fine 2014. Il monitoraggio del funzionamento delle reti attive permetterà di verificare l'impatto effettivo delle soluzioni tecniche adottate, per una successiva implementazione su più larga scala.

A valle delle sperimentazioni, l'Autorità valuterà i risultati e renderà pubblici gli esiti dei singoli progetti, per permettere la disseminazione delle esperienze. Tali evidenze concorreranno alla

formulazione di una più mirata regolazione incentivante degli investimenti connessi con l'evoluzione delle reti di distribuzione verso il modello delle *smart grids*, anche alla luce delle nuove disposizioni di legge in tema di promozione delle fonti rinnovabili e di evoluzione dei mercati elettrici.

Iniziative a sostegno della mobilità elettrica

Già nel corso del 2010, l'Autorità aveva avviato alcune iniziative a sostegno dello sviluppo della mobilità elettrica, con riferimento sia alla ricarica "privata" dei veicoli elettrici (con la delibera 19 aprile 2010, ARG/elt 56/10), sia a quella "pubblica" (con la delibera 15 dicembre 2010, ARG/elt 242/10), di cui si è dato conto nella *Relazione Annuale 2011*. Successivamente, con la delibera 13 luglio 2011, ARG/elt 96/11 (di cui si è dato conto nella *Relazione Annuale 2012*), l'Autorità ha effettuato la selezione dei progetti pilota, ammettendo alle agevolazioni tariffarie cinque progetti, riconducibili ai tre modelli organizzativi di riferimento: modello distributore (un progetto), modello *service provider* in esclusiva (due progetti), modello *service provider* in concorrenza (due progetti).

Uno dei due progetti afferenti al modello *service provider* in esclusiva (Comune di Parma) è stato in seguito escluso dalle agevolazioni con la delibera 25 luglio 2013, 326/2013/R/eel; il provvedimento, che conclude il procedimento avviato con la delibera 9 maggio 2013, 193/2013/R/eel, è motivato dal mancato invio, da parte del titolare di progetto, dei rapporti semestrali sullo stato di avanzamento delle attività, condizione necessaria per l'erogazione delle agevolazioni e per il monitoraggio da parte del regolatore.

Con la determinazione 28 maggio 2013, 1/2013 - DIEG (che segue l'analoga precedente determinazione 31 ottobre 2012, 9/2012 - DIEG, relativa all'anno 2011 e al primo semestre del 2012), è stato quantificato l'ammontare delle agevolazioni da riconoscere ai progetti pilota per il secondo semestre dell'anno 2012.

Dall'esame dei rapporti semestrali (giunti al IV Rapporto, relativo allo stato di avanzamento dei progetti al mese di giugno 2013), è emerso un generalizzato ritardo nella diffusione dei veicoli elettrici, sia rispetto a quanto previsto nell'ambito dei progetti pilota, sia a quanto previsto in generale dalle stesse case costruttrici. La ridottissima diffusione dei veicoli elettrici implica peraltro un minore fabbisogno di postazioni di ricarica e un loro ridotto fattore di utilizzo; tale situazione ha d'altra parte contribuito a determinare (secondo quanto riferito da alcuni proponenti) un rallentamento

del piano di installazione delle stazioni di ricarica pubbliche rispetto al *roll-out* inizialmente previsto, piano che sconta in ogni caso un generalizzato ritardo rispetto alle previsioni effettuate in fase di selezione dei progetti medesimi. Le motivazioni del ritardo nell'avvio delle attività risultano legate, oltre alla citata ridotta disponibilità di veicoli elettrici, anche agli aspetti tecnico-burocratici necessari all'installazione delle infrastrutture di ricarica sul suolo pubblico e alle tempistiche di contrattualizzazione dei partecipanti ai progetti pilota.

Con riferimento alla tariffa di rete per la ricarica pubblica di veicoli elettrici (tariffa di applicabilità generale), si registra un incremento particolarmente elevato del relativo valore tra l'inizio dell'anno 2011 e la fine dell'anno 2013, crescita che è da ascrivere in massima parte all'aumento della componente tariffaria A_3 nel periodo di riferimento. Tale situazione rischia evidentemente di determinare una riduzione della convenienza dell'opzione "veicolo elettrico" rispetto all'alternativa "veicolo efficiente a combustione interna", e impone una riflessione sul dimensionamento, ovvero sulla struttura di detta tariffa, riflessione che potrà avvenire nel quadro più generale sia del procedimento di riforma generale delle tariffe domestiche avviato con la delibera 16 maggio 2013, 204/2013/R/eel, sia degli sviluppi della normativa primaria rilevante (vedi art. 17-septies della legge n. 134/12).

Sperimentazione in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo per l'energia elettrica

Con la precedente *Relazione Annuale* si è dato conto dell'attività condotta dall'Autorità relativamente all'introduzione sperimentale sulla RTN di sistemi di accumulo (SdA), finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili (SdA c.d. *energy intensive*) e a incrementare le caratteristiche di sicurezza e le capacità di difesa delle reti medesime (SdA c.d. *power intensive*). Per quanto concerne i sistemi di accumulo *energy intensive*, con la delibera 12 luglio 2012, 288/2012/R/eel, e con la determinazione 19 ottobre 2012, 8/2012 - DIEG, sono stati definiti la procedura e i criteri di selezione dei progetti pilota di SdA sulla RTN da ammettere al trattamento incentivante; successivamente, con la delibera 21 febbraio 2013, 66/2013/R/eel, sono stati approvati i progetti selezionati tra quelli rientranti nel Piano di sviluppo 2011 di Terna, approvato dal Ministero dello sviluppo economico. Nel corso dell'anno Terna ha pertanto avviato le attività previste ai fini

della realizzazione degli SdA approvati con la delibera 66/2013/R/eel, procedendo in particolare con:

- l'identificazione dei siti per la realizzazione dei sei progetti autorizzati;
- l'espletamento degli iter autorizzativi;
- la scelta della tecnologia (tramite procedura di gara pubblica) e l'esecuzione dei test in fabbrica;
- l'avvio dei lavori con l'esecuzione delle opere civili.

