

tasso di riferimento da applicarsi sulle somme dovute dagli esercenti alla CCSE, sia la modifica della maggiorazione applicata a tale tasso.

Con la delibera 28 dicembre 2012, 581/2012/R/com, tenendo conto delle osservazioni pervenute al documento per la consultazione 503/2012/R/com, è stato previsto che, a partire dall'1 gennaio 2013, nei provvedimenti dell'Autorità il tasso Euribor utilizzato per il calcolo degli interessi di mora è sostituito dal tasso di riferimento fissato dalla Banca centrale europea:

- una maggiorazione del 3,5% per ritardi fino a 45 giorni;
- una maggiorazione dell'8% per ritardi superiori a 45 giorni.

In ogni caso, il tasso di mora applicato non potrà eccedere il limite del tasso massimo di soglia previsto dall'art. 2, comma 4, della legge 7 marzo 1996, n. 108, calcolato a partire dal tasso TEGM relativo ad anticipi e sconti per importi oltre 100.000 €.

#### Interventi e disposizioni a favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici in Emilia Romagna, Lombardia e Veneto

A seguito degli eventi sismici del 20 e 29 maggio 2012, che hanno coinvolto le regioni Emilia Romagna, Lombardia e Veneto, interessando 86 comuni delle province di Bologna, Ferrara, Mantova, Modena, Reggio Emilia e Rovigo, l'Autorità, in analogia con quanto disposto in conseguenza dell'evento sismico che aveva colpito l'Abruzzo nel 2009, è intervenuta con alcuni provvedimenti a favore delle popolazioni danneggiate. Nel dare attuazione alla normativa primaria, con la delibera 6 giugno 2012, 235/2012/R/com, l'Autorità ha adottato un primo provvedimento d'urgenza, prevedendo in particolare la sospensione, dal 20 maggio 2012, dei termini di pagamento delle fatture emesse o da emettere relative alla fornitura di energia elettrica, di gas, ivi compresi i gas diversi distribuiti a mezzo di reti canalizzate, e del servizio idrico integrato (comprensivo di ciascun singolo servizio che lo compone) per le utenze situate nei comuni danneggiati dagli eventi sismici, come individuati dai provvedimenti delle istituzioni competenti.

Con la delibera 250/2012/R/com, l'Autorità ha poi sospeso i termini di scadenza per la presentazione delle domande di rinnovo del bonus elettrico e del bonus gas per i clienti residenti nei comuni interessati dai fenomeni sismici.

Con la delibera 26 luglio 2012, 314/2012/R/com, l'Autorità ha

fissato al 20 novembre 2012 il termine della sospensione delle fatture introdotta con la sopra citata delibera 235/2012/R/com, ha attivato meccanismi finanziari a supporto degli esercenti l'attività di vendita nelle aree colpite dal terremoto (in particolare, ha previsto che i soggetti esercenti l'attività di vendita possano richiedere alla CCSE un anticipo per gli importi per i quali è prevista la suddetta sospensione, qualora quest'ultima comporti una significativa riduzione del fatturato, ossia oltre la soglia del 3% prevista dalla medesima delibera) e ha stabilito che nel periodo di sospensione dei termini di pagamento delle fatture non si applichino le previsioni in tema di sospensione della fornitura per inadempimenti dei clienti finali.

Con la medesima delibera, l'Autorità ha rimandato:

- coerentemente con quanto previsto dal decreto legge 6 giugno 2012, n. 74, la definizione delle modalità di rateizzazione delle fatture i cui pagamenti sono stati sospesi, l'introduzione di agevolazioni, anche di natura tariffaria, a favore delle utenze situate nei comuni danneggiati dagli eventi sismici del 20 maggio 2012, l'individuazione delle modalità per la copertura delle agevolazioni stesse attraverso specifiche componenti tariffarie, facendo ricorso, ove opportuno, a strumenti di tipo perequativo;
- la definizione delle modalità di restituzione alla CCSE delle somme dalla medesima anticipate, nonché le modalità volte a minimizzare l'impatto circa potenziali inadempimenti relativi ai clienti finali oggetto della sospensione dei pagamenti e della rateizzazione.

Con il documento per la consultazione 31 ottobre 2012, 453/2012/R/com, l'Autorità ha esposto i propri orientamenti in relazione alle modalità operative per il riconoscimento di agevolazioni alle popolazioni colpite dagli eventi sismici, oltre alle:

- modalità di rateizzazione delle fatture, i cui termini di pagamento sono stati sospesi dalla delibera 235/2012/R/com;
- disposizioni per gli esercenti relativamente al recupero del credito a seguito di inadempimenti dei clienti finali;
- modalità di restituzione alla CCSE delle anticipazioni ottenute dagli esercenti.

Il predetto documento non ha affrontato le questioni relative

al livello e alla durata delle agevolazioni, tematiche oggetto di una parallela fase di coordinamento istituzionale, promossa dall'Autorità nei confronti delle istituzioni e delle amministrazioni coinvolte.

Con le successive delibere 16 gennaio 2013, 6/2013/R/com, e 15 marzo 2013, 105/2013/R/com, dando attuazione a quanto previsto dall'art. 8, comma 2, del decreto legge n. 74/12, l'Autorità ha stabilito che le popolazioni colpite dal sisma hanno diritto: alla rateizzazione automatica senza interessi, per un periodo minimo di due anni (un anno per il servizio idrico), da applicarsi alle forniture in servizio di tutela e a quelle sul libero mercato; all'azzeramento dei costi per eventuali nuove connessioni, subentri o volture, richieste da soggetti la cui abitazione è inagibile; alla riduzione del 50% delle tariffe di rete e degli oneri generali in bolletta.

Nello specifico, i provvedimenti prevedono agevolazioni per il servizio di connessione/attivazione della fornitura per gli utenti domestici costretti a spostarsi in un altro immobile a seguito della dichiarazione di inagibilità dell'immobile originario, e stabiliscono l'introduzione di agevolazioni per la disattivazione e la successiva riattivazione dei punti di fornitura domestici in immobili inagibili. In ordine alla disciplina dei pagamenti, si è previsto che l'impresa distributrice provveda, a mezzo di comunicazione diversa dai documenti di fatturazione, a dare evidenza all'esercente la vendita dell'avvenuta applicazione delle agevolazioni e che l'esercente la vendita adempia gli obblighi di comunicazione, verso i clienti/utenti finali precedentemente serviti, a mezzo di comunicazioni diverse dalle fatture.

È stato inoltre fissato al 31 luglio 2013 il termine entro il quale l'esercente la vendita o il gestore del servizio idrico, che abbiano sospeso la fatturazione, provvedano all'emissione di un'unica fattura relativa agli importi non fatturati, la quale tenga conto delle agevolazioni previste e del fatto che il relativo piano di rateizzazione sia contestuale e decorra dalla data di emissione della stessa fattura.

Nel caso in cui l'esercente la vendita o il gestore del servizio idrico non abbiano sospeso la fatturazione per il periodo che va dal 20 maggio 2012 al 19 novembre 2012, è previsto che gli stessi esercenti provvedano, entro il 31 luglio 2013, all'emissione di un'unica fattura di conguaglio degli importi già fatturati, che tenga conto delle agevolazioni previste e riveda contestualmente gli importi già oggetto di rateizzazione al netto delle rate già eventualmente corrisposte dal cliente/utente finale o provvedano

comunque, attraverso modalità alternative, all'accredito di tali importi al cliente finale.

