



Relazione 431/2016/I

RELAZIONE ANNUALE
ALL'AGENZIA INTERNAZIONALE PER LA COOPERAZIONE
FRA I REGOLATORI NAZIONALI DELL'ENERGIA
E ALLA COMMISSIONE EUROPEA
SULL'ATTIVITÀ SVOLTA E I COMPITI
DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS
E IL SISTEMA IDRICO

28 luglio 2016



INDICE

1	Prefazione	4
2	Sommario/Principali sviluppi nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale nel 2013	5
3	Il mercato elettrico.....	27
3.1	Regolamentazione delle infrastrutture.....	27
3.1.1	Unbundling.....	27
3.1.2	Regolamentazione tecnica.....	27
3.1.3	Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti.....	40
3.1.4	Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere	56
3.1.5	Conformità alla normativa comunitaria.....	67
3.2	Promozione della concorrenza	68
3.2.1	Mercati all'ingrosso.....	68
3.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso	77
3.2.1.2	Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza, e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza....	81
3.2.2	Mercati al dettaglio.....	83
3.2.2.1	Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza.....	94
3.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza	105
3.3	Sicurezza delle forniture	109
3.3.1	Monitoraggio del bilancio tra domanda e offerta di energia elettrica.....	110
3.3.2	Monitoraggio degli investimenti in capacità di generazione in riferimento alla sicurezza delle forniture.....	110
3.3.3	Misure per coprire picchi di domanda o carenze dell'offerta	111
4	Il mercato del gas naturale	112
4.1	Regolamentazione delle infrastrutture.....	112
4.1.1	Unbundling.....	112
4.1.2	Regolamentazione tecnica.....	112
4.1.3	Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti e ai terminali di rigassificazione	125

4.1.4	Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere	129
4.1.5	Conformità alla normativa comunitaria.....	131
4.2	Promozione della concorrenza	132
4.2.1	Mercati all'ingrosso.....	132
4.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso	137
4.2.1.2	Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza, e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza..	145
4.2.2	Mercati al dettaglio.....	146
4.2.2.1	Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza ...	153
4.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza	159
4.3	Sicurezza delle forniture	161
5	Protezione dei consumatori e risoluzione delle controversie nell'elettricità e nel gas	162
5.1	Protezione dei consumatori.....	162
5.2	Gestione delle controversie	173

1 PREFERAZIONE

Il presente documento dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico fornisce all'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori dell'energia (ACER) e alla Commissione europea un rapporto sull'attività svolta e sull'esecuzione dei suoi compiti ai sensi degli articoli 37.1.e) e 41.1.e) rispettivamente delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE.

La struttura del rapporto, in linea con quanto definito dal Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER), è stata condivisa con l'ACER e con la Direzione Generale per l'Energia della Commissione europea.

Nel rapporto vengono analizzati i principali elementi di evoluzione strutturale dei due mercati, elettricità e gas, sia relativamente all'attività regolatoria sia allo stato della concorrenza. Il rapporto include inoltre una descrizione della recente evoluzione normativa e regolatoria sul mercato energetico, dell'attività svolta in tema di protezione dei consumatori e di sicurezza delle forniture, questa ultima per gli aspetti di competenza del regolatore nazionale.

Tre sono le finalità che vanno garantite in tutti gli Stati dell'Unione: la sicurezza delle forniture, la decarbonizzazione accelerata dell'intera economia e la minimizzazione dei prezzi per la competitività dell'economia ed il benessere dei cittadini. L'Italia, mercato tra i più significativi dell'Unione europea, è avanzata nel perseguire queste tre finalità secondo una buona sintesi delle medesime che poggia, fra gli altri, su due strumenti fondamentali messi in campo dall'Autorità: il *capacity market* che affianca e completa i mercati *energy only* e la riforma del dispacciamento che favorirà la piena integrazione delle fonti rinnovabili nei mercati di breve periodo.

Sul piano internazionale, l'Autorità è impegnata in un rapporto di sistematica cooperazione con gli altri regolatori europei per dare esecuzione al Regolamento 2015/1222 in materia di allocazione della capacità transfrontaliera, tassello fondamentale per il completamento del mercato interno dell'energia. In particolare, il contributo dell'Autorità è indirizzato alla ricerca di soluzioni condivise che tutelino i consumatori europei.

Convinto del valore che si genera dalla cooperazione fra istituzioni che si occupano di regolazione e politica energetica, auspico che il lavoro intenso con ACER e in CEER e con gli altri regolatori europei possa proseguire, così come oggi, nel conseguimento dell'integrazione dei mercati e delle infrastrutture.

Milano, 28 luglio 2016

IL PRESIDENTE

Guido Bortoni



2 SOMMARIO/PRINCIPALI SVILUPPI NEI MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE NEL 2015

Principali novità nell'ambito della legislazione

L'art. 26 della legge 29 luglio 2015, n. 115, *Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea (Legge europea 2014)*, ha modificato il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, di recepimento del Terzo pacchetto energia, rafforzando i poteri dell'Autorità e la sua indipendenza dal Ministero dello sviluppo economico in materia di:

- **piano decennale di sviluppo della rete elettrica.** Sono stati modificati gli artt. 15 e 16 del decreto legislativo n. 93/11 e, in conseguenza di tale misure, è stato abrogato il decreto del Ministro dello sviluppo economico 27 febbraio 2013, n. 65, recante *Regolamento di cui all'art. 16, comma 1, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, per la redazione del Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto del gas*. Il Gestore è tenuto a trasmettere annualmente il Piano al Ministero dello sviluppo economico e all'Autorità che lo sottopone alla consultazione degli utenti della rete effettivi e potenziali, rendendo pubblici i risultati della consultazione stessa. Ai fini della revisione e del monitoraggio dell'attuazione del Piano, l'Autorità valuta, altresì, se questo contempri tutti i fabbisogni in materia di investimenti, individuati nel corso della procedura consultiva, e se sia coerente con il Piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo;
- **disciplina del bilanciamento di merito economico.** Le relative condizioni sono ora stabilite in autonomia dall'Autorità e non più sulla base degli indirizzi del Ministero dello sviluppo economico, a seguito della modifica all'art. 32 del decreto legislativo n. 93/11;
- **accesso alle infrastrutture transfrontaliere.** Le modalità e le condizioni delle importazioni e delle esportazioni di energia elettrica sono stabilite in autonomia dall'Autorità che, precedentemente, svolgeva un ruolo consultivo per il Ministero dello sviluppo economico;
- **tutela dei consumatori.** A seguito del cambio di fornitore di energia elettrica e gas naturale, la fattura di conguaglio definitiva deve essere inviata al cliente non oltre sei settimane dal cambio stesso;
- **sanzioni amministrative pecuniarie.** In deroga alla normativa vigente, che pone una soglia massima in valore assoluto, l'Autorità può imporre sanzioni fino al 10% del fatturato realizzato dall'impresa verticalmente integrata o dal gestore di trasmissione;
- **sostituzione del gestore del sistema di trasporto del gas naturale** in caso di persistente violazione dei propri obblighi.

Vale, inoltre, menzionare l'art. 8 che ha modificato la disciplina transitoria applicabile agli **affidamenti diretti di servizi pubblici locali di rilevanza economica**, prevista dall'art. 34, comma 22, della legge 17 dicembre 2012, n. 221, nonché l'art. 14 che, in relazione alla gestione e al monitoraggio degli aiuti pubblici alle imprese, prevede l'istituzione di una banca dati presso il Ministero dello sviluppo economico, denominata "Registro nazionale degli aiuti di Stato", volta a garantire il rispetto dei divieti di cumulo e degli obblighi di trasparenza e di pubblicità previsti dalla normativa europea e nazionale in materia di aiuti di Stato.

Di rilievo, in considerazione dell'attività di tutela del consumatore attribuita a questa Autorità fin dall'emanazione della sua legge istitutiva, anche il decreto legislativo 6 agosto 2015, n. 130, recante *Attuazione della direttiva 2013/11/UE sulla **risoluzione alternativa delle controversie dei consumatori**, che modifica il regolamento (CE) 2006/2004 e la direttiva 2009/22/CE* (direttiva ADR per i consumatori). Il provvedimento¹ disciplina le procedure volontarie per la risoluzione extragiudiziale delle controversie nazionali e transfrontaliere, anche in via telematica, che coinvolgono i consumatori e i professionisti, residenti e stabiliti nell'Unione europea, nell'ambito delle quali l'organismo ADR propone una soluzione o riunisce le parti al fine di agevolare una risoluzione amichevole.

In termini generali, il decreto individua le modalità in materia di accesso alle procedure, informazione dei consumatori, trasparenza, efficacia, equità e libertà, che devono essere rispettate dagli organismi ADR; stabilisce i requisiti di professionalità, terzietà, indipendenza e trasparenza per le persone fisiche incaricate della risoluzione delle controversie da tali organismi; prevede che il ricevimento della domanda di conciliazione da parte dell'organismo ADR comporti la sospensione dei termini di prescrizione e di decadenza che, in caso di fallimento della procedura, iniziano a decorrere nuovamente dalla data della comunicazione alle parti, con modalità che abbiano valore di conoscenza legale, della mancata definizione della controversia. Lo stesso decreto legislativo stabilisce, inoltre, che le procedure svolte nei settori di competenza dell'Autorità, comprese quelle che prevedono la partecipazione obbligatoria del professionista, sono comunque considerate procedure ADR se rispettano i principi, le procedure e i requisiti stabiliti dal decreto legislativo medesimo.

Riguardo all'informazione ai consumatori, la nuova disciplina prevede che i professionisti, che si sono impegnati a ricorrere a uno o più organismi ADR per la soluzione delle liti sorte con i consumatori, debbano darne informazione ai consumatori medesimi indicando gli organismi ADR interessati sia sul proprio sito *web* – ove esista - sia nelle condizioni generali di contratto, sia nel caso in cui non sia possibile risolvere una controversia a seguito di un reclamo.

Tra le altre previsioni, con riferimento ai settori di competenza dell'Autorità, tale decreto statuisce l'obbligatorietà del tentativo di conciliazione della controversia, che deve essere esperito necessariamente anche come condizione di procedibilità per l'eventuale successiva azione giudiziale, prevedendo l'attribuzione alla medesima Autorità del potere di regolamentarne le modalità di svolgimento con propri provvedimenti.

Il 30 dicembre 2015 è stata pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* n. 302 la legge 28 dicembre 2015, n. 208 (legge di stabilità 2016), recante *Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato*. Tra le misure d'interesse, si evidenzia che tale legge:

- introduce la presunzione di possesso di un apparecchio televisivo presso la residenza del soggetto passivo nel caso in cui esista un contratto per la fornitura dell'energia elettrica, nella cui fattura sarà addebitato il canone di abbonamento alle radioaudizioni per uso privato;
- trasforma la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) in ente pubblico economico che diviene "Cassa conguaglio per i servizi energetici e ambientali" (CSEA);

¹ Intervenendo sulla Parte V del decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206, recante il *Codice del consumo*.