Per quanto concerne i sistemi di accumulo *power intensive*, con la delibera 7 febbraio 2013, 43/2013/R/eel, sono stati ammessi al trattamento incentivante due progetti pilota in SdA *power intensive*, inseriti nel Piano di difesa 2012 di Terna, approvato dal Ministero dello sviluppo economico. I progetti in questione sono distinti, per tecnologia ma soprattutto per esigenze funzionali e finalità, rispetto a quelli di tipo *energy intensive* e sono inseriti nel Piano di Sviluppo Terna, sulla base delle problematiche rilevate nei sistemi elettrici delle Isole maggiori, ha infatti proposto di sviluppare SdA per una potenza complessiva (a regime) di 40 MW, con caratteristiche *power intensive*, contraddistinti da prestazioni ultrarapide, localizzati in Sardegna e Sicilia, laddove sono state riscontrate rilevanti criticità dovute alla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili che comportano problematiche di esercizio in sicurezza, quali la bassa inerzia tipica dei sistemi isolani e la limitata capacità di regolazione disponibile dovuta al basso contributo alla regolazione delle risorse rinnovabili. Sulla base di quanto sopra richiamato, l'Autorità ha proceduto all'approvazione di due progetti pilota di SdA con capacità massima pari a 8 MW ciascuno, previsti nell'ambito del Piano di difesa 2012-2015 approvato dal Ministero dello sviluppo economico, che presumono l'installazione di SdA di tipo elettrochimico con caratteristiche *power intensive* in Sicilia e in Sardegna.

Con la citata delibera 43/2013/R/eel, l'Autorità ha quindi proceduto all'approvazione dei due progetti di SdA *power intensive* sulla base della documentazione di progetto prodotta da Terna, rimandando a una successiva determinazione del Direttore della Direzione infrastrutture, *unbundling* e certificazione la definizione:

- delle modalità operative della sperimentazione;
- degli indicatori di monitoraggio;
- degli obblighi informativi.

Procedimento di revisione delle tariffe domestiche e sperimentazione tariffaria per pompe di calore utilizzate come unico sistema di riscaldamento

Con la delibera 204/2013/R/eel, l'Autorità ha avviato un 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 tensione, nonché di revisione dell'articolazione delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali del sistema elettrico. Tale procedimento è finalizzato agli obiettivi generali di allineamento delle tariffe ai costi, di utilizzo razionale delle risorse e di promozione delle iniziative di efficienza energetica e di sviluppo delle fonti rinnovabili; il procedimento prevede anche la possibilità di attivare misure specifiche già a partire dall'anno 2014, in modo da dare graduale attuazione agli obiettivi delineati, nelle more della definizione della regolamentazione tariffaria per il successivo periodo di regolazione (2016-2019). Nell'ambito del procedimento avviato con la succitata delibera 204/2013/R/eel, con l'art. 8 della delibera 607/2013/R/eel, l'Autorità ha previsto che dall'1 luglio 2014 venga avviata una sperimentazione tariffaria su scala nazionale rivolta ai clienti domestici che utilizzano, nell'abitazione di residenza, pompe di calore elettriche come unico sistema di riscaldamento delle proprie abitazioni. Ai clienti che aderiranno alla sperimentazione tariffaria verrà applicata la tariffa di rete D_1 , caratterizzata dall'assenza di progressività del costo del kWh rispetto ai consumi complessivi annui, che invece contrassegna le tariffe di rete D_2 e D_3 , attualmente applicate ai clienti domestici. Gli elementi chiave di tale sperimentazione tariffaria saranno i seguenti:

- adesione volontaria dei clienti;
- limitazione ai soli clienti domestici che utilizzano pompe di calore elettriche nell'abitazione di residenza come unico sistema di riscaldamento delle proprie abitazioni;
- applicazione della tariffa D_1 così come definita all'art. 30 del *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica (TIT)*;
- assenza della necessità di installare un nuovo punto di prelievo dedicato alla pompa di calore (diversamente da quanto finora previsto per coloro che richiedono l'applicazione della tariffa "bassa tensione altri usi" per i soli consumi della pompa di calore);
- applicazione, da parte delle aziende distributrici, di un sistema di monitoraggio dei consumi elettrici ai clienti coinvolti;
- termine della sperimentazione fissato alla fine dell'attuale periodo di regolazione tariffaria (31 dicembre 2015), in quanto dal successivo periodo di regolazione verranno applicate le nuove tariffe domestiche di rete, definite in esito al procedimento 204/2013/R/eel.

In attuazione di tale delibera, tramite la pubblicazione il 13 febbraio 2014 del documento per la consultazione 52/2014/R/eel, l'Autorità ha presentato i propri primi orientamenti in merito all'esatta delimitazione dell'insieme di clienti domestici che potrà accedere alla sperimentazione, alla definizione delle modalità di monitoraggio da implementare presso i clienti partecipanti e alla fissazione dei criteri di calcolo delle aliquote delle componenti A e UC (oneri generali di sistema) applicabili ai clienti partecipanti. Il provvedimento finale inerente a tali aspetti verrà quindi assunto entro il 30 aprile 2014.

Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere

Integrazione dei Mercati del giorno prima italiano e sloveno:
market coupling sulla frontiera Slovenia-Italia

Il *market coupling* tra l'MGP gestito dalla Borsa elettrica italiana (Gestore dei mercati energetici - GME) e l'MGP gestito dalla Borsa elettrica slovena (BSP), per l'assegnazione implicita dei diritti di transito giornalieri sull'interconnessione italo-slovena, è entrato in operatività l'1 gennaio 2011 (delibere 13 settembre 2010, ARG/elt 143/10, e 16 dicembre 2010, ARG/elt 243/10). Il meccanismo del *market coupling* sull'interconnessione Italia-Slovenia è strutturato secondo quanto pattuito rispettivamente nel *Master Agreement* (MA) e nel *Pentalateral Agreement* (PA). Il MA fissa i principali obiettivi e criteri cui deve uniformarsi il modello di *market coupling* sull'interconnessione Italia-Slovenia, nonché le condizioni minime cui i soggetti firmatari del MA sono pronti ad assumersi i rispettivi impegni per l'implementazione del suddetto modello. Il PA fissa le regole e le procedure finalizzate all'efficace ed efficiente attuazione del modello di *market coupling* sull'interconnessione Italia-Slovenia, nonché i reciproci diritti e obblighi dei TSO e delle Borse nell'esecuzione delle citate regole e procedure.

L'accordo iniziale italo-sloveno aveva durata annuale, ma è stato prorogato più volte fino al 31 dicembre 2013. Con la delibera 9 dicembre 2013, 609/2013/R/eel, l'Autorità ha approvato gli accordi per la prosecuzione del *market coupling* sull'interconnessione Italia-Slovenia dal 2014 in avanti.