#### Regolamentazione delle cooperative elettriche

Con la delibera dell'Autorità 46/2012/R/eel è stato disposto il coordinamento testuale, per il periodo 2012-2015, della regolazione dei servizi elettrici erogati dalle cooperative con la nuova regolazione introdotta in materia di tariffe e qualità del servizio per il medesimo periodo. Le disposizioni del *Testo integrato cooperative elettriche* (TICOOP), di cui alla delibera 26 luglio 2010, ARG/elt 113/10, relative all'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura, sia in termini tariffari e di prestazioni patrimoniali imposte, sia in termini di qualità, vengono così coordinate alla luce degli adeguamenti apportati alle disposizioni previste per il periodo di regolazione 2012-2015 del *Testo integrato trasmissione elettrica* (TIT), del *Testo integrato misura elettrica* (TIME), del *Testo integrato connessione elettrica* (TIC) e del *Testo integrato qualità elettrica* (TIQE).

Il TICOOP 2012-2015 è stato anche aggiornato con le disposizioni più recenti in materia di Conto energia (ossia incentivazione degli impianti fotovoltaici).

#### Oneri per il finanziamento degli impianti CIP6 e delle fonti rinnovabili (A<sub>2</sub>)

Nell'anno 2012 è stato confermato il progressivo peggioramento delle previsioni del fabbisogno economico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (conto A<sub>2</sub>), già evidenziato nel corso dell'anno precedente (cfr. pag. 62, Volume II, della *Relazione Annuale* 2012).

In sede di aggiornamento delle tariffe per il secondo trimestre 2012, con la delibera 30 marzo 2012, 114/2012/R/com, l'Autorità, fatti salvi i diritti già acquisiti dai terzi, ha ritenuto pertanto opportuno rinviare l'adeguamento della componente A<sub>2</sub>, al fine di consentire una più approfondita valutazione degli oneri di competenza 2012 e fornire ai ministri competenti adeguato supporto consultivo nella valutazione delle prospettive di evoluzione degli oneri in capo al medesimo conto. Detto adeguamento è stato poi effettuato con la delibera 26 aprile 2012, 158/2012/R/com.

Successivamente all'iter promosso dalla delibera 114/2012/R/com,

con l'approvazione e la pubblicazione dei decreti interministeriali 5 luglio e 6 luglio 2012, si è delineato il quadro normativo per lo sviluppo dell'incentivazione alle fonti rinnovabili, rientrando in un percorso maggiormente sostenibile e prevedibile.

Nonostante tale intervento, gli oneri in capo al conto  $A_3$  per l'anno 2013 sono stati stimati in ulteriore crescita rispetto al 2012, mentre il deficit cumulato in capo al medesimo conto  $A_3$ , relativamente alle competenze degli anni precedenti al 2012 e formatosi prevalentemente nel periodo 2009-2011, è stimato pari a oltre 1,5 miliardi di euro.

Inoltre, nel corso dell'anno 2012 la domanda di energia elettrica ha registrato una dinamica negativa rispetto all'anno precedente, con una conseguente riduzione del gettito delle componenti tariffarie direttamente applicate al consumo.

Pertanto, con la delibera 27 settembre 2012, 383/2012/R/com, l'Autorità ha previsto un percorso di adeguamento graduale del valore della componente tariffaria  $A_3$ , a partire dall'1 ottobre 2012 e fino al termine del 2013, con incrementi a cadenza trimestrale delle aliquote unitarie della medesima componente orientativamente corrispondenti a un maggior gettito, su base annuale, di 400-450 milioni di euro. Ciò al fine di assicurare la

copertura degli oneri in capo al conto  $A_3$  di competenza del 2013 e di ottenere, nel corso del medesimo anno, un gettito adeguato a compensare il deficit accumulato nel periodo *ante* 2012.

Detto percorso è stato condotto con le successive delibere 581/2012/R/com e 28 marzo 2013, 123/2013/R/com, prevedendo incrementi superiori a quanto inizialmente ipotizzato nella delibera 383/2012/R/com, al fine di tener conto del peggioramento delle stime del fabbisogno di competenza 2013 e della ulteriore contrazione dei consumi elettrici registrata nei primi mesi del 2013.

La tavola 2.1 sintetizza gli oneri posti in capo al conto  $A_3$  nel 2012 (dati di preconsuntivo), confrontati con quelli del 2011.

Come evidenziato nella tavola, il peso degli oneri per le diverse forme di incentivazione delle fonti rinnovabili sul totale degli oneri gravanti sul conto  $A_3$  è aumentato rispetto all'anno precedente. Si rileva inoltre l'aumento del peso degli oneri per l'incentivazione dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici.

#### Incentivazione reti attive e smart grids

Seguendo le indicazioni dell'Unione europea, che incoraggia

TAV. 2.1

Dettaglio degli oneri  $A_3$

Millioni di euro

ONERI DI COMPETENZA	2011		2012	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	525	7,3	485	4,8
Ritiro dei certificati verdi	1.352	17,1	1.392	13,7
Fotovoltaico	3.883	49,8	6.292	62,0
Ritiro dedicato	238	1,7	158	1,6
TARIFFA OMNICOMPRESIVA	477	5,9	726	7,2
Funzionamento GSE e altro	33	0,4	34	0,3
Scambio sul posto	24	1,6	76	0,8
<b>TOTALE RINNOVABILI</b>	<b>6.632</b>	<b>83,7</b>	<b>9.163</b>	<b>90,3</b>
Compravendita di energia elettrica assimilata CIP6	701	8,9	672	6,6
Oneri CO <sub>2</sub> assimilate	265	3,4	198	2,0
COPERTURA CERTIFICATI VERDI ASSIMILATE	40	0,5	43	0,4
Risoluzione CIP6	216	2,7	71	0,7
<b>TOTALE ASSIMILATE</b>	<b>1.291</b>	<b>16,3</b>	<b>985</b>	<b>9,7</b>
<b>TOTALE ONERI <math>A_3</math></b>	<b>7.923</b>	<b>100,0</b>	<b>10.148</b>	<b>100,0</b>

Fonte: AEEG.

gli Stati membri a favorire la modernizzazione delle reti di distribuzione, al fine di assicurare un sistema energetico efficiente e sostenibile con basse perdite e con un sistema di erogazione sicuro, con la delibera 25 marzo 2010, ARG/elt 39/10, l'Autorità

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 fondato sui c.d. "progetti pilota".

A partire dalle analisi delle istanze presentate per l'ammissione al trattamento incentivante, 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, attualmente in corso, riportati nella tavola 2.2.

La delibera ARG/elt 39/10 ha previsto che, ogni sei mesi, ciascuna impresa ammessa al trattamento incentivante *smart grids* debba inviare all'Autorità una relazione di avanzamento del progetto.

TITOLO PROGETTO PILOTA	COSTI	INDICE IP
A2A - CP Lambrate	733	4.715
ASM Terni	800	1.375
A2A - CP Gavardo	755	663
ACEA Distribuzione	4.970	660
ASSM Tolentino	689	595
Enel Distribuzione - CP Carpinone	6.242	569
Deval - CP Villeneuve	1.616	545
A.S.S.E.M. San Severino Marche	642	365

Fonte: AEEG.

#### TAV. 2.2

Progetti ammessi al trattamento incentivante

Costi in migliaia di euro

Dalle ultime relazioni si evince che lo stato di avanzamento dei lavori, a poco più di due anni dall'approvazione dei progetti, risulta essere in ritardo rispetto alle tempistiche iniziali.

A valle delle sperimentazioni, l'Autorità valuterà i risultati e renderà pubblici gli esiti dei singoli progetti, così da permettere la divulgazione 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 normative in tema di promozione delle fonti rinnovabili e di evoluzione dei mercati elettrici, di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e ai decreti ministeriali 5 e 6 luglio 2012.