- assoggetta alla normativa di tesoreria unica² alcune Autorità amministrative indipendenti, tra cui questa stessa Autorità, quali enti e organismi di diritto pubblico che riscuotono diritti o contributi obbligatori aventi valore di tributi statali, pur in assenza di trasferimenti provenienti dal Bilancio dello Stato;
- **interviene sulla normativa** contenuta nell'art. 32 della legge 23 luglio 2009, n. 99, **finalizzata a favorire, mediante il coinvolgimento dei clienti finali energivori, lo sviluppo di infrastrutture di interconnessione con l'estero (*interconnector*)**. In particolare, prevede l'istituzione presso Terna di un Fondo di garanzia nel quale confluiscano le somme, determinate in misura pari a 1 €/MWh per anno, che i concessionari della potenza assegnata, i quali hanno assunto con Terna l'impegno di finanziamento delle infrastrutture di interconnessione con l'estero nella forma di *interconnector*, sono tenuti a versare fino all'entrata in servizio di ciascun *interconnector*. Al fine di completare la realizzazione di tali infrastrutture, la legge estende di sei anni, cioè fino al 31 dicembre 2021, il periodo di applicazione dei benefici a favore dei soggetti privati finanziatori³, a prescindere dall'originaria frontiera di assegnazione, per la capacità di interconnessione⁴, e limitatamente alla quota di capacità non ancora in esercizio. La stessa legge obbliga gli aggiudicatari o cessionari a sottoscrivere il contratto di mandato a Terna, per la costruzione e l'esercizio dell'*interconnector*, entro 90 giorni dal rilascio dell'esenzione dall'accesso a terzi sulla capacità di trasporto che tali infrastrutture di interconnessione rendono disponibile; tale esenzione ha una durata massima di 20 anni.

Nello scorso dicembre si è anche concluso l'iter di approvazione del disegno di legge recante *Disposizioni in materia ambientale per promuovere misure di green economy e per il contenimento dell'uso eccessivo di risorse naturali* (c.d. "Collegato ambientale"), iniziato il 12 febbraio 2014, ora legge 28 dicembre 2015, n. 221. L'art. 12 apporta alcune modifiche alla **disciplina dei Sistemi efficienti di utenza (SEU)**, di cui al decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115. Viene espunto dalla definizione vigente di SEU il tetto relativo alla potenza nominale non superiore a 20 MW e complessivamente installata sullo stesso sito, nonché quello relativo ai soggetti coinvolti. La lettera c), sempre al comma 1 dell'art. 12 introduce, all'art. 10 del decreto legislativo n. 115/08, un comma 2-bis, il quale dispone che ai **sistemi di autoproduzione di energia elettrica con ciclo ORC (*Organic Rankine Cycle*)** - alimentati dal recupero di calore prodotto dai cicli industriali e dai processi di combustione - spettano i Titoli di efficienza energetica (TEE), alle condizioni, con le modalità e nella misura definite in una specifica scheda adottata dal Ministro dello sviluppo economico entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore della disposizione.

Tra i provvedimenti approvati nei primi mesi del 2016, si segnala la legge 28 gennaio 2016, n. 11, recante *Deleghe al Governo per l'attuazione delle direttive 2014/23/UE, 2014/24/UE e 2014/25/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, sull'aggiudicazione dei contratti di concessione, sugli appalti pubblici e sulle procedure d'appalto degli enti erogatori nei settori dell'acqua, dell'energia, dei trasporti e dei servizi postali, nonché per il riordino della disciplina vigente in materia di contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture*. I principi e i criteri direttivi, che ispirano la delega attribuita al Governo, prevedono l'adozione di procedure non

² Di cui alla legge 29 ottobre 1984, n. 720.

³ Di cui al comma 6 dell'art. 32 stesso.

⁴ Di cui al già citato art. 32, comma 1, come incrementata ai sensi dell'art. 2 del decreto legge 25 gennaio 2010, n. 3, convertito, con modificazioni, dalla legge 22 marzo 2010, n. 41.

derogabili, il conseguimento di una significativa riduzione e la certezza dei tempi relativi alle procedure di gara e alla realizzazione di opere pubbliche, nonché l'armonizzazione delle norme in materia di trasparenza, pubblicità, durata e tracciabilità sia delle procedure di gara sia delle fasi a essa prodromiche. In particolare, l'art. 1 impone, alla lettera h), l'indicazione delle disposizioni applicabili in materia di affidamento dei contratti nei settori speciali, in cui sono compresi acqua, energia, trasporti e servizi postali e, alla lettera hhh), l'adozione di una disciplina organica della materia dei contratti di concessione mediante l'armonizzazione e la semplificazione delle disposizioni vigenti, nonché la definizione di criteri per le concessioni, indicate nella Sezione II del Capo I del Titolo I della predetta direttiva 2014/23/UE.

Da segnalare, altresì, la legge 25 febbraio 2016, n. 21, di conversione, con modificazioni, del decreto legge 30 dicembre 2015, n. 210, recante *Proroga di termini previsti da disposizioni legislative*. Il comma 2 dell'art. 3 **proroga, dal 31 dicembre 2015 al 31 dicembre 2017, il servizio di interrompibilità in favore dei grandi consumatori elettrici nelle isole maggiori (Sicilia e Sardegna)**; inoltre si prevede, alla lettera a) del medesimo comma, che l'Autorità provveda ad aggiornare le condizioni del servizio per il nuovo biennio, per quantità massime pari a 400 MW in Sardegna e 200 MW in Sicilia e con l'assegnazione diretta di una valorizzazione annua del servizio stesso pari a 170.000 €/MW. **L'Autorità, inoltre, procederà ad adeguare, a decorrere dall'1 gennaio 2016, in tutto il territorio nazionale, la struttura delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema elettrico, applicate ai clienti elettrici per usi diversi da quelli domestici, ai criteri che governano la tariffa di rete per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura in vigore alla medesima data, tenendo comunque conto dei diversi livelli di tensione e dei parametri di connessione, oltre che della differente natura e delle peculiarità degli oneri rispetto alla tariffa. Infine, l'Autorità procederà ad applicare, con la medesima decorrenza, agli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili, la rideterminazione degli oneri di sistema elettrico di cui all'art. 39, comma 3, del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83.**

Di rilievo è anche il comma 2-bis dell'art. 3 che, intervenendo sulla **disciplina delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale**, proroga i diversi termini previsti per la pubblicazione dei bandi per gli ambiti territoriali di ogni raggruppamento, sino a un massimo di 14 mesi.

Da ultimo, in relazione ai disegni di legge in corso di approvazione, si evidenzia il disegno di legge recante *Legge annuale per il mercato e la concorrenza*, attualmente all'esame in seconda lettura della Commissione industria, commercio, turismo del Senato (AS 2085, c.d. "DDL concorrenza"), che al Capo V reca disposizioni in materia di energia. Gli artt. 26 e 27, come già illustrato nell'*Annual Report 2015*, prevedono rispettivamente **l'eliminazione, dall'1 gennaio 2018, dei servizi di tutela di prezzo nei settori del gas e dell'energia elettrica**. Tra le modifiche introdotte nel corso dell'esame del provvedimento alla Camera dei Deputati, si segnala l'ultimo periodo dell'art. 27 il quale, con riferimento al settore elettrico, stabilisce che **l'Autorità disciplini le misure volte a garantire la fornitura del servizio universale** (c.d. "fornitura di ultima istanza"). L'art. 28 prevede, altresì, l'istituzione, presso l'Autorità, di un **Comitato tecnico con il compito di garantire la piena confrontabilità delle offerte sul mercato al dettaglio di energia elettrica e gas**, inserite in un apposito portale informatico, da realizzarsi entro il 30 giugno 2016, mentre i successivi articoli introducono ulteriori obblighi informativi a favore dei consumatori, nonché alcune misure necessarie a evitare eventuali effetti potenzialmente distorsivi della concorrenza.

L'art. 30 prevede poi, al fine di consentire la verifica al Ministero dello sviluppo economico del raggiungimento di una serie di obiettivi per decretare l'eventuale cessazione del regime di maggior tutela, che **l'Autorità trasmetta al predetto ministero, entro il 30 aprile 2017, un rapporto relativo al monitoraggio dei mercati retail dell'energia elettrica e del gas**, con specifico

riferimento a una serie di indicatori. Il mancato raggiungimento degli obiettivi connessi ad almeno uno dei citati indicatori dà luogo a una proroga di sei mesi delle scadenze di cui ai citati artt. 26 e 27.

Al fine di garantire la trasparenza dei mercati dell'energia elettrica e del gas, l'art. 34 **istituisce presso il Ministero dello sviluppo economico un elenco dei soggetti abilitati alla vendita dell'energia elettrica ai clienti finali**. I requisiti e le modalità per l'iscrizione a tale elenco sono stabiliti con decreto ministeriale, sentita l'Autorità.

È attualmente all'esame del Senato anche lo schema di decreto legislativo recante *Modifiche al decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 22, per l'attuazione della direttiva 2014/32/UE concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di strumenti di misura, come modificata dalla direttiva 2015/13/UE* (Atto n. 273). Tale schema, composto da tre articoli, contiene le numerose e dettagliate modifiche e integrazioni da apportare al decreto legislativo n. 22/07, ai fini del corretto recepimento della direttiva 2014/32/UE, che riguardano, in particolare, l'aggiornamento e la correzione della terminologia del decreto legislativo ora in vigore, per adattarla e adeguarla a quella della direttiva oggetto di recepimento. In particolare, esso disciplina le procedure di valutazione della conformità degli strumenti di misura e individua il Ministero dello sviluppo economico quale Autorità nazionale di notifica, determinando nuove sanzioni amministrative, comprese quelle per le non conformità formali.

Infine, vale evidenziare anche il disegno di legge recante *Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea - Legge europea 2015* (AS 2228).

Nella versione all'esame in prima lettura, tale disegno di legge detta, all'art. 19, disposizioni specifiche con lo scopo di **sanare definitivamente la procedura di infrazione n. 2014/2286**, allo stadio di messa in mora ex art. 258 del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea, **relativa al non corretto recepimento nell'ordinamento italiano di alcune disposizioni delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE**. Ciò in quanto la Commissione europea lamenta ancora il non corretto recepimento nell'ordinamento italiano di alcune disposizioni attualmente in vigore. In particolare, tale norma ritorna sulla delimitazione delle competenze attribuite all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico relativamente alla definizione delle condizioni di accesso alle infrastrutture transfrontaliere, all'affidamento della gestione delle nuove linee elettriche di interconnessione con i sistemi elettrici di altri Stati membri, alle sanzioni per violazione degli obblighi riconducibili ai provvedimenti dell'Autorità, nonché alla sovrapposizione di due istituti diversi: quello relativo alla vulnerabilità del cliente e quello riferito al cliente protetto nel settore del gas.

Sviluppi nel mercato elettrico

Principali novità nella regolazione

Nel corso del 2015 l'Autorità ha emanato nuove disposizioni in materia di obblighi di separazione funzionale per i settori dell'energia elettrica e del gas, approvando il relativo *Testo integrato di unbundling funzionale* (TIUF) che prevede alcune importanti novità, tra le quali:

- la modifica della definizione di impresa verticalmente integrata facendo riferimento ad un'interpretazione estensiva;

- il raccordo delle disposizioni (già adottate dall'Autorità), sulla certificazione del gestore del sistema di trasmissione di energia elettrica e dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale;
- l'integrazione degli obblighi di separazione funzionale a carico dei gestori dei sistemi di distribuzione del gas naturale con più di 100.000 clienti allacciati e per i gestori dei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica indipendentemente dalla loro dimensione;
- la previsione degli obblighi di separazione funzionale a carico dei gestori dei sistemi di distribuzione del gas naturale con meno di 100.000 clienti allacciati;
- l'introduzione di nuovi obblighi di separazione in relazione alle politiche di comunicazione e di marchio per la generalità dei distributori di energia elettrica e di gas naturale, indipendentemente dalla loro dimensione o dalla loro forma societaria.

Gli obblighi di separazione funzionale si applicano a partire dall'1 gennaio 2016, mentre quelli relativi alla separazione del marchio e delle politiche di comunicazione si applicano a partire dal 30 giugno 2016. Tempi più lunghi sono previsti solo per le imprese di minori dimensioni.