Rispetto agli accordi stipulati per il 2013, quelli approvati con tale provvedimento prevedono:

- il subentro di BSP (la Borsa slovena) a ELES (il TSO sloveno)

nel ruolo di *Central Counter Party* (soggetto che agisce da controparte centrale per le importazioni/esportazioni di energia risultanti dal *market coupling*) per la Slovenia;

- la valorizzazione delle importazioni/esportazioni di energia risultanti dal *market coupling* al valor medio tra i prezzi orari registrati nella zona importatrice ed esportatrice; ciò al fine di consentire:
 - in caso di importazione dalla Slovenia, a BSP di entrare nella disponibilità della quota parte di rendita di congestione di competenza di ELES, a partire dal secondo giorno lavorativo successivo al giorno in cui è stata conclusa la transazione;
 - in caso di esportazione dall'Italia, al GME di entrare nella disponibilità della quota parte di rendita di congestione di competenza di Terna, a partire dal secondo giorno lavorativo successivo al giorno in cui è stata conclusa la transazione;
- il rinnovo automatico del MA e del PA fino al completamento operativo del progetto regionale *Italian Borders Working Table* (IBWT), che prevede l'integrazione del mercato elettrico italiano con quelli dei Paesi confinanti attraverso il meccanismo di *market coupling*; si prevede, comunque, la possibilità per le parti di recedere dall'accordo qualora il progetto regionale IBWT non fosse completato entro il 2016 e previa autorizzazione delle Autorità di regolazione competenti.

L'avvio del *market coupling* ha avuto un crescente impatto positivo sull'efficienza economica nell'allocatione della capacità transfrontaliera.

Anzitutto, il *market coupling* ha determinato, sulla frontiera italo-

slovena, flussi commerciali di energia coerenti con i differenziali di prezzo tra le rispettive Borse elettriche. Ciò è dovuto anche alla crescita esponenziale della quota media di capacità assegnata attraverso aste esplicite annuali e mensili che, non essendo utilizzata dagli acquirenti, viene rivenduta su base giornaliera tramite il *market coupling* (*Use-It Or Sell-It*: UIOSI): 20% nel 2011, 95% nel 2012 e 98% nel 2013. Ciò significa che attualmente

l'allocazione della capacità sulla frontiera italo-slovena ha luogo per intero tramite *market coupling*. Di pari passo è cresciuta anche la capacità media allocata a livello giornaliero: 126 MW nel 2011, 404 MW nel 2012 e 418 MW nel 2013. Infine, si è registrato anche un non trascurabile numero di ore di convergenza dei prezzi, pari al 20% e al 12% delle ore dell'anno, rispettivamente nel 2012 e nel 2013.

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

Procedimento di valutazione dello schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale

Con la delibera 22 marzo 2012, 102/2012/R/eel, l'Autorità ha ritenuto opportuno adottare specifiche disposizioni in relazione alle modalità di consultazione pubblica dello schema di Piano decennale, ai sensi dell'art. 36, comma 13, del decreto legislativo n. 93/11, in considerazione del fatto che le tematiche oggetto della consultazione presentano un elevato livello di complessità e di rilevanza strategica ai fini dello sviluppo del sistema elettrico. L'Autorità, nel mese di maggio 2012, a valle delle opportune verifiche di coerenza, ha reso disponibile sul proprio sito internet, ai fini della consultazione, lo schema di Piano decennale di sviluppo della RTN, relativo all'anno 2012. Nell'ambito della consultazione sono state organizzate dall'Autorità, coerentemente a quanto

previsto dalla delibera 102/2012/R/eel, due sessioni pubbliche di presentazione dello schema di Piano 2012 da parte di Terna, con la partecipazione dei soggetti interessati, rappresentativi del sistema elettrico (operatori e consumatori e loro associazioni). È stata inoltre prevista la possibilità, per tutti i soggetti interessati, di far pervenire a Terna eventuali quesiti specifici sullo schema di Piano 2012, le cui risposte, elaborate da Terna, sono state pubblicate sui siti internet dell'Autorità e di Terna.

Il procedimento di valutazione dello schema di Piano decennale 2012 da parte dell'Autorità si è concluso con l'adozione del parere 22 maggio 2013, 214/2013/I/eel. Tale parere è stato trasmesso al Ministro dello sviluppo economico e alla società Terna, e verrà pubblicato sul sito internet dell'Autorità successivamente all'approvazione del Piano decennale di sviluppo della RTN 2012 da parte del Ministro dello sviluppo economico.

Promozione della concorrenza e tutela dell'ambiente

Monitoraggio dei prezzi, livelli di trasparenza, efficacia e concorrenza dei mercati al dettaglio

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

L'attività di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti e a termine da parte dell'Autorità si svolge con cadenza periodica (settimanale o mensile), col supporto degli Uffici di GME e Terna. Come previsto dalla delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08, tale attività è imperniata sull'analisi di una reportistica settimanale/mensile, predisposta dai predetti Uffici sulla base delle metodologie definite dall'Autorità, che consente di evidenziare eventuali anomalie e di avviare ulteriori approfondimenti, propedeutici all'eventuale apertura di apposite istruttorie.

Sono inoltre previsti *ex lege* alcune relazioni e qualche rapporto informativo, di carattere prevalentemente tecnico, che l'Autorità predispone e trasmette alle commissioni parlamentari competenti e al Ministero dello sviluppo economico per fornire informazioni sullo stato dei mercati.

In particolare, nel rapporto riservato al Ministero dello sviluppo economico del 25 luglio 2013 (331/2013//eel), previsto dall'art. 11, comma 1, del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, l'Autorità ha approfondito molte tematiche afferenti al mercato elettrico. Nello specifico, viene fornita un'analisi quantitativa svolta sulla base dei dati di monitoraggio relativi agli anni 2011 e 2012 in merito:

- all'evoluzione del parco di generazione nazionale, con particolare riferimento ai livelli di adeguatezza del sistema elettrico nel Continente e nelle due Isole maggiori;
- all'evoluzione della RTN, con particolare riferimento agli interventi infrastrutturali necessari a ridurre le congestioni presenti sulla rete rilevante;

- all'evoluzione della struttura del mercato, con particolare riferimento al livello di concorrenzialità presente nelle diverse zone di mercato;
- all'andamento dei prezzi nell'MGP e nell'MSD, con particolare riferimento alla situazione delle due Isole maggiori e all'effetto della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili sugli esiti del mercato e sull'attività di dispacciamento.

Attuazione del regolamento europeo REMIT

Il regolamento (UE) 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT), ha definito regole europee volte a prevenire pratiche abusive nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale. In particolare, il REMIT introduce regole specifiche che:

- vietano gli abusi di mercato, nella fattispecie la manipolazione di mercato e l'*insider trading*;
- istituiscono un sistema di monitoraggio dei mercati energetici all'ingrosso da parte dell'Agenzia per la cooperazione dei regolatori per l'energia (ACER), in stretta collaborazione con le Autorità di regolazione nazionale, al fine di individuare e prevenire le suddette pratiche abusive;
- prevedono che ciascun Stato membro doti la propria Autorità di regolazione nazionale dei poteri di indagine e di esecuzione necessari per l'espletamento di tale funzione, al fine di controllare l'attuazione del divieto di abusi di mercato.