#### Oneri connessi con le attività nucleari residue (A.)

Secondo quanto previsto dalla legge istitutiva 14 novembre 1995, n. 481, e dal decreto ministeriale 26 gennaio 2000, l'Autorità determina e aggiorna gli oneri connessi con lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti svolte dalla Società gestione impianti nucleari (Sogin), anche in consorzio con enti pubblici o altre società, tenendo conto di criteri di efficienza economica.

Nel corso del 2012, l'Autorità ha dunque provveduto al

riconoscimento a consuntivo degli oneri conseguenti allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti relative all'anno 2011 (delibera 18 maggio 2012, 192/2012/R/eel).

Nel mese di agosto 2012, con la delibera 2 agosto 2012, 340/2012/R/eel, l'Autorità ha provveduto alla determinazione a preventivo degli oneri nucleari per l'anno 2012 relativamente ai costi esterni delle attività commisurate e ai costi a utilità pluriennale.

Infine, con la delibera 28 dicembre 2012, 574/2012/R/eel, l'Autorità ha definito il nuovo quadro di regolazione pluriennale in materia di smantellamento delle attività nucleari residue per il periodo 2013-2016.

La nuova disciplina fissata dall'Autorità prevede, tra l'altro:

- una nuova classificazione dei costi riconosciuti a Sogin;
- un riconoscimento, di massima a preventivo e definitivo a consuntivo, dei costi di investimento (c.d. "costi a utilità pluriennale"), dei costi derivanti dalle disposizioni di legge in materia di sicurezza nucleare (c.d. "costi obbligatori") e dei costi esterni per la realizzazione delle attività di smantellamento e di chiusura del ciclo del combustibile (c.d. "costi esterni commisurati all'avanzamento");
- un riconoscimento a consuntivo fino a certi limiti identificati

tramite specifici *driver* - che misurano le attività di smantellamento - dei costi che hanno una dinamica connessa con l'andamento delle attività di smantellamento (per esempio, costi di personale per ingegneria, acquisti e appalti) (c.d. "costi commisurabili");

- la conferma del riconoscimento degli altri costi (c.d. "costi efficientabili"), sulla base del valore di un anno base, imponendo un recupero di produttività obbligatorio (diminuzione forzata dell'importo riconosciuto) per gli anni successivi;
- l'introduzione di un meccanismo di incentivi legato all'avanzamento fisico delle attività di smantellamento e focalizzato sul completamento di attività critiche definite *milestone*;
- un meccanismo di premio/penalità per l'avanzamento delle attività di smantellamento;
- la conferma, per il secondo periodo di regolazione, del sistema delle *milestone* come base per la determinazione del premio/penalità di cui al precedente alinea.

La delibera 574/2012/R/eeel rinvia a successivi provvedimenti la definizione dei parametri quantitativi per i criteri di efficienza economica del secondo periodo di regolazione, nonché per la definizione delle *milestone*. È altresì rinviata a successivo provvedimento la definizione dei criteri di efficienza economica e delle modalità di riconoscimento dei costi sostenuti da Sogin per le attività relative al Deposito nazionale e al Parco tecnologico delle disposizioni in materia di separazione contabile.

#### Determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

Nel corso del 2012 è proseguita l'attività finalizzata alla determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori non trasferite a Enel.

Sulla base delle risultanze di sedici istruttorie condotte dalla CCSE, l'Autorità ha approvato otto delibere che fissano le aliquote di integrazione tariffaria, fino al 2010, delle imprese elettriche minori a eccezione di una.

La CCSE ha inoltre avviato le istruttorie per l'approvazione delle aliquote 2011 per tutte le imprese isolate.

Con tali provvedimenti, l'Autorità ha recuperato per quasi tutte le imprese elettriche minori il ritardo nella determinazione di dette

aliquote, riconducibile all'elevato ricorso al contenzioso giudiziario da parte delle imprese regolate, nonché alle conseguenti difficoltà istruttorie.

#### 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 (con la delibera 19 aprile 2010, ARG/elt 56/10), sia a quella "pubblica" (con la delibera 15 dicembre 2010, ARG/elt 242/10), prevedendo inoltre di individuare con proprio provvedimento i progetti pilota da ammettere alle agevolazioni tariffarie.

Con la delibera 13 luglio 2011, ARG/elt 96/11 (di cui si è dato conto nella *Relazione Annuale* 2012, pagg. 59 e 60, Volume II), l'Autorità ha effettuato la selezione dei progetti pilota ammettendo alle agevolazioni tariffarie cinque progetti, riconducibili a tre modelli organizzativi di riferimento: modello distributore (un progetto), modello *service provider* in esclusiva (due progetti), modello *service provider* in concorrenza (due progetti); l'Autorità ha inoltre previsto che i proponenti i progetti pilota siano tenuti a presentare rapporti semestrali sullo stato di avanzamento delle attività.

Con la determinazione 31 ottobre 2012, 9/2012 - DIEG, è stato quantificato l'ammontare delle agevolazioni da riconoscere ai progetti pilota per l'anno 2011 e per il primo semestre dell'anno 2012. L'esame dei rapporti semestrali ha peraltro messo in evidenza che lo sviluppo temporale delle attività di installazione delle infrastrutture di ricarica è caratterizzato da un generalizzato ritardo rispetto alle previsioni effettuate dai proponenti, in fase di selezione e approvazione dei progetti. In ogni caso, tutti i progetti (a eccezione di quello del Comune di Parma) fanno registrare un effettivo avvio delle attività nei primi mesi dell'anno 2012. Le motivazioni dei ritardi sono legate agli aspetti tecnico-burocratici connessi con l'installazione delle infrastrutture di ricarica sul suolo pubblico o con la effettiva disponibilità dei veicoli coinvolti direttamente nei progetti, ovvero con le tempistiche di contrattualizzazione dei partecipanti ai progetti pilota.

Con la memoria per l'audizione presso la VIII Commissione ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera dei Deputati del 3 maggio 2012, l'Autorità ha evidenziato le proprie riflessioni e valutazioni sul tema della mobilità elettrica, con particolare

riferimento alla rapida evoluzione tecnologica in questo settore, sottolineando il rischio che dette evoluzioni tecnologiche possano rendere rapidamente obsolete le scelte compiute dal legislatore. Pertanto, l'Autorità ha rilevato l'esigenza di individuare soluzioni in grado di reggere il passo dell'evoluzione tecnologica e, comunque, dotate di adeguata flessibilità (cfr. il Capitolo 1 di questo Volume). In sintesi, l'Autorità ritiene: che nella fase di avvio della mobilità elettrica nel nostro Paese sia opportuno privilegiare lo sviluppo concentrato delle infrastrutture di ricarica nelle aree con più alto potenziale di utilizzo, anziché un'infrastrutturazione estensiva, maggiormente esposta al rischio di trasformarsi in un costo *stranded* (non recuperabile); che debba essere evitata la creazione di sussidi incrociati tra l'attività di distribuzione di energia elettrica e l'attività di realizzazione e gestione dei sistemi di ricarica; che la tariffa elettrica non debba essere utilizzata per "coprire" eventuali costi di ricarica divenuti irrecuperabili per obsolescenza; che sia garantita la compatibilità delle infrastrutture di ricarica eventualmente realizzate dai distributori di energia elettrica, affinché sia consentito l'accesso non discriminatorio a tutti i venditori di energia elettrica e, in definitiva, che il servizio di ricarica sia sviluppato in una prospettiva pro-competitiva.

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

L'art. 17 del decreto legislativo n. 28/11 prevede che il gestore del sistema di trasmissione nazionale possa includere nel proprio Piano di sviluppo della rete sistemi di accumulo dell'energia elettrica, finalizzati a facilitare il servizio di dispacciamento degli impianti non programmabili.