Relativamente ai **servizi di dispacciamento** l'Autorità ha approvato la proposta di regolamento delle procedure concorsuali per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto, riferite all'anno 2016, trasmessa da Terna che, con cadenza annuale, organizza dette procedure; ha aggiornato la disciplina per l'approvvigionamento a termine del servizio di superinterrompibilità⁵ dedicato alle macrozone Sicilia e Sardegna, per il periodo febbraio 2016 – dicembre 2017; ha formulato alcune proposte per correggere le distorsioni che caratterizzano il meccanismo in vigore per il calcolo dei prezzi di sbilanciamento.

Relativamente alla **regolamentazione della sicurezza e all'affidabilità delle reti** l'Autorità è intervenuta sui regimi (ordinario e di reintegrazione dei costi) per gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, cioè per quegli impianti il cui funzionamento risulta, per significativi periodi di tempo, tecnicamente e strutturalmente indispensabile alla risoluzione di congestioni di rete o al mantenimento di adeguati livelli di sicurezza del sistema elettrico nazionale. In particolare, l'Autorità ha delineato il quadro regolatorio per l'anno 2016 in materia di determinazione dei corrispettivi per gli impianti essenziali. Inoltre, l'Autorità ha stabilito per l'anno 2016 una riduzione del tasso di remunerazione del capitale rispetto al valore vigente per l'anno 2015, al fine di considerare congiuntamente la contrazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio e l'ampliamento del periodo compreso tra il termine dell'anno cui si riferisce il corrispettivo di reintegrazione e la data attesa del riconoscimento del corrispettivo medesimo all'utente del dispacciamento interessato.

In tema di **regolamentazione della qualità tecnica dei servizi**, l'Autorità ha approvato i nuovi *Testi integrati della regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica (TIQE), di promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di*

⁵ Nel novero dei servizi di interrompibilità è incluso il servizio di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica (c.d. "superinterrompibilità"), dedicato alle macrozone Sicilia e Sardegna.

distribuzione di energia elettrica e di selettività degli investimenti per lo sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023. Tali provvedimenti sono coordinati con la regolazione tariffaria dei servizi suddetti per il medesimo periodo.

In relazione alla qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, le principali novità della regolazione 2016-2023 riguardano: l'introduzione degli obblighi in capo a Terna relativi alla pubblicazione dei valori minimo e massimo della tensione efficace, attesa ed effettiva, per ogni utente allacciato alla rete in alta tensione connesso alla RTN; l'introduzione di standard e indennizzi automatici legati al numero massimo annuo di interruzioni lunghe e brevi e alla durata massima delle interruzioni, per i clienti finali della RTN; nonché l'avvio di un monitoraggio delle interruzioni transitorie e dei buchi di tensione subiti dai clienti finali della RTN, nella prospettiva di introdurre standard e indennizzi automatici anche per tali fattispecie.

In relazione al servizio di distribuzione, tra le nuove disposizioni si annoverano: l'applicazione del meccanismo incentivante premi/penalità alla durata delle interruzioni in riferimento ai livelli obiettivo di lungo termine; la conferma dell'attuale meccanismo premi/penalità legato al numero di interruzioni e della correlata incentivazione speciale per gli ambiti territoriali con maggiore numero di interruzioni; una regolazione sperimentale innovativa, finalizzata alla riduzione della durata delle interruzioni con preavviso, da adottarsi con specifico provvedimento successivo; l'introduzione di nuovi elementi di regolazione dei buchi di tensione e delle interruzioni transitorie per le reti in media tensione; l'introduzione di elementi di regolazione delle variazioni lente della tensione di alimentazione per le reti in bassa tensione; l'introduzione di basilari elementi di regolazione per funzionalità innovative delle reti di distribuzione nelle aree a elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile; l'introduzione di primari elementi di regolazione in relazione all'evoluzione delle reti di distribuzione nelle aree urbane (colonne montanti e *smart city*). Particolare attenzione, infine, è stata posta sul tema della resilienza del sistema elettrico, a seguito di eventi meteorologici severi ed estesi che hanno causato interruzioni attribuibili in gran parte a causa di forza maggiore. Per tali interruzioni l'Autorità ha stabilito la predisposizione, per Terna e per le imprese distributrici con più di 50.000 utenti, di un Piano di lavoro volto all'adozione di misure regolatorie che incrementino la resilienza del sistema elettrico. Tale Piano deve contenere, oltre alla disamina tecnica, gli elementi di costo e di beneficio, alla luce degli effetti prodotti dagli eventi meteorologici severi e persistenti verificatisi negli ultimi 15 anni.

Il nuovo TIQE disciplina anche la **qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura** con riferimento alle prestazioni richieste dagli utenti. Le disposizioni prevedono standard di qualità, generali e specifici, con indennizzi automatici, obbligatori per le imprese distributrici, volti a tutelare gli utenti e a promuovere il miglioramento medio complessivo dei servizi resi su scala nazionale. Rispetto al periodo regolatorio precedente le principali novità prevedono la riduzione dei tempi massimi relativi a prestazioni richieste dai clienti finali riguardanti la preventivazione e l'esecuzione di lavori, nonché l'ampliamento delle prestazioni assoggettabili alla preventivazione rapida (via telefono, a cura del venditore).

Circa il **quadro regolatorio per le energie rinnovabili**, nel 2015 le principali misure adottate hanno riguardato: la verifica e l'approvazione delle regole tecniche necessarie all'applicazione delle norme sui Sistemi semplici di produzione e consumo; la semplificazione per la connessione e l'esercizio di impianti fotovoltaici di potenza nominale non superiore a 20 kW, integrati sui tetti degli edifici, realizzati presso clienti finali allacciati alla rete in bassa tensione e per i quali sia contestualmente richiesto l'accesso al regime dello scambio sul posto; un nuovo aggiornamento del *Testo unico sulla produzione*, che raccoglie in un unico documento la normativa di riferimento per la produzione di energia elettrica, con particolare attenzione alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento. Sul tema delle energie rinnovabili, inoltre, l'Autorità ha

pubblicato la consueta Relazione annuale che analizza lo stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento, concentrandosi poi sulla generazione distribuita. Anche nell'ambito di tale Relazione l'Autorità ha segnalato come nel corso del 2015, nonostante una riduzione degli oneri per il finanziamento degli impianti CIP6 e delle fonti rinnovabili rispetto all'anno precedente, si sono resi necessari progressivi aumenti della componente tariffaria A_3 (a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate), al fine di ridurre il fabbisogno economico del Conto alimentato dalla medesima componente, nonché di far fronte alle significative esigenze finanziarie presso il GSE, soprattutto in relazione alle modalità di ritiro dei certificati verdi. Inoltre, solo per l'anno 2016 è previsto un rilevante aumento dei costi inerenti alle incentivazioni della produzione di energia da fonti rinnovabili, poiché, a partire da tale anno, i certificati verdi saranno sostituiti da strumenti incentivanti amministrati.

In tema di **tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti** è da segnalare che l'Autorità ha adottato alla fine del 2015, dopo un articolato processo di consultazione, i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (TIWACC 2016-2021), che trovano applicazione nel periodo 1 gennaio 2016 – 31 dicembre 2021. L'Autorità ha ritenuto opportuno procedere a una revisione delle modalità di determinazione del WACC, in ragione del fatto che il mutare del contesto dei mercati finanziari – che a partire dal 2008 hanno mostrato forti variabilità e andamenti spesso non facilmente prevedibili – ha reso evidenti i limiti della metodologia precedentemente adottata, sviluppata in un contesto di maggiore stabilità finanziaria e coerente con un assetto dei mercati caratterizzato da una debole o scarsa correlazione tra il premio per il rischio di mercato (*Equity Risk Premium*, ERP) e il livello dei tassi di interesse delle attività prive di rischio. Più in dettaglio, sono stati definiti i livelli dei parametri base del WACC, che sono validi per tutti i servizi infrastrutturali dei due settori, a differenza dei parametri specifici relativi al singolo servizio, identificati nel parametro β (relativo al rischio settoriale) e nel rapporto tra capitale di debito e capitale proprio. L'Autorità ha, infine, previsto un meccanismo di aggiornamento a metà periodo, per consentire gli aggiustamenti del tasso in funzione dell'andamento congiunturale. Il livello del WACC è espresso, in termini reali e pre-tasse, come media ponderata di un tasso reale di rendimento del capitale proprio e di un costo del debito in termini reali, media alla quale viene aggiunto un fattore correttivo che consente la copertura delle imposte sui profitti nominali. La determinazione del tasso di remunerazione del capitale proprio continua a essere fondata sul *Capital Asset Pricing Model*. Per il settore elettrico i valori del WACC per il 2016 sono stati fissati nel 5,3% per il servizio di trasmissione e nel 5,6% per il servizio di distribuzione e misura.

In esito a un intenso processo di consultazione, l'Autorità ha anche approvato le disposizioni inerenti alla regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023, come pure le disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, entrate in vigore l'1 gennaio 2016. Tra le innovazioni più rilevanti introdotte dalla suddetta delibera figurano: l'estensione a otto anni della durata del periodo regolatorio, articolato in due sotto periodi, ciascuno di durata quadriennale (NPR1: 2016-2019 e NPR2: 2020-2023); con riferimento al primo sottoperiodo regolatorio 2016-2019, NPR1, la definizione di schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi operativi e di schemi di regolazione del tipo *rate-of-return* per i costi di capitale, in sostanziale continuità metodologica con i criteri adottati nel precedente periodo di regolazione; con riferimento al secondo sottoperiodo regolatorio 2020-2023, NPR2, l'adozione, in via evolutiva, di un approccio in chiave di controllo complessivo della spesa (approccio c.d. *totex*). Per l'NPR1 il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti (*X-factor*) è stato fissato pari all'1% per il

servizio di trasmissione, all'1,9% per il servizio di distribuzione (inclusi i costi di commercializzazione del servizio) e all'1% per il servizio di misura.

Per quanto concerne **l'incentivazione degli investimenti nelle reti di trasmissione e di distribuzione**, l'Autorità ha previsto che la regolazione tariffaria debba evolvere prestando una sempre maggiore attenzione ai benefici sistemici connessi allo sviluppo dei progetti infrastrutturali (per esempio, vantaggi in termini di benessere economico-sociale, di qualità e sicurezza del servizio, di integrazione delle fonti rinnovabili), sviluppandosi secondo criteri di selettività e in base a una logica *output-based*. L'Autorità ha evidenziato, infatti, come i meccanismi incentivanti adottati dal 2004, di tipo *input-based*, pur affinati dal 2011 in poi, abbiano rivelato una *proxy* piuttosto imprecisa dell'utilità per il sistema e, sulla base delle evidenze presentate, ha posto in risalto la necessità di innovare e di far evolvere la regolazione per mezzo di nuovi meccanismi, che andranno progressivamente a sostituire gli schemi di tipo *input-based*, prospettando specifiche soluzioni incentivanti transitorie e gradualità.

In base alle norme nazionali, è previsto che l'Autorità adegui le componenti della tariffa elettrica pagata dai consumatori finali, al fine sia di superare la struttura progressiva rispetto ai consumi (con l'individuazione di componenti tariffarie aderenti ai costi del servizio), sia di stimolare comportamenti virtuosi e di favorire, infine, il conseguimento di obiettivi di efficienza e, inoltre, che formuli proposte inerenti alla definizione di eventuali nuovi criteri per la determinazione delle compensazioni di spesa da riconoscere alle fasce di popolazione economicamente disagiate (*bonus sociale*). A fine 2015, sulla base delle osservazioni raccolte nell'ambito di un articolato processo di consultazione e di ulteriori approfondimenti compiuti, l'Autorità ha approvato la chiusura del procedimento per la **riforma della struttura tariffaria per i clienti domestici di energia elettrica**, con un provvedimento programmatico che delinea il percorso per mezzo del quale l'Autorità intende giungere al completamento della riforma, superando entro il 2018 l'attuale struttura tariffaria progressiva seguendo un percorso di gradualità.