Nelle more dell'attribuzione nazionale dei poteri di indagine e di esecuzione, necessari per il controllo del divieto di abusi di mercato, con la delibera 11 luglio 2013, 301/2013/A, l'Autorità ha costituito un gruppo di lavoro interdirezionale con la finalità di avviare le attività di propria competenza in vista della completa operatività della disciplina europea. In particolare, l'Autorità ha previsto che il gruppo di lavoro sia deputato a:

- aggiornare i sistemi di raccolta delle informazioni e di registrazione degli operatori, massimizzando le sinergie con le anagrafiche e le raccolte dati esistenti;
- cooperare con ACER e le altre Autorità nazionali di regolazione, oltre che con le autorità finanziarie e le Autorità garanti della concorrenza, coerentemente con le modalità previste dal REMIT;
- valutare criteri e modalità per l'applicazione dell'obbligo, in capo agli operatori di mercato, di pubblicazione delle informazioni privilegiate.

Nel dare corso alle attività previste, l'Autorità intende promuovere misure per l'efficace applicazione delle disposizioni del REMIT, individuare le principali implicazioni sull'attività degli operatori, nonché raccogliere informazioni e valutazioni dei soggetti interessati su numerosi aspetti legati all'implementazione della disciplina europea nel contesto italiano.

In particolare, con il documento per la consultazione 101/2014/E/com del 13 marzo 2014, l'Autorità ha avviato un confronto con gli operatori di mercato soggetti all'obbligo di pubblicazione delle informazioni privilegiate, allo scopo di individuare le principali implicazioni di tale obbligo sull'attività degli operatori, in modo da poterle eventualmente trasferire presso le competenti istituzioni europee. La consultazione è anche finalizzata a presentare alcune ipotesi circa l'utilizzo di piattaforme centralizzate per la pubblicazione delle informazioni privilegiate.

Monitoraggio del mercato al dettaglio

Il monitoraggio dei mercati al dettaglio è previsto dal decreto legislativo n. 93/11 (per un'illustrazione di maggior dettaglio si rimanda alla *Relazione Annuale* 2012, pagg. 66 e 67, vol. II).

Con la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11, l'Autorità ha individuato, ai fini del monitoraggio, i soggetti obbligati, vale a

dire gli esercenti la vendita e le imprese distributrici tenuti all'invio dei dati di base necessari per il calcolo degli indicatori di mercato, funzionali allo svolgimento di tale attività da parte dell'Autorità, nonché l'insieme minimo di indicatori e le relative modalità di calcolo. Inoltre, sono state definite le attività di rilevazione dei dati di base (quali dati raccogliere, con che cadenza e con quali modalità), nonché le modalità di pubblicazione e aggiornamento degli esiti del monitoraggio della vendita al dettaglio.

Nel mese di gennaio 2012, l'Autorità ha avviato la raccolta sistematica dei dati di base, che è poi continuata anche relativamente all'anno 2013. Tale raccolta è funzionale alla pubblicazione, da parte dell'Autorità, sia del Rapporto sul monitoraggio *retail* che riporterà gli indici misurati, sia alla relativa analisi circa l'evoluzione delle condizioni di funzionamento dei mercati della vendita al dettaglio, con particolare riferimento al grado di apertura e ai livelli di concorrenzialità e trasparenza, nonché al grado di partecipazione e di soddisfazione dei clienti finali.

Inoltre, per l'anno 2013, l'Autorità ha identificato i soggetti obbligati all'invio dei dati oggetto del monitoraggio a partire dall'anno 2014, pubblicando sul sito internet l'elenco di tali soggetti. Nello specifico, risultano obbligati complessivamente 121 soggetti. Con riferimento al solo settore dell'energia elettrica, risultano obbligati 13 distributori di energia elettrica e 53 venditori di energia elettrica. Di questi ultimi, soltanto quattro sono monofornitura, mentre i rimanenti vendono sia energia elettrica, sia gas naturale. Le raccolte dei dati, riferite alle informazioni rilevanti a partire dall'1 gennaio 2014, hanno avuto inizio dal mese di aprile 2014.

Con la delibera 7 agosto 2013, 366/2013/E/com, è stata chiusa l'Indagine conoscitiva dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale, in merito alla quale si rimanda al Capitolo 5 (vedi il paragrafo "Indagini e misure imposte per la promozione della concorrenza").

Sistema informativo integrato

Nel corso del 2013, con la delibera 14 febbraio 2013, 57/2013/R/com, sono state definite, con riferimento al settore elettrico, le modalità di implementazione dei processi afferenti alla determinazione e alla messa a disposizione del SII dei dati rilevanti ai fini del *settlement*. Il passaggio al SII di tali processi, superata

una fase iniziale di sperimentazione, è stato completato nel mese di giugno e l'esecuzione degli stessi nell'ambito del sistema avviene quindi in via ufficiale, dal mese di luglio 2013.

La gestione di tali processi nel SII ha consentito di migliorare lo svolgimento delle sessioni di *settlement* mensile e di correggere tempestivamente gli eventuali errori, prodotti dalle modalità di gestione adottate nell'ambito del tradizionale rapporto fra imprese distributrici e utenti. Con la delibera 57/2013/R/com sono state inoltre definite le modalità di dettaglio di aggiornamento del Registro centrale ufficiale (RCU), ossia l'elenco dei dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali.

In previsione della completa gestione nel SII dei processi finalizzati alla gestione dei clienti finali, con la delibera 18 aprile 2013, 166/2013/R/com, è stato previsto che il contenuto dell'RCU sia integrato con l'informazione relativa alla controparte commerciale, associata a ciascun punto di prelievo. Tale previsione è stata introdotta per consentire ai venditori di energia elettrica, anche nei casi in cui non risultino titolari del contratto di dispacciamento, un ruolo attivo nel sistema, in particolare con

riferimento ai processi di natura prettamente commerciale. Per assicurare che tali controparti commerciali siano correttamente associate ai relativi punti di prelievo e ai clienti finali, la delibera prevede norme dettagliate circa l'attività di abbinamento e di aggiornamento della suddetta associazione.

Infine, con il documento per la consultazione 28 novembre 2013, 547/2013/R/com, sono state delineate le proposte dell'Autorità in merito alle successive fasi di implementazione del SII, che prevedono la progressiva gestione nel sistema di ulteriori processi finalizzati. Nell'ambito degli orientamenti illustrati nel documento, l'Autorità ha stabilito, coerentemente con quanto esposto nel precedente documento per la consultazione 15 settembre 2011, DCO 35/11, di implementare prioritariamente i processi di *switching* e di voltura contrattuale. Nel documento, inoltre, le proposte in materia di *switching* sono state formulate anche con l'obiettivo di tener conto delle previsioni in tema di tempistiche per il cambiamento del fornitore, introdotte con la direttiva europea 2009/72/CE e con il decreto legislativo n. 93/11 di recepimento della stessa.