In applicazione del citato decreto e in conformità con quanto previsto dall'art. 36, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11, il gestore può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffusi di energia elettrica mediante batterie; tali sistemi possono inoltre essere realizzati e gestiti anche dai gestori del sistema di distribuzione.

Come illustrato nella *Relazione Annuale* 2012 (pag. 59, Volume II), l'Autorità ha dunque previsto un'apposita incentivazione degli investimenti nei sistemi di accumulo, qualora detti investimenti siano riconducibili a progetti pilota, dei quali sono state delineate le caratteristiche.

Nel corso del 2012 sono state così avviate le attività per la definizione delle procedure e dei criteri di selezione dei progetti pilota relativi ai sistemi di accumulo sulla rete di trasmissione, rinviando all'anno successivo quelle relative alla rete di distribuzione, che dovranno essere inserite all'interno della prevista revisione della disciplina del dispacciamento.

La sperimentazione delle possibili soluzioni dei sistemi di accumulo applicabili alle reti di trasmissione risponde all'esigenza primaria di acquisire informazioni sulle tecnologie, sui costi, sui benefici, sul dimensionamento, sulla collocazione ottimale e sulle modalità di funzionamento di sistemi di accumulo testati in campo, in vista della definizione di un quadro regolatorio coerente con un'eventuale successiva introduzione di sistemi di accumulo nelle stesse reti di trasmissione.

Pertanto, in attuazione di quanto previsto nell'Allegato A alla delibera ARG/elt 199/11 (TIT), la delibera 12 luglio 2012, 288/2012/R/eel, ha definito la procedura e i criteri di selezione dei progetti pilota sulla rete di trasmissione (compresa la nomina della Commissione composta da esperti del Politecnico di Milano e di RSE) relativi a sistemi di accumulo ammessi al trattamento incentivante; la procedura e i criteri sono stati perfezionati per mezzo della determinazione 19 ottobre 2012, 8/2012 - DIEG.

Gli obiettivi primari che si prefiggono i sistemi di accumulo testati nei progetti pilota consistono nella riduzione della quantità di mancata produzione di energia da fonti rinnovabili non programmabili, dovuta a congestioni locali di rete (obiettivo principale), e nella fornitura del servizio di regolazione primaria (obiettivo accessorio).

In relazione agli investimenti in sistemi di accumulo previsti dal Piano di difesa 2012-2015 approvato dal Ministero dello sviluppo economico, con la delibera 7 febbraio 2013, 43/2013/R/eel, l'Autorità ha ammesso al trattamento incentivante due progetti pilota, che prevedono l'installazione di sistemi di accumulo con caratteristiche *power intensive* in Sicilia (Caltanissetta) e Sardegna (Ottana) di taglia massima pari a 8 MW ciascuno. I progetti pilota prevedono la sperimentazione di sistemi di accumulo tecnologicamente differenziati, in grado di garantire prestazioni ultrarapide.

Sulla base delle problematiche rilevate nei sistemi elettrici delle Isole maggiori, Terna ha proposto di sviluppare complessivamente 40 MW di sistemi di accumulo con caratteristiche *power intensive*, caratterizzati da prestazioni ultrarapide in Sardegna e Sicilia. In queste isole si sono infatti riscontrate criticità rilevanti dovute a

una serie di fattori legati 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 in sistemi di accumulo con capacità massima pari a 8 MW ciascuno, previsti nell'ambito del Piano di difesa 2012-2015 approvato dal Ministero dello sviluppo economico, che prevedono l'installazione di sistemi di accumulo di tipo elettrochimico con caratteristiche *power intensive* in Sicilia e Sardegna. L'approvazione di tali progetti è subordinata all'adesione e al rispetto, da parte di Terna, di specifici obblighi di informazione e monitoraggio, nonché delle modalità operative della sperimentazione medesima, come definite dall'Autorità.

Riguardo agli investimenti in sistemi di accumulo fissati nel Piano di sviluppo 2011, approvato dal Ministero dello sviluppo

economico, con la delibera 21 febbraio 2013, 66/2013/R/eel, l'Autorità ha previsto:

- di estendere, in coerenza con i limiti nel frattempo individuati dal Ministero dello sviluppo economico, la dimensione delle sperimentazioni prevista inizialmente dalla delibera 288/2012/R/eel e limitata a tre progetti, approvando sei progetti pilota per una dimensione complessiva di 35 MW applicati lungo alcune direttrici critiche della RTN, dove più rilevante è il fenomeno della c.d. "mancata produzione da fonti rinnovabili";
- di considerare gli esiti del monitoraggio delle condizioni effettive di utilizzo dei sistemi di accumulo (in termini di funzionalità, efficacia, fattori di utilizzo ecc.) nel rispetto di un generale criterio di efficienza degli investimenti, quale elemento propedeutico rispetto all'avvio di eventuali ulteriori investimenti in sistemi di accumulo sulla RTN.

## 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 il Mercato del giorno prima gestito dalla Borsa elettrica italiana (Gestore dei mercati energetici - GME) e il Mercato del giorno prima 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 (provvedimenti 13 settembre 2010, ARG/elt 143/10, e 16 dicembre 2010, ARG/elt 243/10).

L'accordo iniziale italo-sloveno aveva durata annuale, ma è stato

prorogato fino al 30 giugno 2012, nelle more dell'approvazione di un accordo ponte che regolasse la restante parte dell'anno 2012. Tale accordo ponte (provvedimento 24 maggio 2012, 217/2012/R/eel) è entrato in vigore l'1 giugno 2012. La novità introdotta dall'accordo è un sistema di *settlement* afferente alle importazioni ed esportazioni concluse tramite il *market coupling*, finalizzato ad avvicinare le tempistiche di pagamento italiane (quindicesimo giorno lavorativo del secondo mese successivo a quello di negoziazione) a quelle slovene (secondo giorno lavorativo successivo a quello di negoziazione), essendo queste ultime già allineate a quelle delle principali Borse elettriche europee.

Tale sistema di *settlement* si basava sui seguenti cardini:

- la definizione del ruolo di *shipping agent*, quale soggetto responsabile sia di dare esecuzione fisica ai programmi di scambio di energia transfrontalieri risultanti dal *market coupling*, sia di fungere da controparte centrale nazionale per le importazioni/esportazioni di energia risultanti dal *market coupling*;
- l'anticipazione del pagamento delle importazioni nette concluse tramite il *market coupling* allo *shipping agent* sloveno, suddivisa in due tranches:
  - il primo giorno lavorativo del mese M, Terna – in qualità di *shipping agent* italiano – trasferisce a Eles – Elektro Slovenija d.o.o., in qualità di *shipping agent* sloveno, una prima tranche pari alla somma algebrica tra i 2/3 del controvalore stimato delle importazioni nette per il mese M e il saldo del controvalore effettivo delle importazioni nette per il mese M-2 (ossia la differenza tra l'importo anticipato da Terna a Eles e l'importo effettivamente pagato da Eles nel mese M-2);
  - il quindicesimo giorno lavorativo del mese M, Terna trasferisce a Eles una seconda tranche pari a 1/3 del controvalore stimato delle importazioni nette per il mese M. Entro il medesimo termine, Eles versa a Terna gli interessi derivanti dall'anticipo dei pagamenti delle importazioni nette per il mese M-1;
- l'assegnazione alla CCSE della funzione di assicurare a Terna la liquidità necessaria per anticipare a Eles il pagamento delle importazioni nette concluse tramite il *market coupling*;
- la ripartizione fra i TSO delle rendite di congestione risultanti dal *market coupling* e in particolare:
  - la fatturazione delle rendite di congestione nel quinto giorno lavorativo del primo mese successivo al mese di consegna (M+1);
  - il pagamento delle rendite di congestione nel quindicesimo giorno lavorativo del primo mese successivo al mese di consegna (M+1).