Le ragioni sottese alla decisione di adottare, a partire dal 2018, una tariffa domestica completamente non progressiva, possono essere sintetizzate nel fatto che: mantiene un rilevante incentivo ai comportamenti virtuosi da parte dei cittadini in termini di risparmio energetico, in quanto la componente in c€/kWh rimane, comunque, molto elevata in proporzione alla spesa finale, rappresentando una quota compresa tra il 70% e l'80% dell'intera bolletta; contribuisce a favorire il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica, in termini di stimolo, da una parte, alla sostituzione delle esistenti apparecchiature per usi elettrici "obbligati" (refrigerazione, illuminazione ecc.) con nuovi modelli a più elevata classe energetica e migliori prestazioni e, dall'altra, all'equa valutazione di convenienza dell'energia elettrica, in sostituzione di usi di altri vettori energetici, promuovendo in tal modo anche applicazioni elettriche da fonti rinnovabili in sito, che attualmente sono fortemente penalizzate dalla progressività della attuale tariffa domestica; non determina impatti sulle categorie di utenti con struttura non progressiva; le componenti a copertura dei servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura) della struttura tariffaria risultano aderenti ai costi dei servizi, in modo tale da garantire che a tutti gli utenti alimentati in bassa tensione (domestici e non domestici) sia applicato il medesimo corrispettivo proporzionale all'energia prelevata, relativo solo ai costi della Rete di Trasmissione Nazionale (infatti, i costi di distribuzione sono recuperati attraverso un corrispettivo commisurato alla potenza contrattualmente impegnata, mentre i costi di misura sono recuperati attraverso un corrispettivo fisso).

Coordinamento internazionale

Nel 2015 le attività dell'Autorità tese all'integrazione del mercato elettrico italiano in quello europeo, oltre a quelle svolte in collaborazione con le altre Autorità di regolazione europee, hanno riguardato principalmente l'implementazione del regolamento (CE) 1222/2015 recante *Linee guida per l'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni* (CACM), entrato in vigore nel mese di agosto 2015. Il regolamento contiene per buona parte il disegno europeo del mercato interno dell'energia elettrica.

Il CACM ha reso il *market coupling* l'unica possibile modalità di allocazione della capacità transfrontaliera su base giornaliera e infragiornaliera e ha introdotto l'obbligo, a livello nazionale, di nominare uno o più *Nominated Electricity Market Operators* (NEMO) ovvero dei gestori di mercati organizzati cui è affidato il compito di dare esecuzione al *market coupling* giornaliero e infragiornaliero. Pertanto l'Autorità è intervenuta nella procedura di nomina del NEMO, formulando il 6 agosto 2015 un parere al Ministro dello sviluppo economico, dopo avere verificato il rispetto da parte del Gestore dei mercati energetici (GME) di tutti i requisiti previsti dall'art. 6 delle Linee guida CACM.

Nel febbraio 2015 l'Autorità ha avviato il *market coupling* sulle frontiere italiane relativamente all'interconnessione Italia-Francia, Italia-Austria e Italia-Slovenia. Per quanto riguarda gli ulteriori Paesi della regione Centro-Sud, l'Autorità ha previsto che il *market coupling* sulla frontiera Italia-Svizzera sarà implementato successivamente alla definizione degli accordi in materia di energia tra la Confederazione elvetica e l'Unione europea, mentre quello sulla frontiera Italia-Grecia, al momento unico altro mercato elettrico confinante, sarà implementato a seguito della revisione delle peculiari caratteristiche tecniche del mercato ellenico, che a oggi ne limitano le possibilità di integrazione. Attualmente nel mercato italiano le offerte in acquisto sul mercato elettrico (MGP e MI) sono limitate amministrativamente da un limite superiore (*cap*), quantificato dall'Autorità in 3.000 €/MWh e un limite inferiore (*floor*), pari a 0 €/MWh. Inoltre, sono attualmente negoziabili solo prodotti semplici, che specificano un unico prezzo per un determinato volume di energia su base oraria. Tuttavia, poiché i mercati tedesco (tramite la frontiera austriaca) e francese adottano i limiti più comuni di +3.000 €/MWh e -500 €/MWh e consentono di negoziare prodotti "complessi", e considerato che implementare il *market coupling* senza armonizzare i limiti di prezzo potrebbe generare possibili inefficienze nella gestione della capacità transfrontaliera in alcune condizioni particolari, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato a riconsiderare limiti di prezzo sull'MGP e sull'MI e all'introduzione dei prezzi negativi nel mercato elettrico italiano.

Sulla base della *Roadmap* per l'implementazione del mercato elettrico europeo, l'*European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) ha pubblicato un documento per la consultazione sulle regole di allocazione dei diritti della capacità di trasporto di lungo termine (per mezzo di aste annuali e mensili), prevedendo, tra l'altro, l'applicazione di un regime armonizzato di compensazione dei diritti di importazione, allocati su base annuale e mensile, che non possono essere utilizzati a seguito di interventi di riduzione della capacità (*curtailment*) da parte dei TSO, c.d. "regime di *firmness*". Dopo una propria consultazione, l'Autorità ha approvato per il 2016 la proposta di regole *Allocation rules for forward capacity allocation* di ENTSO-E, ivi incluse le nuove regole armonizzate di *firmness* da applicare ai confini italiani.

Nel corso del 2015 l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha continuato a collaborare con gli altri regolatori europei sia a livello multilaterale, attraverso l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le Iniziative regionali, sia attraverso incontri bilaterali organizzati ad hoc per

approfondire la discussione su tematiche di comune interesse. Tale attività è finalizzata alla definizione di regole trasparenti ed efficaci per la promozione di un mercato europeo dell'energia integrato, competitivo ed efficiente, come richiesto dal Terzo pacchetto energia. Nel corso del 2015 l'Autorità ha anche accresciuto il proprio impegno internazionale, al fine di rafforzare le attività di cooperazione bilaterale e multilaterale, di esportare le proprie esperienze di regolazione e di promuovere quadri regolatori sempre più omogenei e armonizzati, anche in aree esterne all'Unione europea. A tal fine, ha promosso azioni atte a rafforzare il proprio ruolo di regolatore di riferimento nella regione dei Balcani e nel bacino del Mediterraneo, che rappresentano aree geografiche di primaria importanza per il sistema energetico italiano.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

Il PIL nazionale ha visto nel 2015 un aumento dello 0,8%, interrompendo anni di dati negativi. La **domanda di energia elettrica** ha seguito tale dinamica, registrando, secondo i dati provvisori diffusi da Terna, un rialzo di quasi l'1,5% e passando dai 291 TWh del 2014 ai 295 TWh del 2015. La produzione nazionale ha coperto una quota del fabbisogno complessivo nazionale pari all'86% (contro l'87% a consuntivo per il 2014). Anche il 2015, come già l'anno precedente, ha visto un aumento delle importazioni nette; sono, infatti, cresciute significativamente le importazioni lorde passate da 46.748 a 50.846 GWh, pure in presenza di un incremento assai rilevante delle esportazioni (+47,3%), in particolare verso Malta, anche se a partire da valori assoluti ancora modesti, che nel 2015 hanno toccato i 4.465 GWh. Per quanto riguarda gli impieghi, i consumi di energia elettrica sono cresciuti, sia pure lievemente, in tutti i settori. Se nell'agricoltura si tratta di volumi sostanzialmente stabili, l'incremento maggiore ha riguardato il settore terziario (+2,3%), con domestico e industria rispettivamente al +1,2% e al +0,6%.

Dopo anni di continue contrazioni, per la prima volta nel 2015 la **produzione nazionale lorda** è tornata a crescere, sia pure in misura molto contenuta (+0,8%), risultando – sempre nei dati provvisori di Terna – pari a 282 TWh, contro i quasi 280 TWh dell'anno precedente. A tale aumento ha contribuito la produzione termoelettrica, che è aumentata di circa il 9% e ha riconquistato una quota sul totale della produzione tornata ai valori 2013 (61%). In particolare, è cresciuta la produzione da gas naturale (+15%), mentre le altre fonti termiche hanno mantenuto sostanzialmente inalterati i loro livelli di utilizzo rispetto al 2014. La produzione rinnovabile è diminuita nel 2015 del 9% rispetto ai valori del 2014. In particolare, mentre il fotovoltaico ha continuato a crescere, con un tasso del +13%, in netta ripresa rispetto al +3% dell'anno precedente, si è assistito a una contrazione, per la prima volta da anni, della produzione eolica (-3,3%), ma soprattutto a un drastico calo dell'apporto della fonte idroelettrica (-25%), a causa della scarsa idraulicità registrata nell'anno e del confronto con i livelli massimi di produzione raggiunti nel 2014. Tra le rinnovabili continua invece l'aumento del geotermico e delle biomasse. Queste ultime, dopo il boom del 2013, mantengono comunque un tasso di crescita vivace (+5%), anche se questo è il valore più basso degli ultimi anni. In termini di contributo alla produzione totale, le rinnovabili hanno così visto la loro quota toccare il 39%, contro il 43% del 2014.

Dopo il picco del 2014 (27%, dato a consuntivo) la quota del gruppo Enel nella produzione nazionale è tornata su valori prossimi a quelli degli ultimi anni (25,7%). Tra i grandi operatori, Eni, Edison, Engie, Iren ed Edipower hanno visto aumenti della loro quota di produzione, che invece è risultata sostanzialmente stabile per A2A e Saras. In calo invece sono Erg e Sorgenia. L'indice HHI sulla generazione lorda, pari a 832, risulta in diminuzione rispetto al 2014, quando era a 908 e su valori più in linea con quelli degli anni precedenti. La potenza termoelettrica lorda installata dai primi tre operatori copre il 47% della capacità installata, ancora in leggero calo rispetto al 2014

(50%). Tra le principali operazioni societarie che si sono realizzate nel 2015 nell'ambito della generazione elettrica la più significativa è quella che ha riguardato la cessione degli asset di produzione di E.On. Da 1° luglio, infatti, tutte le imprese del termoelettrico che facevano parte del gruppo E.On sono state attribuite al gruppo Czech Gas Holding N.V. Dal 1° dicembre Erg Hydro, controllata di Erg Power Generation, ha acquisito invece l'intero business idroelettrico di E.On Produzione. Inoltre E.On Climate & Renewables ha incorporato a fine ottobre diverse imprese e a fine dicembre è stata incorporata in F2i Solare 2.

Nel 2015 la quantità di energia elettrica acquistata sull'MGP nel Sistema Italia è stata pari a 287,1 TWh, in crescita dell'1,8% rispetto al 2014 (282 TWh), invertendo il trend decrescente in atto dal 2010 al 2014. In aumento anche gli **scambi di Borsa**, saliti sino a 195 TWh a fronte dei 186 TWh raggiunti nel 2014 (+4,7%). La crescita dei volumi di Borsa ha trascinato la liquidità del mercato, passata dal 65,9% del 2014 al 67,8% del 2015. L'aumento degli acquisti di Borsa riflette sia una sostanziale risalita degli acquisti dell'Acquirente unico (32 TWh, +24,3%), sia una ripresa della domanda delle zone estere (4,3 TWh, +24,2%). In calo, viceversa, la domanda sottostante il saldo programmi della PCE (Piattaforma Conti Energia a termine), calata a 51 TWh (-23,2%). La Borsa elettrica italiana ha registrato nel 2015 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 52,31 €/MWh, in leggerissimo aumento rispetto al 2014 (+0,4%). Le variazioni mensili registrate dal PUN sono osservate in tutti i gruppi di ore senza particolari distinzioni tra ore di picco e ore di fuori picco, la cui media annua (rispettivamente 59,28 €/MWh e 48,58 €/MWh) segna una variazione tendenziale prossima allo zero. Gli indicatori di competitività e concorrenza esprimono un generale miglioramento. L'Indice di Operatore Marginale (IOM) di Enel, il principale *price-maker*, dopo il rimbalzo del 2014 (quando salì al 21% dal 14% del 2013), è rientrato sotto la soglia del 20%. In generale miglioramento anche l'indice HHI, che si conferma sotto la prima soglia di concorrenzialità al Nord e si riporta a ridosso di essa al Sud. I segnali positivi dall'indice HHI non trovano riscontro però negli indicatori di concentrazione CR3 (47,1%) e CR5 (58,9%), che segnano una lieve ripresa dai minimi storici del 2014.