Promozione della tutela dell'ambiente: rinnovabili, cogenerazione e generazione distribuita

Regolazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso di Sistemi semplici di produzione e consumo e nel caso di reti private

Il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115 (come modificato dal decreto legislativo 29 marzo 2010, n. 56), la legge n. 99/09 e il decreto del Ministro dello sviluppo economico 10 dicembre 2010 hanno introdotto nella legislazione nazionale, tra l'altro, i

Sistemi efficienti di utenza (SEU), i sistemi a essi equiparati e le RIU, attribuendo all'Autorità il compito di definire i criteri e le condizioni per l'erogazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento.

A seguito della conclusione del contenzioso inerente al decreto ministeriale 10 dicembre 2010⁶, nell'anno 2013 l'Autorità ha proseguito le proprie attività per attuare quanto previsto dalle predette disposizioni normative, dapprima pubblicando i

⁶ Il TAR Lazio si è espresso con la sentenza n. 6407/2012 sul ricorso presentato da Enel Distribuzione avverso il decreto ministeriale 10 dicembre 2010.

documenti per la consultazione 2 maggio 2013, 183/2013/R/eel, e 16 maggio 2013, 209/2013/R/eel, e successivamente pubblicando la delibera 16 dicembre 2013, 578/2013/R/eel.

In particolare, con il documento per la consultazione 183/2013/R/eel l'Autorità ha innovato gli orientamenti presentati nel documento per la consultazione 4 agosto 2011, DCO 33/11, al fine di tener conto delle nuove disposizioni normative (ivi incluse quelle derivanti dal decreto legislativo n. 93/11) e della sentenza del TAR Lazio n. 6407/2012, presentando gli orientamenti finali relativi al completamento del quadro definitorio in materia di Reti elettriche pubbliche, reti in assetto di Sistemi di distribuzione chiusi (SDC, suddivisi in RIU e Altre reti private) e Sistemi semplici di produzione e consumo (SSPC). In tale ambito, l'Autorità ha presentato una ricostruzione dell'evoluzione normativa (alla base dei predetti orientamenti finali) che ha interessato, nel corso degli anni, la regolazione dell'attività di distribuzione e di autoapprovvigionamento di energia elettrica. Nella parte introduttiva del documento, l'Autorità ha altresì evidenziato la necessità che il Parlamento e il Governo valutino l'opportunità di modificare la normativa laddove prevede, per i SEU, i sistemi a essi equiparati e le RIU, benefici tariffari correlati alle configurazioni di rete adottate e agli assetti societari. Tale previsione, infatti, non consente un'applicazione selettiva di detti benefici che tenga conto delle diverse tipologie di attività produttive svolte dai beneficiari. Inoltre, a parità di oneri complessivi, la presenza di esoneri tariffari comporta l'aumento del valore medio unitario delle componenti tariffarie per gli utenti che non rientrano nei regimi agevolati.

Con il successivo documento per la consultazione 209/2013/R/eel, l'Autorità, fermo restando il quadro definitorio già presentato nel documento per la consultazione 183/2013/R/eel, ha presentato gli orientamenti finali in materia di regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di configurazioni impiantistiche rientranti nella categoria degli SSPC, ivi inclusi i SEU.

La delibera 578/2013/R/eel, in vigore dall'1 gennaio 2014, ha fatto seguito ai precedenti documenti per la consultazione, dando piena attuazione a quanto previsto dal decreto legislativo n. 115/08 per la parte relativa alla definizione e alla regolazione dell'attività di autoapprovvigionamento e quindi degli SSPC, rinviando invece a un successivo provvedimento la regolazione degli SDC (ivi incluse le RIU).

In particolare, con la delibera 578/2013/R/eel:

- sono state razionalizzate, in relazione agli SSPC e compatibilmente con la normativa vigente, le definizioni delle configurazioni impiantistiche e degli assetti societari ammissibili che, in quanto tali, possono essere realizzate;
- è stato stabilito un ordine di priorità nell'applicazione delle predette definizioni, affinché i sistemi che possono rientrare in più casistiche vengano classificati nell'ambito della tipologia che consente i maggiori benefici per gli operatori;
- sono state definite le modalità con cui la regolazione vigente trova applicazione per gli SSPC, esplicitando gli schemi contrattuali che possono essere applicati, con particolare riferimento al caso in cui un cliente finale e un produttore tra loro diversi operino in relazione al medesimo punto di connessione;
- sono state esplicitate le modalità di applicazione delle tariffe di trasmissione e di distribuzione, nonché degli oneri generali di sistema nei casi di SSPC, distinguendo le casistiche per le quali la normativa vigente ha previsto esoneri tariffari, cioè SEU e Sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU), da quelli in cui gli oneri generali di sistema trovano applicazione sui consumi totali di energia elettrica;
- si è data attuazione alle disposizioni di cui al decreto legislativo n. 115/08 nelle parti in cui demandano all'Autorità l'eventuale estensione dell'insieme dei SESEU ammessi a beneficiare del trattamento tariffario previsto per i SEU, al fine di prevedere sia meccanismi di salvaguardia per le realizzazioni avviate in data antecedente alla data di entrata in vigore del medesimo decreto, sia la definizione di diverse tipologie di SESEU;
- si è previsto che le qualifiche da cui derivano esoneri tariffari siano assegnate dal GSE che, oltre a rivestire caratteri di terzietà rispetto al cliente/produttore e al gestore di rete, risulta il soggetto in grado di svolgere tale compito nel modo più efficiente e meno oneroso per il sistema, disponendo già di buona parte dei dati necessari.

Definizione del valore dei prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW per i quali è consentito l'accesso al ritiro dedicato

L'Autorità, sin dalle prime applicazioni, nel definire le condizioni economiche di ritiro dell'energia elettrica previste dall'art. 13,

commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e dal comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239, ha ritenuto opportuno tenere conto delle peculiarità di impianti di ridotte dimensioni caratterizzati da elevati costi di esercizio e manutenzione, nonché limitata produzione annua (impianti con produzioni annue di pochi milioni di kWh). A tale scopo, ha previsto l'introduzione di una forma di tutela per gli impianti alimentati da risorse rinnovabili marginali o residuali che, diversamente, non potrebbero coprire i propri costi di gestione, assicurando la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni indipendentemente dall'andamento del mercato elettrico. Tale forma di tutela si è esplicitata nell'introduzione di prezzi minimi garantiti da applicare agli impianti di produzione da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW. I predetti prezzi sono correlati ai soli costi di gestione degli impianti e, in quanto tali, soggetti a variabilità nel tempo.