L'accordo italo-sloveno è stato rinnovato per il 2013, prevedendo una radicale revisione del sistema di *settlement* finalizzata ad allineare le tempistiche di pagamento italiane a quelle slovene, limitatamente alla regolazione delle importazioni ed esportazioni concluse tramite il *market coupling* (provvedimento 20 dicembre 2012, 560/2012/R/feel). I principali elementi innovativi rispetto

all'accordo ponte del 2012 sono così riassumibili:

- la ridefinizione del ruolo di *shipping agent*, quale soggetto responsabile di dare esecuzione fisica ai programmi di scambio di energia transfrontalieri risultanti dal *market coupling*, e l'introduzione del ruolo di *central counter party*, quale soggetto responsabile di fungere da controparte centrale nazionale per le importazioni/esportazioni di energia risultanti dal *market coupling*;
- l'assegnazione del ruolo di *shipping agent* ai TSO e del ruolo di *central counter party* rispettivamente al GME per l'Italia e a Eles per la Slovenia;
- la fatturazione e il pagamento fra le *central counter party* delle importazioni/esportazioni di energia risultanti dal *market coupling*, e in particolare:
  - la fatturazione delle importazioni/esportazioni nel giorno di *trading* (o nel primo giorno lavorativo successivo in caso di giorno festivo);
  - il pagamento delle importazioni/esportazioni nel secondo giorno lavorativo successivo al giorno di fatturazione;
- l'assegnazione da parte del GME alla CCSE del ruolo di gestore dei pagamenti afferenti il *market coupling*, ossia di soggetto preposto, per conto del GME, a effettuare i pagamenti delle importazioni di energia e delle rendite di congestione risultanti dal *market coupling*, nonché a ricevere i pagamenti delle esportazioni di energia risultanti dal *market coupling* (la CCSE è quindi il soggetto che assicura la liquidità necessaria per anticipare i pagamenti a Eles, al fine di allineare le tempistiche di pagamento italiane a quelle slovene);
- la ripartizione fra i TSO delle rendite di congestione risultanti dal *market coupling* e, in particolare:
  - la fatturazione delle rendite di congestione nel quinto giorno lavorativo del primo mese successivo al mese di consegna (M+1);
  - il pagamento delle rendite di congestione nel nono giorno lavorativo del primo mese successivo al mese di consegna (M+1).

L'avvio del *market coupling* ha avuto un crescente impatto positivo sull'efficienza economica nell'allocazione 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 originariamente 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 100% nel primo

trimestre 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 530 MW nel primo trimestre 2013. Infine, si è registrato anche un non trascurabile numero di ore di convergenza dei prezzi, sia nel 2011 sia nel 2012, pari al 20% delle ore dell'anno.

---

## 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/ee1, l'Autorità ha adottato specifiche disposizioni in relazione alle modalità di consultazione pubblica dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN, ai sensi dell'art. 36, comma 13, del decreto legislativo n. 93/11; ciò 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.

Nel mese di maggio 2012, l'Autorità ha reso disponibile sul

proprio sito internet, ai fini della consultazione, lo schema di Piano decennale relativo all'anno 2012. Nell'ambito della consultazione sono state organizzate dall'Autorità due sessioni pubbliche di presentazione dello schema 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 sul documento, le cui risposte, elaborate da Terna, sono poi state pubblicate sui siti internet sia dell'Autorità sia di Terna.

Il procedimento di valutazione dello schema di Piano decennale è attualmente in fase di elaborazione.

# 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 assicurato dagli Uffici del GME e di Terna. Come previsto dalla delibera 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 innescare ulteriori approfondimenti, propedeutici all'eventuale apertura di apposite istruttorie.

Sono inoltre previste *ex lege* alcune relazioni e alcuni rapporti informativi, 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, e di cui si è dato conto nel Capitolo 1 di questo Volume.

In particolare, nella relazione dell'11 marzo 2012, redatta ai sensi dell'art. 28, comma 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99, rivolta alle competenti Commissioni parlamentari (11 marzo 2012, 56/2012/l/com), l'Autorità ha tra l'altro illustrato le condizioni di funzionamento e concorrenzialità dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica. Nella relazione si forniscono le principali motivazioni alla base del divario tra i prezzi all'ingrosso nazionali e quelli dei principali paesi europei, nonché tra i prezzi registrati nelle zone che compongono il Continente e quelli registrati nelle due Isole maggiori, sia nel Mercato del giorno prima, sia nel Mercato per il servizio di dispacciamento.

In aggiunta, nel rapporto riservato al Ministero dello sviluppo economico del 29 marzo 2012 (112/2012/l/eeel), previsto dall'art. 11, comma 1, del decreto del Ministero dello sviluppo economico

del 29 aprile 2009, l'Autorità ha approfondito molte tematiche afferenti il mercato elettrico già affrontate dalla stessa Autorità nella relazione rivolta alle Commissioni parlamentari dell'11 marzo (56/2012/l/com). Nello specifico, viene fornita un'analisi quantitativa svolta sulla base dei dati di monitoraggio relativi agli anni 2010 e 2011 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 nel Mercato del giorno prima e nel Mercato per il servizio di dispacciamento, 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.

Successivamente, nella segnalazione sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e le relative criticità dell'11 ottobre 2012, ai sensi dell'art. 3, comma 10-ter, del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, come convertito nella legge n. 2/09 (410/2012/l/com), l'Autorità ha, tra le altre cose, evidenziato la necessità di promuovere un maggior coordinamento tra il nuovo mercato della capacità, di cui alla delibera ARG/elt 98/11, e le procedure autorizzative alla costruzione e all'esercizio di nuovi

impianti di generazione. In particolare, è stato rilevato come un'opportuna applicazione dell'art. 3, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11, potrebbe contribuire a mitigare in misura non trascurabile il rischio autorizzativo e a coordinare le procedure autorizzative con il mercato della capacità. Tale articolo prevede infatti che gli impianti e le infrastrutture individuati con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministero dello sviluppo economico, d'intesa con la Conferenza unificata, siano dichiarati «di pubblica utilità, nonché urgenti e indifferibili, ai sensi delle normative vigenti». L'Autorità ha segnalato l'opportunità di far ricadere nel predetto decreto tutti gli impianti in fase di progettazione o riprogettazione contrattualizzati da Terna tramite il mercato della capacità di cui alla delibera ARG/elt 98/11. Ciò avrebbe l'effetto di promuovere la partecipazione al mercato della capacità di nuovi investitori, i quali orienterebbero i propri investimenti basandosi principalmente su logiche di mercato. In tale contesto, sarebbe infatti il mercato stesso a incanalare i nuovi investitori in una procedura autorizzativa dai tempi e dagli esiti meno rischiosi, con beneficio per tutto il sistema in termini di corretta localizzazione della capacità produttiva e di riduzione delle barriere all'entrata nel mercato italiano.

#### Monitoraggio del mercato al dettaglio

Il monitoraggio dei mercati al dettaglio risponde all'esigenza di monitorare l'andamento del mercato *retail* ed è previsto dal decreto legislativo n. 93/11 (per un'esaustiva illustrazione si rimanda alla *Relazione Annuale 2012*, pagg. 66 e 67, Volume II). Con la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11, l'Autorità ha definito i soggetti obbligati, vale a dire gli esercenti la vendita o le imprese distributrici tenuti all'invio dei dati di base necessari per il calcolo degli indicatori da parte dell'Autorità, nonché l'insieme minimo di indicatori di mercato 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) e 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, relativamente a 116 operatori, di cui 13 distributori di energia elettrica e 44 venditori<sup>16</sup>. Di questi

ultimi solo tre sono monofornitura, mentre i rimanenti vendono sia energia elettrica sia gas naturale. Il primo *Rapporto Annuale* verrà pubblicato dall'Autorità entro il 30 luglio 2013 e riguarderà gli indici misurati sull'anno 2012, nonché la 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.