Il **numero di venditori al mercato finale** è cresciuto nel 2015 di 37 unità. Si mantiene quindi il trend di espansione che nel segmento della vendita perdura quasi ininterrottamente dal 2008. Meno della metà delle 359 imprese attive, il 45,7% per la precisione, vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; 55 imprese, pari al 15,3%, hanno venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; le restanti 140 società hanno operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 19. La presenza straniera è scarsa: solo 6 società (sulle 345 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società svizzere o tedesche.

Complessivamente i consumi di energia sono cresciuti del 2,2% rispetto al 2014, mentre i consumatori sono diminuiti dello 0,5%. I consumi del settore domestico e quelli degli usi produttivi si sono un po' ripresi (rispettivamente +2,7% e +2%), dopo tre anni di continuo calo, seppure i livelli siano ancora molto distanti da quelli sperimentati prima della crisi economica. Come in passato, il **mercato alle condizioni standard (o di maggior tutela)** si è ridotto sia in termini di energia fornita sia di numero di clienti serviti, a vantaggio del resto del mercato (mercato libero) e, quest'anno per la prima volta da qualche anno, anche a vantaggio della salvaguardia. In un mercato finale che complessivamente si è espanso (5,3 TWh venduti in più rispetto al 2014), i volumi di vendita alle condizioni standard si sono ridotti di oltre 1 TWh (-1,8% rispetto al 2014), mentre nel resto del mercato sono stati venduti 5,8 TWh in più (+3,1%), come pure nel regime di salvaguardia le vendite sono cresciute di 0,6 TWh. **Prosegue dunque lo spostamento dei consumatori domestici dai contratti a condizioni standard verso il mercato libero.**

I punti di prelievo domestici sono complessivamente aumentati nel 2015 di circa 55.000 unità, ma il **mercato a condizioni standard** ne ha persi 897.000 rispetto al 2014, mentre il mercato libero ne registra 952.000 in più. Inoltre il consumo medio unitario delle famiglie nel servizio a condizioni standard è decisamente più basso rispetto a quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.869 kWh/anno contro 2.246 kWh/anno. Nel 2015 è leggermente risalito in entrambi i mercati: di 47 kWh nel servizio a condizioni standard e di 10 kWh nel mercato libero. Nel 2015 il **servizio di salvaguardia** si è nuovamente ampliato, dopo anni in cui andava assottigliandosi: l'energia venduta è cresciuta del 17,4% (+0,6 TWh) recuperando la metà del calo registrato lo scorso anno; il numero di clienti serviti è aumentato di circa 9.500 unità (l'anno scorso ne aveva perse 17.500). Gli aumenti sono quasi integralmente da attribuire all'illuminazione pubblica. L'elettricità fornita sul **mercato libero** nel 2015 ha evidenziato un buon recupero: con 192,4 TWh venduti, infatti, il livello delle vendite è risalito del 5,8% tornando vicino a quello registrato nel 2011 (che fu di 196,3 TWh). Rispetto al 2011 il numero dei clienti complessivamente serviti è però quasi raddoppiato: i 7,7 milioni di allora si confrontano, infatti, con i 12,7 di oggi. Il consumo medio unitario si è pertanto notevolmente ridotto: dai 25.500 kWh/anno del 2011, nel 2015 è sceso a 15.100 kWh/anno. Il costante ridimensionamento è dovuto in parte all'ingresso in questo mercato dei consumatori domestici, tipicamente caratterizzati da valori di prelievo bassi, ma è soprattutto spiegato dal ripiegamento dei consumi non domestici. Nel 2015 le vendite in questo mercato al settore non domestico hanno registrato, in effetti, un aumento del 3,6% risalendo a 171,4 TWh, ma risultano ancora sotto ai livelli del 2013 (172,8 TWh).

Complessivamente, quindi, nel 2015 il mercato a condizioni standard ha acquisito il 22,5% di tutta l'energia venduta al mercato finale (contro il 23,4% del 2014), il servizio di salvaguardia ne ha assorbito l'1,5% (contro l'1,3% del 2014) e il mercato libero ne ha acquistato il 76% (contro il 75,3% del 2014). In termini di punti di prelievo il rapporto tende a rovesciarsi: il 64,4% dei clienti è tuttora servito alle condizioni standard, mentre il 34,4% è passato al mercato libero.

Con una quota ogni anno leggermente più bassa rispetto all'anno precedente, ma sempre distanziata dal gruppo inseguitore, l'**operatore dominante** dell'intero mercato della vendita finale resta il gruppo Enel, quest'anno al 33,7%, seguito da Edison con il 6,8% e da Eni con il 4,3%. Dei tre, solo Eni mostra una quota in aumento rispetto al 2014. Il gruppo Enel mantiene la sua importanza nel mercato totale grazie alla sua sostanziale dominanza nel *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione: più di metà di questo mercato – il 55,5%, per la precisione – è infatti servito da Enel, mentre Eni, che è in seconda posizione, possiede una quota del 4,2%. Al contrario, nei segmenti dei clienti non domestici in media e in alta/altissima tensione, dal 2013 Enel non è più il primo operatore anche se mantiene quote di mercato poco distanti da quelle dei suoi concorrenti. Nel 2015 il livello di concentrazione del mercato totale è lievemente diminuito: i primi tre operatori (gruppi societari) coprono il 44,8% delle vendite complessive (la quota era del 46,1% nel 2014); l'indice HHI è sceso da 1.330 a 1.297. Occorrono 16 gruppi (come lo scorso anno) per superare il 75%.

Anche il 2015 è stato caratterizzato da un intenso **switching**. Complessivamente, oltre 3,5 milioni di clienti (15.000 punti in meno del 2014), cioè il 9,6%, hanno cambiato fornitore almeno una volta nel corso del 2015. In termini di volumi essi corrispondono quasi a più di un quarto (27,6%) del totale dell'energia distribuita. Per i clienti caratterizzati da minori consumi (domestici e non domestici in bassa tensione) lo *switching* risulta stabile rispetto al 2014 in termini sia di volumi sia di punti di prelievo. Più in dettaglio, nel 2015 hanno cambiato fornitore: l'8% delle famiglie (cioè circa 2 milioni e 400.000 punti di prelievo), corrispondente a una quota di energia del 10%; il 15,8% (cioè poco più di 1,1 milioni) dei clienti non domestici allacciati in bassa tensione, corrispondente a una quota di energia pari al 15,5%.

Il **prezzo medio per i consumatori domestici** è risultato pari a 20,71 c€/kWh (di cui 9,642 cent è la parte di costo per l'approvvigionamento). I prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo mostrano valori che vanno da un minimo di 17,86 c€/kWh, riscontrabile per la classe 1.800-2.500 kWh/anno, a un massimo di 33,17 c€/kWh per la classe più piccola. Il prezzo al netto delle imposte possiede un andamento a "U", nel senso che scende all'aumentare della dimensione dei clienti fino alla terza classe, per poi tornare a salire per i clienti di maggiore dimensione. Il tratto decrescente della curva riflette la riduzione dei costi fissi unitari, mentre quello crescente è dovuto alla struttura progressiva delle tariffe domestiche. Il costo di approvvigionamento, invece, com'è logico attendersi, diminuisce continuamente al crescere dell'ampiezza dei consumi, ma il suo calo non compensa l'effetto della progressività delle tariffe. I prezzi dell'energia elettrica pagati nel mercato dai clienti che hanno aderito a un contratto *dual fuel* risultano quasi invariabilmente meno convenienti rispetto all'acquisto di elettricità con un contratto specifico, ma la consistenza di tali clienti e dell'energia da essi acquistata è decisamente ridotta.

I reclami, le segnalazioni e le richieste di informazione relative al settore elettrico sono state 23.316 (circa il 66% del totale), con una riduzione rispetto al 2014. Mutamenti molto lievi hanno riguardato le proporzioni tra i reclami e le richieste di informazioni, le quali, in valore assoluto, hanno subito un lieve calo. Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni ricevute sono stati i contratti e la fatturazione.

Sviluppi nel mercato gas

Principali novità nella regolazione

In tema di **bilanciamento di merito economico del gas naturale**, l'Autorità – dopo un intenso processo di consultazione - ha accolto la richiesta di Snam Rete Gas di posticipare l'avvio del nuovo regime di bilanciamento, che riceverà il regolamento (UE) 312/2014 del 26 marzo 2014 (che istituisce un Codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto), stabilendo di fissare con un successivo provvedimento la definizione del termine, tenendo conto della preferenza espressa dagli operatori per l'avviamento nel periodo estivo e, comunque, non oltre il limite ultimo previsto dal regolamento dell'1 ottobre 2016. Inoltre l'Autorità ha approvato le modifiche al Codice di rete di Snam Rete Gas, che prevedono una trasposizione dei principi del regolamento in materia di azioni di bilanciamento a disposizione del responsabile del bilanciamento.

Circa la **qualità del servizio di trasporto del gas naturale**, nel 2015 l'Autorità ha approvato le proposte di aggiornamento del Codice di rete di Snam Rete Gas e della Società Gasdotti Italia che recepiscono le nuove disposizioni in materia di odorizzazione del gas (adottate in esecuzione di una sentenza del giudice amministrativo), nonché quelle per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale e, infine, le disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi. Analogamente sono stati approvati gli aggiornamenti ai Codici di stoccaggio delle società Edison Stoccaggio e Stogit, in conformità a quanto disposto dalla nuova regolazione della **qualità del servizio di stoccaggio**, approvata dall'Autorità alla fine del 2014. Circa la **qualità dei servizi di distribuzione e misura** del gas giova osservare come anche per il 2015 è confermato il trend annuale crescente nella quantità di rete ispezionata, che si osserva ormai da diversi anni. Il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) nel 2015 pari a un valore medio nazionale inferiore a 47 minuti, risulta nel 2015 peggiore di circa otto minuti rispetto al tempo medio nazionale registrato nel 2014: l'attenzione dell'Autorità sul tema del pronto intervento rimane sempre alta, anche in termini di controlli

sull'operato delle imprese, perché tale servizio è essenziale per la sicurezza dei cittadini. La regolazione della qualità prevede un meccanismo di premi e penalità della sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale: in attuazione di tale regolazione, sono stati determinati i premi e le penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale realizzati nel 2013: complessivamente, sono stati erogati premi per 28 miliardi di euro e penalità per 4,5 miliardi di euro.

Dopo apposita consultazione, l'Autorità ha riformato la disciplina della misura dei prelievi di gas naturale dei clienti finali, anche con riferimento al processo di *switching*, allo scopo sia di garantire l'incremento del numero di dati effettivi e validati nella disponibilità del venditore e, conseguentemente, del cliente finale, sia di incentivare il ricorso da parte di quest'ultimo all'utilizzo dell'autolettura. In materia di **diffusione dei nuovi misuratori elettronici**, è stato aggiornato il piano di installazione e messa in servizio degli *smart meter* nel gas. Al 31 dicembre 2018 l'installazione e la messa in servizio degli *smart meter* di classe G4 e G6 dovrà riguardare il 50% dei clienti per le imprese con più di 200.000 clienti finali, il 33% dei clienti delle imprese con un numero di clienti finali compreso tra 100.000 e 200.000 e l'8% delle imprese le imprese con un numero di clienti finali compreso tra 50.000 e 100.000 (l'obbligo per queste ultime imprese non era mai stato posto finora). Coerentemente alla riforma della disciplina per la misura dei prelievi dei clienti finali, l'Autorità ha **rivisto la procedura di *switching***, anche al fine di ridurre la tempistica del processo a tre settimane.