Inizialmente, in fase di prima applicazione, non disponendo di tutti i dati necessari per una corretta definizione, i prezzi minimi garantiti non sono stati differenziati per fonte (con l'eccezione della fonte idroelettrica⁷), mentre, con la delibera 28 luglio 2011, ARG/elt 103/11, l'Autorità aveva definito, con effetti a partire dal 2012, i valori dei prezzi minimi garantiti differenziati per fonte sulla base dei costi operativi degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW, come raccolti e analizzati dal Dipartimento energia del Politecnico di Milano (vedi lo studio allegato al documento per la consultazione 6 aprile 2011, DCO 9/11, che ha preceduto la delibera). La delibera ARG/elt 103/11, al fine di prevedere una transizione graduale dai prezzi minimi indifferenziati per fonte a quelli correlati ai costi operativi specifici per ogni singola fonte, ha mantenuto un prezzo minimo garantito di base, non strettamente correlato ai costi operativi e posto convenzionalmente pari a 76,2 €/MWh, ovvero pari al valore dell'ultimo scaglione progressivo applicato nell'anno 2011 e in linea con il prezzo di mercato medio atteso.

Successivamente, con il documento per la consultazione 31 ottobre 2013, 486/2013/R/efr, l'Autorità ha indicato gli orientamenti in merito al completamento del percorso già avviato, finalizzato alla definizione di prezzi minimi garantiti unicamente correlati ai predetti costi di gestione e di combustibile. Al tempo stesso, questi ultimi dati di costo sono stati rivisti e aggiornati, sulla base di un

ulteriore studio effettuato dal Dipartimento energia del Politecnico di Milano.

A conclusione della consultazione, con la delibera 28 luglio 2011, 618/2013/R/efr, l'Autorità ha definito la nuova struttura e i nuovi valori dei prezzi minimi garantiti differenziati per fonte, da applicarsi a decorrere dall'anno 2014. In particolare:

- è stato eliminato il prezzo minimo garantito di base correlato ai prezzi medi di mercato dell'energia elettrica nell'anno in cui viene effettuata la ridefinizione, poiché tale prezzo non è rappresentativo dei costi operativi;
- sono stati definiti una nuova struttura e nuovi valori dei prezzi minimi garantiti differenziati per fonte che riflettono i costi di esercizio e di combustibile;
- si è previsto che i valori dei prezzi minimi garantiti siano aggiornati su base annuale, per gli anni successivi all'anno 2014, applicando, ai valori in vigore nell'anno solare precedente, il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale. Fanno eccezione i valori dei prezzi minimi garantiti previsti per gli impianti idroelettrici per i quali non si aggiorna, in aumento, la parte dei valori dei prezzi minimi garantiti a copertura dei canoni relativi alle concessioni idroelettriche, nonché dei costi relativi alla tassazione sull'immobile (pari a 25 €/MWh);
- è stata consentita l'applicazione dei prezzi minimi garantiti a tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili che hanno diritto ad accedere al ritiro dedicato, anche qualora scegliessero di destinare la propria energia elettrica immessa a un *trader* o accedendo direttamente ai mercati organizzati dell'energia elettrica.

Aggiornamento del limite massimo per la restituzione degli oneri generali di sistema nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili che accedono allo scambio sul posto

Il servizio di scambio sul posto è un istituto regolatorio erogato dal GSE, che consente di compensare le partite di energia elettrica

⁷ In particolare, i prezzi minimi garantiti erano definiti per i primi due milioni di kWh immessi in rete annualmente dagli impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 1 MW e da ciascun impianto di potenza nominale elettrica fino a 1 MW alimentato da fonti rinnovabili diverse dalla fonte idrica.

impressa in rete in un'ora con l'energia prelevata dalla rete in un'ora diversa da quella in cui avviene l'immissione.

Con la delibera 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr, l'Autorità aveva aggiornato, con effetti dall'anno 2013, le modalità di erogazione del servizio di scambio sul posto, pur continuando a prevedere una compensazione economica tra l'energia elettrica immessa e l'energia elettrica prelevata. In particolare, era stato previsto che la restituzione degli oneri generali di sistema avvenisse entro un limite massimo, definito annualmente⁸ e da aggiornare per gli anni successivi all'anno 2013 a seguito di analisi relative ai costi medi di investimento e di esercizio, nonché ai ricavi complessivi degli impianti ammessi a beneficiare dello scambio sul posto; ciò anche al fine di tenere conto dell'impatto complessivo degli oneri generali di sistema sulle bollette elettriche.

Con il documento per la consultazione 488/2013/R/efr, l'Autorità ha reso noti i propri orientamenti in relazione all'aggiornamento del limite massimo per la restituzione degli oneri generali di sistema, sulla base dei dati riportati nello studio effettuato dal Dipartimento energia del Politecnico di Milano (il medesimo impiegato anche ai fini della ridefinizione dei prezzi minimi garantiti).

Con la delibera 19 dicembre 2013, 614/2013/R/efr, a conclusione della consultazione di cui sopra, l'Autorità ha aggiornato il limite massimo, da applicarsi a decorrere dall'anno 2014, per la restituzione degli oneri generali di sistema nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili che accedono allo scambio sul posto. In particolare si è previsto che:

- nel caso degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW, non venga applicato alcun limite massimo, al fine di tutelare gli impianti di minore potenza generalmente installati in ambiti residenziali o in piccole imprese, indipendentemente dal regime incentivante al quale accedono tali impianti;
- nel caso degli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW che percepiscono gli incentivi per l'energia elettrica prodotta, non siano restituiti gli oneri generali di sistema;