Nell'ambito del sistema di monitoraggio *retail* sono confluite, sempre a partire dal mese di gennaio 2012, anche le raccolte che venivano effettuate dall'Autorità relativamente sia all'evoluzione dei regimi di tutela per i clienti finali, definiti secondo quanto previsto dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, e come confermato dal decreto legislativo n. 93/11 (servizio di maggior tutela e servizio di salvaguardia), sia alle informazioni riguardanti il fenomeno della morosità.

In particolare, l'Autorità pubblica sul proprio sito internet l'evoluzione dei clienti serviti nella maggior tutela sulla base dei dati inviati mensilmente dagli esercenti la maggior tutela. I dati pubblicati, aggregati per trimestre e per zona geografica, riguardano il numero di punti di prelievo serviti nel regime di maggior tutela, i passaggi al mercato libero (per i quali viene indicato anche il dettaglio dei passaggi a società legate all'esercente la maggior tutela) e gli eventuali rientri dal mercato libero al servizio di maggior tutela. Non sono annoverati i cambi di fornitore dei clienti tra gli operatori del mercato libero.

Con riferimento alle informazioni sulla morosità, alcune sintesi circa l'andamento delle sospensioni sono state riportate dall'Autorità nel documento per la consultazione 29 novembre 2012, 511/2012/R/eel, con l'obiettivo di fornire le prime indicazioni circa l'evoluzione di tale fenomeno per i clienti di piccola dimensione. I dati hanno riportato il rapporto percentuale tra il numero di richieste di sospensione presentate dagli esercenti la vendita di energia elettrica che partecipano al monitoraggio dei mercati *retail* e il numero dei punti di prelievo serviti dai medesimi, distinto per tipologia di cliente finale (domestico, non domestico) e per area geografica, nonché riferiti agli anni 2010, 2011 e al primo semestre dell'anno 2012.

L'analisi dei dati raccolti è essenziale per indagare l'assetto del mercato e il suo funzionamento e per intervenire ove si

<sup>16</sup> Per un'analisi completa sui soggetti obbligati, si veda anche il paragrafo sulla promozione della concorrenza nel mercato del gas.

riscoprino potenziali anomalie nel funzionamento del mercato stesso. In tale ambito, proprio l'analisi dei dati relativi ai prezzi medi praticati ai clienti finali di piccole dimensioni nel mercato libero ha evidenziato come detti prezzi siano stati, nel corso dell'anno 2011, in diversi casi superiori a quelli praticati per i regimi di tutela. Con la delibera 26 luglio 2012, 317/2012/E/com, l'Autorità ha conseguentemente avviato un'indagine conoscitiva sul mercato libero e sulle condizioni di vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale ai clienti di piccole dimensioni, perseguendo l'obiettivo di verificare l'effettiva resistenza di un più alto livello di prezzi nel mercato libero e di identificarne le cause sottostanti, valutando in particolare se tra le medesime sia inclusa anche quella relativa a un basso livello di consapevolezza dei consumatori (vedi il Capitolo 5).

Infine, per l'anno 2013, l'Autorità ha nuovamente identificato i soggetti obbligati all'invio dei dati oggetto del monitoraggio, pubblicando sul sito internet l'elenco di tali soggetti. Nello specifico, risultano obbligati complessivamente 115 soggetti. Con riferimento al solo settore dell'energia elettrica, risultano obbligati 13 distributori di energia elettrica e 46 venditori di energia elettrica. Di questi ultimi solo 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 2013, hanno avuto inizio dal mese di aprile 2013.

#### Sistema informativo integrato

Nel corso del 2012 si è avviata e conclusa la prima fase di attuazione del Sistema informativo integrato (SII) per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, basato su una banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali, secondo il percorso delineato con il documento per la consultazione 15 settembre 2011, DCO 35/11, che si articola in tre momenti successivi:

- quello iniziale, in cui avviene il popolamento del Registro centrale ufficiale (RCU) del SII e vengono fornite le prime prestazioni da parte del SII, individuate tenendo conto delle esigenze di sviluppo delle fasi successive;
- quello intermedio, in cui il SII rende disponibile progressivamente la maggior parte dei processi, anche se in una configurazione "minima";

- quello finale, in cui il SII fornisce in modo completo tutte le prestazioni previste e i processi vengono gestiti a regime.

Con le delibere 8 marzo 2012, 79/2012/R/com, e 5 aprile 2012, 132/2012/R/com, l'Autorità ha dato attuazione alle attività preparatorie previste nella fase iniziale. In particolare, con la delibera 79/2012/R/com l'Autorità ha approvato il regolamento di funzionamento del SII, ai sensi dell'art. 2 della delibera 17 novembre 2010, ARG/com 201/10, e ha:

- individuato i soggetti tenuti ad accreditarsi al SII in qualità di utenti;
- stabilito che le procedure di accreditamento, al fine di consentire l'avvio della fase 1 secondo le tempistiche prospettate nel documento per la consultazione DCO 35/11, siano ultimate entro il 31 dicembre 2012.

Con la delibera 132/2012/R/com, l'Autorità ha definito le modalità di popolamento e aggiornamento dell'RCU. In particolare, l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere che il set di dati costituenti l'RCU, al termine della prima fase di popolamento, costituisca il punto di partenza per la successiva gestione, da parte del SII, di tutte le variazioni che riguardano la relazione tra un punto di prelievo, utenti interessati al punto e cliente finale titolare del punto (per esempio, in seguito alla gestione dei processi relativi all'attivazione e disattivazione di punti, *switching*).

Con il documento per la consultazione 12 novembre 2012, 481/12/R/com, sono stati illustrati dettagliatamente gli orientamenti relativi ai processi che si intendono prioritariamente affidare alla gestione del SII nel corso dell'attuazione della seconda fase. Tra questi, coerentemente con quanto già previsto nel precedente documento per la consultazione DCO 35/11, sono stati identificati:

- le prestazioni finalizzate alla determinazione e messa a disposizione dei dati rilevanti ai fini del *settlement* mensile (anagrafica ex *Testo integrato settlement* - TIS, coefficienti di ripartizione del prelievo attribuiti a ciascun utente del dispacciamento o CRPU, valori del prelievo residuo di area o PRA e delta PRA), resi attualmente disponibili agli utenti del dispacciamento nell'ambito del tradizionale rapporto bilaterale con le imprese distributrici e con Terna;

- il *pre-check*, ossia l'attività di verifica, da parte di un venditore interessato a chiedere lo *switching* presso un determinato punto di prelievo, dell'abbinamento tra i dati identificativi del punto di prelievo e quelli del cliente finale e dello stato di attivazione del punto.

Con il documento per la consultazione 481/12/R/com, l'Autorità ha inoltre proposto di rivedere le modalità di identificazione e di aggiornamento della relazione tra punto di prelievo, contratti funzionali all'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione (trasporto) e dispacciamento, contratti di vendita e cliente finale, anche al fine di consentire, per il tramite del SII, l'esecuzione di nuove prestazioni finalizzate alla gestione commerciale del cliente. Quale primo passo per avviare tale revisione è stato proposto che anche i venditori di energia elettrica ai clienti finali, che non svolgono le attività connesse con il dispacciamento e con il trasporto dell'energia elettrica e per i quali è previsto obbligatoriamente l'accreditamento, possano registrarsi al SII per l'esecuzione di nuove prestazioni finalizzate alla gestione commerciale del cliente, tra cui il citato *pre-check*.