Nell'anno termico 2015-2016, il conferimento della capacità di stoccaggio è avvenuto in base a meccanismi d'asta. In un contesto di mercato caratterizzato da differenziali stagionali molto ridotti, si è reso necessario, anche nel 2015, definire le modalità di funzionamento del meccanismo di sterilizzazione (con saldi a credito oppure a debito) degli impatti di natura finanziaria sulle imprese di stoccaggio derivanti dalle procedure d'asta per l'assegnazione della capacità di stoccaggio. A fronte delle capacità di stoccaggio che si sono rese disponibili a seguito della scadenza (31 marzo 2016) dei contratti di stoccaggio quinquennali sottoscritti in virtù del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130 (pari a più di 2,5 miliardi di metri cubi), il Ministero dello sviluppo economico ha introdotto l'offerta di un **servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio** volto a favorire l'importazione di nuovo GNL in estate, assicurando, a chi la richieda, la capacità di stoccaggio necessaria a stoccare il corrispondente volume di gas fino all'inverno successivo; **l'utilizzo di riferimenti di mercato**, in luogo di quelli tariffari, per il conferimento in asta della capacità di stoccaggio su base pluriennale (due anni). Infine l'Autorità ha definito i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il conferimento della capacità di stoccaggio (che non sono resi noti al sistema e, dunque, non vengono pubblicati, come stabilito dal Ministero dello sviluppo economico). Allo stesso modo l'Autorità ha definito i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio.

Nel corso del 2015 sono state approvate le prime direttive in tema di processi di mercato relativi all'**immissione di biometano nella reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale**, nonché le modalità di prima attuazione nei casi di ritiro dedicato dei quantitativi di biometano da parte del Gestore dei servizi energetici (GSE).

Come già illustrato relativamente al settore elettrico, l'Autorità ha definito i nuovi criteri per la **determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito** nei servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2016-2021. Il WACC è stato fissato pari al 5,4% per il servizio di trasporto e pari al 6,6% per il servizio di rigassificazione per gli anni 2016-2017, pari al 6,5% per il servizio di stoccaggio, al 6,1% per il servizio di distribuzione e al 6,6% per il servizio di misura per gli anni 2016-2018.

Coordinamento internazionale

Nel corso del 2015 l'Autorità ha continuato a collaborare con gli altri regolatori europei a livello multilaterale, sia attraverso l'ACER, sia attraverso il CEER. In particolare, ha partecipato attivamente alle attività dei Gruppi di lavoro ACER, responsabili dell'analisi dei Codici di rete europei predisposti da ENTSO-G; in particolare, alle modifiche del Codice di rete CAM, nonché al processo di revisione del *Gas target model* avviato all'inizio dell'anno, contribuendo alla stesura di diversi documenti e pareri, tra i quali la raccomandazione alla Commissione europea, relativa alla modifica delle regole sullo sviluppo di nuove capacità inserite nel Codice di rete per l'allocatione della capacità (CAM NC), il parere sul Piano decennale di investimenti di rete 2015 di ENTSO-G 2015 e quelli sugli scenari per l'estate 2015 e quelli per l'inverno 2016. Tra le attività cui l'Autorità ha fornito il proprio contributo attraverso l'associazione indipendente delle Autorità nazionali di regolazione energetica, si annoverano i lavori relativi alla sicurezza delle forniture, degli stoccaggi e del GNL nel comparto del gas naturale.

Inoltre, anche nel 2015 l'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica del Sud-Est Europa e ha mantenuto costante il proprio impegno internazionale nell'ambito del bacino del Mediterraneo, in particolare attraverso MEDREG, di cui è fondatrice e promotrice.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

Lo scorso anno il **consumo interno lordo di gas naturale**, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, è aumentato di 5,6 G(m³), risalendo a 67,5 G(m³) dai 61,9 G(m³) del 2014. In termini percentuali, il consumo lordo è cresciuto del 9,1% rispetto al 2014. Coerentemente agli andamenti economici e climatici, nel 2015 si sono registrati, in particolare, una marcata risalita (11,8%) dei consumi civili (residenziale e terziario), una ancor più elevata crescita nei consumi della generazione termoelettrica (16,8%), peraltro favorita anche dai bassi prezzi del gas, nonché un incremento significativo (7,7%) degli altri usi, specie di quelli per autotrazione, in aumento da anni. Solo l'industria ha registrato ancora un ripiegamento, pari a -3,4%. Nonostante l'elevato recupero, la domanda finale complessiva resta ancora lontana dal punto di massimo toccato nel 2005: nel 2015 risulta, infatti, al 75% del livello raggiunto in quell'anno.

La corposa risalita della domanda finale è stata coerentemente accompagnata da un aumento delle **importazioni nette** (9,8%). I volumi di gas importato dall'estero sono, infatti, cresciuti di 5,4 G(m³) rispetto al 2014, tornando a 61,2 G(m³); le esportazioni si sono ridotte di 16 M(m³). È proseguito, invece, il trend di riduzione della **produzione nazionale** (-5,3%). Come in passato, l'84% circa di tutta la produzione nazionale è stato estratto dalle società del gruppo Eni, che rimane l'operatore dominante di questo segmento con una quota assolutamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo societario, Royal Dutch Shell con il 9,4%. Quest'ultimo, tuttavia, accresce la propria quota di anno in anno. Poiché l'aumento delle importazioni è stato superiore a quello dei consumi, anche nel 2015 il livello di **dependenza dall'estero** (misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il consumo interno lordo) è risalito al 90,6% dal 90,1% del 2014.

L'aumento delle importazioni nel 2015 riguarda tutti i Paesi da cui l'Italia tradizionalmente acquista gas naturale, con l'eccezione del Nord Europa. Dall'Olanda, infatti, lo scorso anno è stato prelevato un miliardo e mezzo di gas in meno rispetto al 2014 (-22%), mentre i quantitativi provenienti dalla Norvegia sono rimasti sostanzialmente invariati rispetto al 2014. La crescita

complessiva del 10% dei volumi provenienti dall'estero, infatti, costituisce la media ponderata dei tassi di incremento registrati per i flussi provenienti dal Qatar (34%), dalla Russia (15%) e dalla Libia (9%). Una significativa ripresa si è registrata anche sui quantitativi algerini (7%), così come dal gruppo misto degli Altri (17%). Come negli anni scorsi i gruppi che hanno una quota superiore al 5% del gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono Eni, Edison ed Enel. Insieme i primi tre importatori hanno importato 51,4 dei 59,6 G(m³), cioè l'86,2% del gas entrato nel mercato italiano. Considerando anche le quantità prodotte all'interno dei confini nazionali, i tre gruppi incidono per l'86,5% di tutto il gas approvvigionato. Come in passato, tale quota è in aumento (era 84% nel 2014), per l'incremento delle quote di Edison ed Enel non compensato dalla discesa della quota di Eni. I tre gruppi sono anche gli unici che possiedono ciascuno più del 5% del gas disponibile, con una quota (87,5%) lievemente superiore a quella del gas approvvigionato.

Nel 2015 la **domanda totale del settore gas**, intesa come somma dei volumi di gas venduti sul mercato all'ingrosso (incluse le rivendite) e al dettaglio più gli autoconsumi, è cresciuta del 16%, avendo raggiunto 244,6 G(m³). Il mercato all'ingrosso ha movimentato 177,6 G(m³) in notevole aumento rispetto al 2014 (+21%), 53,8 G(m³) ne ha movimentati il mercato al dettaglio registrando un lievissimo aumento rispetto al 2014 (+0,3%), mentre gli autoconsumi sono ammontati a 10,5 G(m³), anche questi ultimi in notevole aumento (+25,7%). Gli operatori che nel 2015 risultano avere una quota di tale mercato superiore al 5% sono scesi a 4, mentre nel 2014 erano 5.

Come accade da molti anni, nel 2015 il numero delle imprese che hanno operato nel **mercato all'ingrosso** è cresciuto, come pure il gas che hanno complessivamente intermediato: infatti, 196 venditori, dodici in più rispetto all'anno precedente, hanno venduto complessivamente 30,8 G(m³) in più del 2014. Nel 2015 il livello di concentrazione di tale mercato ha ripreso a scendere, dopo l'aumento registrato lo scorso anno che seguiva le diminuzioni osservate sino al 2012. La quota delle prime tre società (Eni, Gdf Suez Trading Italia, Eni Trading & Shipping) è tornata infatti al 31,4% dal 35,8% calcolato nel 2014. Parimenti, è diminuita dal 48% al 46,1% anche la quota cumulata delle prime cinque imprese: le tre già citate più Edison ed Enel Trade (quest'ultima al quinto posto che era di Shell Energy Europe Limited nel 2014). Ovviamente anche l'indice HHI calcolato sul solo mercato all'ingrosso è calato rispetto al 2014, da 643 a 560. Nel 2015 il prezzo mediamente praticato nel mercato all'ingrosso è stato di 25,22 c€/m³, più elevato rispetto ai 23,45 c€/m³ del PSV (il dato è di fonte Platts), ma ancora in forte diminuzione (-9,8%) rispetto al valore osservato nel 2014, pari a 27,97 c€/m³.

La principale piattaforma di scambio nel mercato all'ingrosso in Italia è il Punto di scambio virtuale (PSV), gestita dal principale operatore della rete di trasporto, Snam Rete Gas. Dal mese di settembre dello scorso anno è possibile registrare al PSV anche i contratti gestiti dalle Borse terze. Le nuove regole approvate dall'Autorità hanno, infatti, reso operativo l'accesso al mercato nazionale italiano, attraverso il GME, delle Borse terze di altri Paesi europei, allargando così l'offerta di prodotti a termine con consegna fisica del gas al PSV. Le piattaforme di *trading* gas che offrono prodotti con consegna fisica al PSV sono ICE Endex e PEGAS del gruppo EEX gestito da Powernext, che già a marzo 2015 aveva lanciato prodotti *futures* al PSV senza consegna fisica. Questa novità permette di aumentare la liquidità in Italia, oggi molto bassa per i limitati scambi delle **Borse a termine e a pronti del gas** gestite dal GME, nettamente inferiori a quelli registrati sulla PB-GAS e ancor di più agli scambi OTC con consegna al PSV.

Nel corso del 2015, infatti, come durante l'anno 2014, sull'MGP-GAS non è stato registrato alcun abbinamento. Anche per quanto attiene all'operatività dell'MT-GAS, dalla data di avvio del 2 settembre 2013 a oggi non sono state registrate transazioni. Sul MI-GAS, nel 2015 ci sono state 33 sessioni utili, in aumento rispetto alle 4 dell'anno precedente. Il prezzo medio registrato è stato

pari a 24,38 €/MWh, in calo del 4% rispetto al 2014, a fronte di volumi transitati pari a 1.009.437 MWh, contro i 102.130 MWh del 2014. L'unico mercato tra quelli gestiti dal GME effettivamente utilizzato dagli operatori e sul quale si registra una liquidità rilevante e in costante crescita è il comparto **PB-GAS**, dedicato al bilanciamento giornaliero e che rappresenta il 98% della liquidità complessiva scambiata nei mercati gestiti dal GME. Con 99 operatori iscritti e 70 attivi, sulla PB-GAS sono stati scambiati nel 2015 volumi complessivi (tra G-1 e G+1) pari a 48.2 TWh (in aumento del 16% rispetto al 2014).