- nel caso degli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW che non percepiscono gli incentivi per l'energia elettrica prodotta, il valore per il calcolo del limite massimo sia pari alla differenza positiva tra il costo totale di produzione dell'impianto di più recente realizzazione per il quale è disponibile tale costo (pari a 174 €/MWh) e il prezzo medio di mercato delle ore comprese tra le 8 e le 20, rilevato nell'anno solare precedente a quello di applicazione del medesimo limite;
- nel caso degli impianti eolici, idroelettrici e alimentati da biomasse (biogas, biomasse e bioliquidi) di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW che percepiscono gli incentivi per l'energia elettrica prodotta, i valori per il calcolo del limite massimo siano pari alla differenza positiva tra il costo totale di produzione medio degli impianti più recenti tra quelli che hanno avuto accesso allo scambio sul posto (pari a 234 €/MWh per gli impianti eolici, a 284 €/MWh per gli impianti idroelettrici e a 209 €/MWh per gli impianti termoelettrici alimentati da biomasse) e la somma del prezzo medio di mercato dell'energia elettrica e del prezzo di ritiro dei certificati verdi, da parte del GSE, registrati nell'anno solare precedente a quello di applicazione del medesimo limite;
- nel caso degli impianti eolici, idroelettrici e alimentati da biomasse (biogas, biomasse e bioliquidi) di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW che non percepiscono gli incentivi per l'energia elettrica prodotta, i valori per il calcolo del limite massimo siano pari alla differenza positiva tra il costo totale di produzione medio degli impianti più recenti tra quelli che hanno avuto accesso allo scambio sul posto (pari a 234 €/MWh per gli impianti eolici, a 284 €/MWh per gli impianti idroelettrici e a 209 €/MWh per gli impianti termoelettrici alimentati da biomasse) e il prezzo medio di mercato dell'energia elettrica rilevato nell'anno solare precedente a quello di applicazione del medesimo limite;
- nel caso di impianti diversi da quelli di cui sopra di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW o alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 200 kW, non siano restituiti gli oneri generali di sistema.

⁸ Per l'anno 2013 il limite massimo era stato definito per i soli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW ed era convenzionalmente correlato al valore dei nuovi strumenti incentivanti, in attesa di completare appositi studi che consentissero di verificare i costi medi di investimento e di esercizio, nonché i ricavi complessivi degli impianti ammessi a beneficiare dello scambio sul posto.

Ulteriori interventi relativi agli impianti di generazione distribuita per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale

Con la delibera 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel, l'Autorità era intervenuta in passato approvando la *Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita* (Allegato A70 al Codice di rete di Terna) e definendo opportune tempistiche per una sua rapida implementazione, distinguendo tra impianti di nuova realizzazione e impianti esistenti.

In particolare, erano state definite le caratteristiche che i nuovi *inverter*, ovvero le nuove macchine rotanti, e i nuovi sistemi di protezione d'interfaccia devono avere per poter essere installati sui nuovi impianti di produzione di energia elettrica da connettere con le reti di bassa e media tensione; inoltre, sono stati definiti gli interventi di *retrofit* sugli impianti esistenti di potenza superiore a 50 kW connessi con le reti di media tensione per l'adeguamento, ad alcune delle predette caratteristiche, degli *inverter*, ovvero delle macchine rotanti, e dei sistemi di protezione d'interfaccia già installati.

Con la delibera 6 giugno 2013, 243/2013/R/eel, l'Autorità è nuovamente intervenuta integrando la delibera 84/2012/R/eel. In particolare, sono stati previsti gli interventi di *retrofit* anche sugli impianti esistenti di potenza fino a 50 kW connessi con le reti di media tensione e sugli impianti di potenza superiore a 6 kW connessi con le reti di bassa tensione, per l'adeguamento degli *inverter* e dei sistemi di protezione d'interfaccia già installati, affinché i predetti impianti rimangano connessi con la rete almeno all'interno dell'intervallo di frequenza 49 Hz – 51 Hz⁹.

Prime disposizioni per l'installazione e l'utilizzo di sistemi di accumulo

Con il documento per la consultazione 19 dicembre 2013, 613/2013/R/eel, l'Autorità ha definito i primi orientamenti finalizzati a far sì che i sistemi di accumulo possano essere gestiti nell'ambito dell'erogazione del pubblico servizio, con particolare riferimento alle condizioni per l'accesso e l'utilizzo delle reti. Tali disposizioni non riguardano i sistemi di accumulo realizzati da gestori di rete nell'ambito dei progetti pilota per i

quali l'Autorità ha definito i criteri di selezione, ma unicamente i sistemi di accumulo installati da soggetti diversi dai gestori di rete singolarmente, oppure presso un centro di consumo o un impianto di produzione di energia elettrica.

L'Autorità, in particolare, in consultazione ha indicato che:

- i sistemi di accumulo siano trattati, dal punto di vista regolatorio, come veri e propri impianti di produzione di energia elettrica (o nuovi gruppi nell'ambito di impianti già esistenti);
- la richiesta di connessione per i sistemi di accumulo debba essere presentata ai sensi del *Testo integrato delle connessioni attive* (TICA, Allegato A alla delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08) e che, transitoriamente, trovino applicazione le condizioni economiche e procedurali previste per la cogenerazione ad alto rendimento;
- nel solo caso in cui i prelievi di energia elettrica siano destinati ad alimentare esclusivamente i sistemi di accumulo, non si applichino le tariffe di trasmissione e di distribuzione, nonché gli oneri generali di sistema, analogamente a quanto già vigente per i prelievi degli impianti di pompaggio;
- un'unità di produzione caratterizzata da sistemi di accumulo sia considerata, in generale, un'unità di produzione programmabile e che, transitoriamente e fino al completamento di valutazioni in merito alle modalità di installazione e di utilizzo dei sistemi di accumulo anche ai fini della fornitura di servizi di rete, un'unità di produzione caratterizzata da diversi gruppi di generazione, tra cui almeno un sistema di accumulo, sia considerata un'unità di produzione programmabile o non programmabile in funzione della tipologia degli altri gruppi di generazione che la costituiscono;
- il servizio di misura dell'energia elettrica prelevata e immessa in rete dai sistemi di accumulo sia erogato secondo quanto previsto dal *Testo integrato di misura dell'energia elettrica* (TIME, Allegato B alla delibera ARG/elt 199/11) e che il servizio di misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata dai sistemi di accumulo sia erogato, per affinità, secondo quanto previsto dall'Allegato A-bis alla delibera n. 88/07;
- le apparecchiature di misura dell'energia elettrica assorbita

⁹ Nel caso degli impianti tradizionali, qualora esistano particolari limiti della macchina, il produttore può adeguare l'intervallo di frequenza a valori più ristretti, specificando, in fase di dichiarazione dell'adeguamento effettuato al gestore di rete, i nuovi ampliati limiti di frequenza entro cui la macchina è in grado di rimanere in servizio a seguito dell'adeguamento, ed evidenziando il periodo di tempo massimo oltre il quale tali limiti ampliati non possono essere mantenuti.

e rilasciata dai sistemi di accumulo e/o dell'energia elettrica immessa nella rete elettrica e prelevata dalla rete elettrica debbano essere installate solo qualora tali misure siano necessarie ai fini dell'accesso ai mercati delle singole unità di produzione di energia elettrica, oppure nei casi in cui i sistemi di accumulo siano installati in presenza di un impianto di produzione di energia elettrica che beneficia di strumenti incentivanti o di regimi commerciali speciali;

- in presenza di impianti incentivati, oppure che accedono a regimi commerciali speciali (ritiro dedicato) o di cogenerazione ad alto rendimento, il GSE sviluppi, ove necessario, appositi algoritmi finalizzati ad applicare tali incentivi o regimi speciali solo all'energia elettrica prodotta da impianti ammessi a beneficiarne e non anche all'energia elettrica prelevata, convertita in diverse forme energetiche accumulabili e successivamente reimessa in rete.