#### Standardizzazione dei flussi informativi inerenti alle misure elettriche

Con la delibera 1 marzo 2012, 65/2012/R/eel, l'Autorità ha

approvato direttive in tema di standardizzazione dei flussi informativi inerenti alle misure periodiche dei punti di prelievo, trattati orari e non trattati orari e relative rettifiche, nonché di quelli scambiati in occasione dello *switching*.

Con la determina della Direzione mercati n. 6/2012 è stato emanato il documento *Utilizzo e caratteristiche dei tracciati di comunicazione delibera 65/2012/R/eel* - Allegato A, insieme agli allegati riportanti i tracciati XSD e gli esempi XML.

Con lo scopo di favorire un'adeguata pianificazione temporale di tutte le fasi necessarie all'adeguamento informatico richiesto e garantire così il buon esito degli scambi, peraltro funzionali alla fatturazione dei servizi, sono state previste tempistiche differenziate di entrata in vigore ovvero:

- l'1 febbraio 2013 per i flussi inerenti alle misure periodiche dei punti di prelievo trattati orari (di cui al comma 18.3 del TIV) e alle connesse rettifiche (di cui al comma 19.1 del TIV), nonché per le relative disposizioni di cui ai punti 1 e 2 della delibera 65/2012/R/eel;
- l'1 marzo 2013 per i flussi inerenti alle misure periodiche dei punti di prelievo non trattati orari (di cui ai commi 18.4 e 18.5 del TIV) e alle connesse rettifiche (di cui al comma 19.1 del TIV), nonché per le relative disposizioni di cui ai punti 1 e 2 della delibera 65/2012/R/eel;
- l'1 aprile 2013 per i flussi rimanenti e per le relative disposizioni di cui al punto 3 della delibera 65/2012/R/eel.

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

Connessione degli impianti di produzione – Aggiornamento del Testo integrato delle connessioni attive per la definizione di nuovi strumenti per superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche

Con la delibera 28 maggio 2012, 226/2012/R/eel (cui hanno fatto seguito le relative disposizioni per la sua attuazione con la delibera 26 luglio 2012, 328/2012/R/eel), l'Autorità è nuovamente intervenuta al fine di definire strumenti per superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche. Tale criticità si presenta nel momento in cui vi sono preventivi di connessione accettati, ai quali non fa seguito la concreta realizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica. La saturazione virtuale delle reti, particolarmente diffusa in alcune aree del Centro-Sud, costituisce una vera e propria barriera all'ingresso di nuovi operatori che, in alcuni casi, realizzano gli impianti di produzione ma non riescono a ottenere la connessione in tempi rapidi, anche se la rete è satura solo "sulla carta". Tale problema può avere varie cause: è possibile, da un lato, che alcuni produttori presentino richieste di connessione e accettino preventivi per potenze superiori a quelle che intendono effettivamente realizzare, al fine

di richiedere l'avvio di più procedimenti autorizzativi in parallelo, concludendo, in tempi rapidi, solo alcuni di essi; dall'altro lato, è altresì possibile che i preventivi accettati siano poi oggetto di negoziazione anche a fini speculativi.

Il nuovo intervento dell'Autorità ha fatto seguito, in attesa della sentenza definitiva, alle sospensive concesse dal Consiglio di Stato in relazione al corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete, che era stato precedentemente introdotto. Infatti, nell'agosto 2010 e nel dicembre 2011, l'Autorità aveva previsto che il richiedente, qualora diverso da un cliente finale domestico, nel caso di impianti di produzione da connettere con una linea critica o in un'area critica<sup>11</sup>, dovesse versare al gestore di rete, all'atto dell'accettazione del preventivo, un corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete<sup>12</sup>. Tale corrispettivo trovava applicazione anche nel caso di richieste di connessione già inviate al gestore di rete perché, diversamente, il problema della saturazione virtuale delle reti non avrebbe potuto essere né risolto né attenuato.

La regolazione oggi vigente prevede che la prenotazione definitiva della capacità di rete avvenga al termine del procedimento per l'autorizzazione ai fini della costruzione e dell'esercizio

<sup>11</sup> Le aree e le linee critiche sono individuate sulla base di criteri definiti dall'Autorità (nel caso di connessioni in bassa e media tensione) e da Terna (nel caso di connessioni in alta e altissima tensione).

<sup>12</sup> I corrispettivi erano definiti in modo diverso. Più in dettaglio, il corrispettivo previsto con la delibera 4 agosto 2010, ARG/elt 125/10, era pari a:

- 20.250 €/MW nei casi di connessione con le reti in AT e AAT;
- 60.000 €/MW nei casi di connessione con le reti in MT;
- 110 €/kW nei casi di connessione con le reti in BT.

Tale corrispettivo avrebbe dovuto essere versato ogni anno fino alla completa realizzazione degli impianti di produzione e sarebbe stato trattenuto in tutti i casi di mancata realizzazione dell'impianto di produzione (per il 70% del totale, nei casi di rinuncia). La delibera trovava applicazione anche nel caso di richieste di connessione già inviate al gestore di rete perché, diversamente, il problema della saturazione virtuale delle reti non avrebbe potuto trovare soluzione. Invece, con la delibera 22 dicembre 2011, ARG/elt 187/11 (assunta a seguito della sospensiva della delibera ARG/elt 125/10, nelle parti relative al corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete, concessa dal TAR Lombardia), l'Autorità ha previsto che il corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete sia pari a 20,25 €/kW (il valore più basso tra quelli definiti con la precedente delibera ARG/elt 125/10). Tale corrispettivo avrebbe dovuto essere versato solo *uno tantum* (non più ogni anno) e sarebbe stato trattenuto nei casi di mancata realizzazione dell'impianto di produzione, a eccezione dei casi di decadenza o rinuncia nei primi due anni dalla data di accettazione del preventivo e, oltre i primi due anni, a eccezione dei casi di esito negativo dell'iter autorizzativo non imputabile al produttore.

dell'impianto di produzione. Rimane fermo un periodo, iniziale, di durata differenziata in base al livello di tensione cui sarà erogata la connessione, durante il quale la soluzione tecnica per la connessione resta valida e consente la prenotazione temporanea della relativa capacità di rete (tranne gli impianti fino a 1 MW per i quali la prenotazione della capacità di rete è, fin da subito, definitiva). Tale regolazione si applica anche nel caso di richieste di connessione già inviate al gestore di rete.

#### Dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e dalla generazione distribuita

Nel corso del 2012, l'Autorità ha dato seguito al procedimento avviato con la delibera 17 novembre 2011, ARG/elt 160/11, relativa alla revisione della disciplina del dispacciamento, con l'obiettivo di soddisfare le necessità più urgenti poste dalle fonti rinnovabili non programmabili.