I risultati provvisori dell'Indagine sui settori dell'energia elettrica e del gas, condotta annualmente dall'Autorità, evidenziano che nel 2015 sono stati venduti al **mercato finale** 53,8 G(m³) cui vanno aggiunti 312 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*, che lo scorso anno non erano enucleati. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali risulta pari a 54,1 G(m³), con una crescita di 448 milioni rispetto al 2014. Tale esito, che quantifica la risalita del mercato totale in uno 0,8% rispetto all'anno precedente, appare modesto in confronto con il ben più significativo aumento del 9,5%, evidenziato nei dati, seppure anch'essi provvisori, del Ministero dello sviluppo economico commentati nelle pagine precedenti. La differenza con i dati ministeriali si abbassa notevolmente se si considerano i volumi relativi agli autoconsumi, oltre 13 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 67,3 G(m³), cioè a un valore del 5% circa superiore a quello del 2014. La voce degli autoconsumi risulta notevolmente aumentata rispetto al 2014: del 26% circa in termini di volumi e quasi del 14% in termini di punti di prelievo. Tale voce possiede una fortissima incidenza nella generazione elettrica (l'88% degli autoconsumi appartiene, infatti, a questo settore). La risalita dei consumi finali, tanto nei dati che emergono dall'Indagine annuale, quanto in quelli ministeriali, appare pertanto strettamente legata agli andamenti climatici che nel 2015 hanno spinto i consumi per riscaldamento nei mesi invernali (vedi infra l'incremento dei consumi civili) e quelli per il raffrescamento (intermediati dalla generazione elettrica) nei mesi estivi.

Nonostante la modesta crescita delle vendite sul mercato finale, il **numero di venditori** attivi in questo segmento della filiera anche nel 2015 ha registrato un significativo incremento: dai 342 operatori presenti nel 2014, è salito infatti a 379. Permane quindi il trend di ascesa, osservato anche nel mercato dell'energia elettrica, nel numero dei venditori, nonostante sia ormai dal 2006 che il mercato non si espande o si sviluppa in misura assai contenuta. L'8,7% (vale a dire 33 soggetti) dei 379 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale serve clienti in tutto il territorio nazionale cioè in tutte e 19 le regioni italiane metanizzate; il 61,2% delle imprese (232) ha venduto energia elettrica in un numero di regioni compreso tra 6 e 18; le restanti 119 imprese (il 30,1%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 1 e 5. La composizione societaria del capitale sociale dei venditori di gas mostra una scarsa presenza straniera: solo 13 società (sulle 339 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società svizzere o tedesche, ma sono presenti anche società lussemburghesi, austriache e spagnole. Nel 2015 il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale, in costante diminuzione da anni, è ulteriormente sceso rispetto al 2014. I primi tre gruppi controllano il 44,8%, mentre l'anno precedente la quota era pari al 45,9%. Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 52,9% (contro il 54% del 2014). L'indice di HHI calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 878 (era 929 nel 2014), un livello che comincia a distanziarsi dalla soglia di 1.000, valore al di sotto del quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa. Tuttavia, il peso di Eni è cresciuto di un punto percentuale rispetto al 2014 e resta più che doppio di quello di Enel, tornato il secondo operatore (nel 2014 era in terza posizione, dietro a Edison).

I volumi settoriali mostrano una marcata risalita dei consumi civili, con il settore domestico che cresce dell'8,8%, i consumi dei condomini con uso domestico che aumentano del 9,5%, il settore del commercio e servizi che evidenzia un incremento dell'8,7% e le attività di servizio pubblico che salgono del 12,7%. Un'elevata crescita emerge anche nei consumi della generazione termoelettrica (11,3%), peraltro favorita anche dai bassi prezzi del gas. Solo l'industria ha registrato ancora un ripiegamento, pari a -7,5%. I tassi di variazione complessivamente positivi appena visti migliorano ulteriormente nel caso dei consumi civili, se si considerano le sole vendite effettuate sul **mercato escluso quello a condizioni standard (mercato libero)**, dove i volumi di gas venduti alle famiglie risultano del 20,7% più elevati rispetto al 2014, quelli per i condomini registrano una crescita del 43,9%, quelli al terziario mostrano una variazione del 13,1%, così come il venduto alle attività di servizio pubblico è salito del 9%. Alla base della crescita dei volumi si osserva anche un significativo incremento dei clienti del mercato libero aumentati complessivamente di quasi un milione di punti di riconsegna (+13,7%), che segue quelli già notevoli registrati nei due anni precedenti (rispettivamente, +1,4 milioni nel 2013 e +1,3 milioni nel 2014).

Il quadro cambia completamente se, invece, si osservano i dati del **mercato a condizioni standard**, dove si registrano perdite molto marcate in termini sia di clienti sia di volumi. In questo caso, l'unico segno moderatamente positivo si evidenzia per i volumi acquisiti dal settore domestico che salgono dell'1,2% rispetto al 2014, nonostante una perdita di clienti del 7,5%. Questo perché nel mercato sono ancora in corso gli spostamenti dovuti alla graduale espulsione dalla tutela – *ope legis* – di tutte le categorie di clienti non domestiche. La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 64,8%, quella del mercato a condizioni standard è del 15,5%, mentre il 19,7% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, l'80,7% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 19,3% sul mercato a condizioni standard. In termini di clienti, invece, il 63,2% si rivolge al mercato a condizioni standard, mentre il 36,8% acquista nel resto del mercato.

La percentuale di **switching**, cioè del numero di clienti che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2015, è risultata complessivamente pari al 6,5%, ovvero al 48,7% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio.

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2015 evidenzia che lo scorso anno il **prezzo medio del gas** (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dalle imprese di vendita che operano sul mercato finale, è stato pari a 38,9 c€/m³. Tale prezzo nel 2014 era risultato pari a 42,3 c€/m³. Complessivamente, dunque, il prezzo medio del gas in Italia presenta una diminuzione dell'8,1%. I clienti verso i quali si osservano i maggiori decrementi (circa il 17%) sono quelli con consumi superiori a 2 milioni di m³. Ciò ha contribuito ad ampliare il divario di prezzo tra i clienti più piccoli e quelli più grandi, che nel quinquennio considerato è passato da 19,5 a 29,2 c€/m³.

I reclami, le segnalazioni e le richieste di informazione relative al settore gas sono state 13.756 (circa il 34%). Rispetto al 2014, il numero di comunicazioni ha quindi subito una apprezzabile riduzione. Sempre rispetto al precedente periodo, non si notano differenze rilevanti nel rapporto tra il numero delle richieste di informazioni e dei reclami. Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni sono stati la fatturazione e il *bonus*.

Tutela dei consumatori

In tema di conformità della regolazione italiana con l'Allegato 1 della direttiva 2009/72/CE, che disciplina le principali norme a tutela dei consumatori, le principali novità nel 2015 hanno riguardato due argomenti: la possibilità per i clienti di **disporre dei propri dati di consumo** e il loro **diritto a ricevere un conguaglio definitivo**, in seguito al cambio di fornitore, al massimo entro 6 settimane dal cambio stesso.

Sul primo argomento, nell'aprile 2015, l'Autorità ha pubblicato un documento per la consultazione per illustrare i propri orientamenti in merito alle diverse modalità di messa a disposizione dei dati storici di consumo di energia elettrica e di prelievo di potenza ai clienti finali in bassa tensione. Il documento tiene conto del fatto che – almeno nel settore elettrico – la diffusione degli *smart meter* è ormai vastissima, nonché del fatto che la normativa del Sistema Informativo Integrato (SII) prevede già procedure per la gestione centralizzata delle comunicazioni dei dati di consumo.

Sul secondo argomento l'Autorità ha stabilito che la fattura di chiusura venga emessa al più tardi 8 giorni prima dello scadere delle 6 settimane dalla data di cessazione della fornitura o entro 2 giorni prima dello scadere delle 6 settimane nel caso di recapito immediato (es. bolletta elettronica).

Altre importanti novità introdotte nel 2015 sulla tutela dei consumatori hanno riguardato:

- l'aggiornamento del Codice di condotta commerciale sugli **adempimenti di natura pre-contrattuale** a carico dei venditori e sulle modalità di esercizio del diritto di ripensamento da parte del cliente finale domestico, nonché l'aggiornamento della regolazione in materia di **contratti non richiesti**;
- l'applicazione del **diritto di ripensamento** a tutti i casi di sottoscrizione di un nuovo contratto da parte dei clienti domestici, in cui la stipula sia avvenuta mediante tecniche di comunicazione a distanza o fuori dai locali commerciali. Ciò ha comportato l'introduzione di nuovi obblighi informativi a carico del venditore a beneficio del cliente finale, nonché previsioni in materia di costi ragionevoli e proporzionali da riconoscere al venditore in caso di esercizio del diritto di ripensamento, qualora fosse stata già richiesta l'esecuzione del contratto da parte del cliente;
- per il solo settore elettrico, la gestione centralizzata nel SII di tutte le operazioni per passare a un nuovo fornitore così da permettere di realizzare l'operazione in tempi più veloci e con maggiore semplicità;
- **l'avvio di un percorso di riforma** (c.d. *Roadmap*) teso alla revisione **degli attuali meccanismi per la tutela di prezzo**. Nello specifico, il suddetto percorso è diretto a definire un graduale assorbimento di tali meccanismi, al fine di consentire la maturazione di un mercato *retail* di massa. Su tale *Roadmap* l'Autorità ha posto in consultazione i propri orientamenti individuando percorsi differenziati per tipologia di cliente finale e per settori. Nel dettaglio, ha prospettato una nuova fase in cui, da un lato, vi sarebbe un'evoluzione del servizio di maggior tutela e, dall'altro, verrebbero indicati dei percorsi di adesione volontaria dei clienti. L'adeguamento della regolazione del servizio di maggior tutela perseguirebbe l'obiettivo di rendere tale servizio più coerente con il ruolo di "ultima istanza" (servizio universale), che esso è destinato ad assumere. In tale prospettiva, ci si attende che restino forniti nel servizio di ultima istanza i clienti che non sono in grado di trovare un fornitore nel mercato libero, oltre a quelli che si ritrovano senza un venditore per cause indipendenti dalla loro volontà, per esempio, a causa del fallimento di quest'ultimo. Accanto ai percorsi di adesione volontaria, verrebbe prevista l'introduzione del nuovo regime della c.d. **tutela simile**, nell'ambito del

quale i clienti finali scelgono volontariamente di avere accesso a una fornitura di mercato libero con struttura di prezzo (ma non livelli) e condizioni contrattuali vigilate dall'Autorità.

Come si è detto all'inizio di questo sommario, riguardo al quadro delineato, il cd. "DDL concorrenza" il cui iter di approvazione è iniziato nel 2015 ed è attualmente all'esame in seconda lettura presso la Commissione industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica, contiene disposizioni che stabiliscono che il servizio di maggior tutela cessi, dall'1 gennaio 2018, anche per i clienti domestici. Ciò determina l'esigenza di accelerare il percorso graduale, con la conseguente necessità di considerare sin da subito possibili soluzioni anche per i clienti domestici, in analogia con quanto impostato nell'ambito della tutela simile per i clienti non domestici;

- la formulazione di alcune proposte al Governo e al Parlamento in tema di **bonus sociale**, come peraltro è richiesto anche dal decreto legislativo del 4 luglio 2014, n. 102, che ha recepito la direttiva europea sull'efficienza energetica;
- la definizione e finalizzazione di tutti i passaggi necessari per garantire l'operatività della Bolletta 2.0.