Testo unico produzione

Nell'anno 2013, l'Autorità ha nuovamente aggiornato il *Testo unico produzione*, raccogliendo in un unico documento la regolazione di interesse per la produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento e integrando le principali disposizioni adottate in materia dall'Autorità. Con la predisposizione di questo documento si è voluto fornire uno strumento completo a quanti operano nel settore, rendendo disponibile una guida aggiornata dell'attuale quadro regolatorio e normativo; il documento ha finalità puramente ricognitive e il suo obiettivo principale è quello di soddisfare le esigenze di carattere conoscitivo ed esplicativo, più volte rappresentate dai numerosi soggetti interessati all'attività di produzione di energia elettrica.

I principali aggiornamenti introdotti nell'edizione dell'anno 2013 del *Testo unico produzione* si riferiscono:

- alle novità introdotte nell'anno 2012 al TICA (Allegato A alla delibera ARG/elt 99/08) per la definizione di nuovi strumenti per superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche;
- alle nuove modalità di valorizzazione economica, introdotte nel 2012 (delibera 5 luglio 2012, 281/2012/R/efr, attualmente oggetto di impugnativa) e implementate a decorrere dall'anno 2013, degli sbilanciamenti effettivi delle unità di produzione

alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;

- ai requisiti tecnici che gli impianti di generazione distribuita devono rispettare per essere connessi con le reti di bassa e media tensione (delibera 84/2012/R/eel);
- alle revisioni, previste dalla delibera 570/2012/R/efr a decorrere dall'anno 2013, delle modalità di erogazione dello scambio sul posto.

Nuova proposta al Ministro dello sviluppo economico per la definizione delle modalità per l'aggiornamento dei valori di acconto e di conguaglio del Costo evitato di combustibile per impianti CIP6

Con la delibera 7 novembre 2013, 503/2013/l/eel, l'Autorità ha presentato al Ministro dello sviluppo economico una nuova proposta per implementare quanto previsto dal decreto legge 21 giugno 2013, n. 69 (nella versione risultante dopo la conversione nella legge 9 agosto 2013, n. 98), tenendo conto al contempo dell'effettiva struttura dei costi nel mercato del gas naturale dopo le più recenti evoluzioni. Questa nuova proposta è stata implementata con decreto ministeriale del 31 gennaio 2014.

In particolare, i valori trimestrali del Costo evitato di combustibile (CEC) da riconoscere in acconto, espressi in c€/kWh con due cifre decimali, sono pari al prodotto tra:

- il prezzo medio del combustibile convenzionale trimestrale, espresso in c€/m³ con due cifre decimali;
- i valori del consumo specifico, espresso in m³/kWh, non oggetto di modifica rispetto a quanto già indicato nelle precedenti proposte e implementato con il decreto ministeriale 20 novembre 2012.

Il prezzo medio del combustibile convenzionale ai fini della determinazione del CEC viene posto pari, ogni trimestre, alla somma delle seguenti componenti, ciascuna espressa in c€/m³ con due cifre decimali:

- la componente convenzionale relativa al valore della materia prima gas naturale (CEC_t^{gas}), calcolata in modo differente nel caso di impianti di termovalorizzazione dei rifiuti e di impianti alimentati da rifiuti situati in zone di emergenza relativa al ciclo dei rifiuti, ovvero nel caso degli altri impianti, come previsto dal decreto legge n. 69/13;

- la componente relativa al trasporto (CEC_{trasp});
- la componente relativa al margine di commercializzazione all'ingrosso (CEC_{com}), mantenendo quindi la struttura già adottata negli anni scorsi per il CEC.

Ai fini della determinazione delle predette componenti, è stato implementato quanto previsto dal decreto legge n. 69/13, tenendo conto al contempo dell'effettiva struttura dei costi nel mercato del gas naturale.

Attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico

Nel 2013 l'Autorità ha continuato a svolgere le funzioni del Comitato di esperti di ricerca per il settore elettrico (CERSE), affidate in via transitoria con decreto del Ministro dello sviluppo economico del 21 giugno 2007. In particolare, in tale ambito l'Autorità:

- ha predisposto lo schema del Piano operativo annuale 2013 della Ricerca di sistema elettrico;
- ha inviato al Ministero dello sviluppo economico uno schema di bando di gara per la selezione dei progetti di ricerca di interesse dell'utente elettrico e di soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica, predisposto dalla Segreteria operativa presso la CCSE sulla base dei criteri approvati dall'Autorità;
- ha elaborato nuove modalità di rendicontazione e nuovi criteri per la determinazione delle spese ammissibili per le attività di ricerca svolte nell'ambito degli accordi di programma stipulati dal Ministero dello sviluppo economico nell'ambito della Ricerca di sistema elettrico;
- ha organizzato le attività di valutazione e verifica dei progetti di ricerca svolti nell'ambito degli accordi di programma in essere tra Ministero dello sviluppo economico e RSE, ENEA e CNR, nonché sui progetti ammessi a finanziamento dallo stesso ministero a seguito di procedura concorsuale;

- ha approvato gli esiti delle verifiche sullo stato di avanzamento e sul conseguimento dei risultati finali per tutti i progetti di ricerca finanziati a valere sul Fondo per la Ricerca di sistema elettrico e ha disposto il pagamento delle quote riconosciute a seguito delle attività di verifica in itinere o finali.

Il quadro normativo e le modalità organizzative della Ricerca di sistema elettrico sono gli stessi già ampiamente illustrati nella *Relazione Annuale* dell'Autorità degli anni precedenti.

Il gettito della componente tariffaria A_5 (che alimenta l'apposito fondo istituito presso la CCSE) per effetto di quanto disposto con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/com 201/11, nel corso del 2013 è stato di circa 43 milioni di euro, come mostrato nella figura 2.1, dove vengono riportati l'andamento del gettito e le erogazioni approvate a partire dal 2000.

Piano operativo annuale 2013 della Ricerca di sistema elettrico

Con la delibera 1 agosto 2013, 351/2013/rds, l'Autorità ha inviato al Ministro dello sviluppo economico una proposta di Piano operativo annuale della Ricerca di sistema elettrico per l'annualità 2013. Il Piano, approvato in forma modificata con decreto del medesimo ministro, è stato pubblicato nei primi mesi del 2014.