Così, in relazione alle esigenze di ampliamento dell'intervallo di frequenza di funzionamento di tutti gli impianti di generazione distribuita, che è stato allineato a quello previsto per gli impianti connessi direttamente con la RTN, l'Autorità è intervenuta con il provvedimento 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel, approvando, tra l'altro, l'Allegato A70 al Codice di rete di Terna, recante la *Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita*, e definendo le opportune tempistiche per una sua rapida implementazione, distinguendo tra impianti di nuova realizzazione e impianti esistenti. In particolare, con la menzionata delibera sono state definite le caratteristiche che i nuovi *inverter*, ovvero le nuove macchine rotanti, e i nuovi sistemi di protezione d'interfaccia devono avere, al fine di essere installati sui nuovi impianti di produzione di energia elettrica BT e MT; sono stati inoltre definiti gli interventi di *retrofit* sugli impianti esistenti di potenza superiore a 50 kW connessi in MT, per l'adeguamento ad alcune delle predette caratteristiche degli *inverter*, ovvero delle macchine rotanti e dei sistemi di protezione d'interfaccia già installati. Tali dispositivi non solo sono funzionali a evitare la disconnessione degli impianti di generazione distribuita, qualora la frequenza di rete rimanga compresa nell'intervallo 47,5 Hz-51,5 Hz<sup>13</sup>, ma servono anche per consentire la prestazione di servizi

di rete che potrebbero diventare rilevanti nell'ottica futura di gestione attiva delle reti di distribuzione. Proprio in tal senso, con la delibera 20 dicembre 2012, 562/2012/R/eel, l'Autorità ha modificato la delibera 84/2012/R/eel, al fine di recepire la nuova formulazione della Norma CEI 0-16 (relativa agli impianti MT).

In merito poi alla possibilità di consentire a Terna azioni di riduzione selettiva della generazione distribuita, con la delibera 2 agosto 2012, 344/2012/R/eel, l'Autorità ha approvato l'Allegato A72 al Codice di rete di Terna, recante la *Procedura per la riduzione della generazione distribuita in condizioni di emergenza del Sistema elettrico nazionale* (RIGEDI), con il quale, al fine di garantire la sicurezza del Sistema elettrico nazionale, si prevede che, qualora non siano possibili diverse azioni:

- vengano disconnessi alcuni impianti connessi con le reti MT, di potenza maggiore o uguale a 100 kW, alimentati dalle fonti non programmabili solare fotovoltaica o eolica, che immettono in rete tutta la produzione (al netto dei servizi ausiliari);
- la predetta disconnessione, nel caso di impianti MT su linee dedicate, venga effettuata direttamente dalle imprese distributrici con preavviso di 60 minuti;
- le eventuali disconnessioni degli altri impianti eolici o fotovoltaici connessi in MT vengano effettuate dai produttori, con preavviso di sette giorni e salvo revoca il secondo giorno prima della disconnessione, in attesa dell'implementazione dei dispositivi necessari per il teledistacco.

Per quanto riguarda l'esigenza di promuovere una maggiore responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, con la delibera 5 luglio 2012, 281/2012/R/efr, l'Autorità ha definito una prima regolazione del servizio di dispacciamento, anche nel caso di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. Ciò costituisce un primo passo verso l'applicazione del principio di corretta attribuzione dei costi ai soggetti che contribuiscono a generarli. In particolare, è stato definito un periodo transitorio iniziale (in vigore dall'1 gennaio 2013), durante il quale viene applicata una franchigia entro cui gli sbilanciamenti continuano a essere valorizzati al prezzo zonale orario (allocando, quindi, i

<sup>13</sup> È l'intervallo che sostituisce quello di 49,7 Hz-50,3 Hz, per evitare i problemi di sicurezza delle reti che potrebbero derivare dal repentino venir meno della generazione distribuita - ormai non più trascurabile - a seguito di esigue variazioni della frequenza di rete.

relativi oneri alla collettività), al fine di garantire la necessaria gradualità nella gestione degli impianti di produzione, ferma restando l'esigenza di pervenire rapidamente a una situazione a regime che sia il più possibile *cost reflective*. Tale franchigia non è differenziata per fonte ed è posta pari al 20% del programma vincolante, modificato e corretto, del punto di dispacciamento per il primo semestre del 2013, mentre è pari al 10% del programma vincolante, modificato e corretto, del punto di dispacciamento per il secondo semestre del 2013. La nuova regolazione trova applicazione nei confronti degli utenti del dispacciamento. Qualora l'utente del dispacciamento sia il GSE (cioè per CIP6, ritiro dedicato, scambio sul posto, tariffa fissa onnicomprensiva), i corrispettivi di sbilanciamento vengono trasferiti ai produttori solo nel caso di ritiro dedicato e delle nuove tariffe incentivanti, previste dai decreti interministeriali 5 e 6 luglio 2012 per impianti di potenza fino a 1 MW.

Con la delibera 22 novembre 2012, 493/2012/R/cfr, sono state approvate le modalità di tale trasferimento, come definite dal GSE sulla base dei criteri previsti dall'Autorità.

Sono, infine, attualmente in corso di implementazione gli interventi necessari per soddisfare l'esigenza di valutare una più generale revisione dell'attuale disciplina del dispacciamento, tenendo conto del nuovo contesto strutturale e di mercato. In particolare:

- per quanto riguarda la gestione della RTN, risulta opportuno rivedere e aggiornare la regolazione complessiva del dispacciamento, affinché sia più aderente alla nuova realtà e consenta una partecipazione più attiva anche da parte di impianti che, fino a oggi, non hanno prestato servizi di rete (se non in piccola parte), nonché un maggiore utilizzo di tali risorse da parte di Terna;
- per quanto riguarda la gestione delle reti di distribuzione, appare utile individuare, tra i diversi possibili modelli di dispacciamento, quello che più si addice alle caratteristiche delle reti e del sistema elettrico italiano, per poi procedere con l'implementazione della regolazione del dispacciamento delle reti di distribuzione, oggi assente. Solo in questo modo si potranno sfruttare appieno (e non solo tramite una serie di automatismi) le potenzialità dei dispositivi che già dal 2012 devono essere obbligatoriamente installati sugli impianti di produzione, per effetto dell'applicazione delle nuove Norme

CEI 0-16 e CEI 0-21. Ciò consentirebbe la partecipazione attiva da parte dei produttori al mercato elettrico, anche abilitando le unità di generazione distribuita alla fornitura di risorse per il dispacciamento che, a oggi, solo i generatori di grande taglia, collegati alla RTN, possono e/o devono fornire. Peraltro, in futuro, l'implementazione della regolazione del dispacciamento sulle reti di distribuzione potrebbe consentire una partecipazione più attiva anche da parte dei clienti finali, promuovendo soluzioni di *demand side management*.

Tutti questi elementi hanno l'obiettivo di consentire una maggiore diffusione della generazione distribuita e delle fonti rinnovabili non programmabili, ottimizzando la gestione delle reti e garantendone la sicurezza.

#### 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, la legge n. 99/09 e il conseguente decreto del Ministro dello sviluppo economico 10 dicembre 2010 definiscono, tra l'altro, i Sistemi efficienti di utenza (SEU) e le Reti interne di utenza (RIU) (cfr. pag. 45, Volume II, della *Relazione Annuale* 2011), attribuendo all'Autorità il compito di definire i criteri e le condizioni per l'erogazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento. Al riguardo, già nel 2011 l'Autorità aveva presentato i propri orientamenti con il documento per la consultazione 15 settembre 2011, DCO 33/11; tuttavia il quadro definitorio risulta profondamente innovato per effetto dell'art. 38, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11, che ha recepito in Italia i c.d. "sistemi di distribuzione chiusi" e gli esiti del contenzioso promosso da Enel Distribuzione presso il TAR Lazio avverso il sopra citato decreto ministeriale 10 dicembre 2010.

In particolare:

- il TAR Lazio, con la sentenza n. 6407/2012, ha:
  - annullato la definizione di sistemi di autoapprovvigionamento energetico contenuta nel decreto ministeriale 10 dicembre 2010, poiché tale definizione avrebbe ampliato illegittimamente l'area delle configurazioni non rientranti tra le reti elettriche, riducendo al contempo quella delle reti