Per la gestione delle controversie in Italia è attivo sin dal 2012 il **Servizio conciliazione clienti energia**, gestito (in avvalimento) dall'Acquirente unico e operativo, in fase sperimentale, dall'1 aprile 2013, con entrata a regime dall'1 gennaio 2016. La fase sperimentale del Servizio conciliazione si è in effetti conclusa il 31 dicembre 2015. Nella fase di sperimentazione, il Servizio conciliazione ha ricevuto un totale di 4.583 richieste di attivazione. Il principale canale di accesso è stato quello delle associazioni dei clienti finali domestici (50%). Al canale degli altri delegati, diversi dalle associazioni, è riconducibile il 32% di richieste; il cliente finale ha attivato direttamente il Servizio conciliazione nel 18% dei casi. Il 72% delle richieste di attivazione del Servizio conciliazione ha avuto ad oggetto controversie attinenti alla materia della fatturazione. Fino al 30 giugno 2015 l'adesione dell'operatore (venditore o distributore) alla procedura attivata dal proprio cliente è avvenuta su base volontaria, mentre dopo tale data la partecipazione è diventata obbligatoria per gli esercenti la maggior tutela elettrica e per i distributori di elettricità o di gas. A oggi, sono 29 i venditori del mercato (che non sono obbligati a partecipare) che hanno aderito Servizio. Ciò premesso, nel 60% delle richieste ammesse, l'operatore ha aderito alla procedura: in tale ambito le controversie con esito positivo sono l'84% di quelle concluse.

Nel novembre 2015, l'Autorità ha dato mandato all'Acquirente Unico per la stesura di un progetto "ponte" annuale per la continuità del Servizio conciliazione e per l'individuazione delle attività relative allo sviluppo di un successivo progetto triennale, con operatività a decorrere dall'1 gennaio 2017, in vista del mutamento di scenario legato all'implementazione dell'obbligatorietà del tentativo di conciliazione. Tale progetto è stato approvato dall'Autorità nel dicembre 2015.

Come si è accennato, il decreto legislativo n. 130/15 ha recepito in l'Italia la direttiva 2013/11/UE. In attuazione di tale decreto, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di una **disciplina in materia di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie** tra clienti finali e operatori nei settori regolati che, con riferimento ai settori di competenza dell'Autorità, regolamenti il **tentativo obbligatorio di conciliazione** quale condizione di procedibilità per l'azione giudiziale. È stato proposto che la disciplina diventi operativa da gennaio 2017.

Il decreto legislativo n. 130/15 ha designato l'Autorità quale soggetto che deve istituire, mantenere e pubblicare l'elenco degli organismi ADR deputati a gestire le controversie nazionali e

transfrontaliere tra consumatori e imprese residenti nell'Unione europea, nei settori di propria competenza.

In attuazione di tali previsioni, l'Autorità ha quindi istituito tale elenco, approvando contestualmente la disciplina di prima attuazione per l'iscrizione, la tenuta, la gestione e la vigilanza dell'elenco medesimo, ferma restando l'emanazione di eventuali Linee guida applicative. L'Autorità ha anche iscritto il proprio Servizio conciliazione nell'elenco, in quanto rispondente ai requisiti del decreto legislativo n. 130/15.

Al 31 marzo 2016, risultano iscritti nell'elenco dell'Autorità, oltre al Servizio conciliazione, 2 soggetti e 4 organismi di conciliazione paritetica. L'elenco e i relativi aggiornamenti sono pubblicati sul sito Internet dell'Autorità e sono trasmessi al Ministero dello sviluppo economico, quale punto di contatto unico, ai fini delle relative comunicazioni alla Commissione europea, che redige l'elenco consolidato degli organismi ADR operanti nell'Unione europea.

Infine, relativamente alle altre preesistenti procedure di risoluzione stragiudiziale delle controversie, l'Autorità continua a sostenere e a monitorare le conciliazioni paritetiche, da un lato, attraverso la formazione del personale delle associazioni dei consumatori e il riconoscimento di un contributo alle associazioni medesime in caso di conclusione della procedura con esito positivo; dall'altro, per mezzo della valutazione di specifici report trasmessi annualmente dai principali operatori che hanno sottoscritto i protocolli d'intesa con le associazioni dei clienti finali.

Sicurezza delle forniture

Il decreto legislativo n. 93/11, nell'implementare il Terzo pacchetto energia, attribuisce le funzioni e le competenze in materia di sicurezza delle forniture al Ministero dello sviluppo economico.

3 IL MERCATO ELETTRICO

3.1 Regolamentazione delle infrastrutture

3.1.1 Unbundling

Nel corso del 2015 è proseguita l'attività dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in materia di revisione e di semplificazione della normativa che disciplina la separazione contabile, la separazione funzionale e la certificazione dei gestori dei sistemi di trasmissione e trasporto, prevedendo procedimenti e norme comuni per i settori dell'energia elettrica e del gas.

In particolare, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha emanato⁶ nuove disposizioni in materia di obblighi di separazione funzionale (*unbundling*) per i settori dell'energia elettrica e del gas, approvando il relativo allegato *Testo integrato di unbundling funzionale* (TIUF), in conformità con le disposizioni del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, e delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE. Il nuovo TIUF⁷, prevede alcune importanti novità, tra le quali:

- la modifica della definizione di impresa verticalmente integrata operante nel settore dell'energia elettrica e del gas, alla luce di quella contenuta nelle direttive comunitarie e nel decreto legislativo di recepimento delle medesime, nonché dell'esigenza di meglio definire l'ambito dell'impresa verticalmente integrata, facendo riferimento a un'interpretazione estensiva, basata sulla nozione di gruppo societario che ricomprenda anche il caso di controllo esercitato sia da persona fisica sia da ente pubblico economico e non economico;
- il raccordo delle disposizioni adottate dall'Autorità, riguardo alla certificazione del gestore del sistema di trasmissione di energia elettrica e dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale, con le norme relative alla separazione funzionale previste per le altre imprese operanti nei servizi infrastrutturali, stabilendo che, per i suddetti gestori, gli obblighi imposti dalle decisioni di certificazione adottate dall'Autorità debbano sostituire, in maniera definitiva, gli altri obblighi di separazione funzionale;
- la previsione, per le imprese di trasporto regionale del gas esentate dalle procedure di certificazione dal decreto legislativo n. 93/11, del mantenimento di specifici obblighi di separazione, almeno di tipo funzionale, in considerazione della natura delle operazioni condotte da tali imprese, analogamente a quelli previsti per i gestori di distribuzione del gas naturale con più di 100.000 clienti allacciati;
- la separazione funzionale per i gestori dei sistemi di distribuzione con più di 100.000 clienti. L'Autorità stabilisce un rafforzamento degli obblighi di separazione funzionale per le imprese con più di 100.000 clienti, prevedendo, oltre all'obbligo di nomina del gestore indipendente, anche l'obbligo di nomina di un Responsabile della conformità e la predisposizione e invio all'Autorità del programma di adempimenti con relativa revisione annuale. Il rafforzamento degli obblighi di separazione funzionale è previsto anche per tutte le imprese di distribuzione di energia elettrica, indipendentemente dalla loro dimensione;

⁶ Delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com.

⁷ Che sostituisce la previgente disciplina contenuta nella delibera 18 gennaio 2007, n. 11.

- l'introduzione di nuovi obblighi di separazione, secondo il dettato normativo del decreto legislativo n. 93/11, in relazione alle politiche di comunicazione e di marchio per la generalità dei distributori di energia elettrica e di gas naturale, indipendentemente dalla loro dimensione o dalla loro forma societaria, imponendo una completa separazione, senza alcun rischio di confusione, tra l'attività di vendita e di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale e tra l'attività di vendita di energia elettrica nel mercato libero e il servizio di maggior tutela;
- la previsione che per tutti i distributori, indipendentemente dalla loro dimensione, l'obbligo di trattamento riservato delle informazioni commercialmente sensibili sia assolto facendo ricorso, laddove disponibili, agli strumenti messi a disposizione dalla regolazione dell'Autorità, tra cui, in primo luogo il Sistema Informativo Integrato (SII). Viene altresì individuato il perimetro delle informazioni commercialmente sensibili e vengono superati gli obblighi di separazione fisica delle banche dati, di nomina del garante delle informazioni commercialmente sensibili e di tenuta del registro di accesso alle stesse, in un'ottica di semplificazione degli adempimenti a carico delle imprese.

Gli obblighi di separazione funzionale si applicano a partire dall'1 gennaio 2016, mentre quelli relativi alla separazione del marchio e delle politiche di comunicazione si applicano a partire dal 30 giugno 2016. Tempi più lunghi sono previsti solo per le imprese di minori dimensioni.

3.1.2 Regolamentazione tecnica

Servizi di dispacciamento

Modifiche e integrazioni alla disciplina dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto

Nell'ottobre 2015 l'Autorità ha approvato⁸ la proposta di regolamento delle procedure concorsuali per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto (CCC e CCP), riferite all'anno 2016, trasmessa da Terna che, con cadenza annuale, organizza dette procedure.

Il CCC è uno strumento di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto tra una zona e l'*hub* nazionale, ossia il prezzo unico nazionale. Il CCP, introdotto dal 2010, è uno strumento di copertura del rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto tra un polo di produzione limitata e la zona adiacente.

Il regolamento delle procedure concorsuali riferite all'anno 2016 presenta, rispetto a quello in vigore per l'anno 2015, le seguenti innovazioni:

- la modifica del meccanismo di calcolo della capacità produttiva delle unità di produzione di tipo solare, eolico e idroelettrico, al fine di tener conto della stagionalità tipica di tali unità;
- l'incremento del limite di transito tra le zone Centro-Sud e Centro-Nord per tenere conto, nel calcolo della soluzione di ottimo per l'assegnazione dei CCC e dei CCP, dei risultati conseguibili con il nuovo algoritmo utilizzato per la risoluzione del Mercato del giorno prima (MGP) (c.d. "algoritmo Euphemia"). Tale algoritmo consente, infatti, una maggiore possibilità di transito

⁸ Delibera 29 ottobre 2015, 510/2015/R/eel.

tra le zone Centro-Sud e Centro-Nord rispetto al passato, mediante la gestione di un modello di rete che presenta una configurazione a maglia chiusa, costituita dal collegamento delle zone Centro-Sud e Centro-Nord alla zona Sardegna.

Servizio di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica (c.d. “superinterrompibilità” nelle isole maggiori)

I servizi di interrompibilità costituiscono parte integrante del sistema di difesa della rete nazionale e rappresentano uno degli strumenti di cui Terna dispone per la gestione in sicurezza del sistema elettrico e per mitigare, in particolare, il rischio di distacco del carico diffuso. Nel novero dei servizi di interrompibilità è incluso il servizio di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica (c.d. “superinterrompibilità”), dedicato alle macrozone Sicilia e Sardegna.

L’art. 3, comma 2, lett. a), del decreto legge 30 dicembre 2015, n. 210, convertito con modificazioni dalla legge 25 febbraio 2016, n. 21, ha previsto, tra l’altro, che:

- per esigenze di sicurezza nelle isole maggiori il servizio superinterrompibilità sia prorogato fino al 31 dicembre 2017;
- l’Autorità provveda ad aggiornare le condizioni del servizio per il nuovo biennio per quantità massime pari a 400 MW in Sardegna e a 200 MW in Sicilia, con l’assegnazione a una valorizzazione annua del servizio stesso pari a 170.000 €/MW/anno.

L’Autorità ha quindi aggiornato⁹ la disciplina per l’approvvigionamento a termine del servizio di superinterrompibilità, per il periodo febbraio 2016 – dicembre 2017. Le principali innovazioni introdotte riguardano:

- la previsione di un meccanismo di assegnazione *pro quota* in caso di offerte complessivamente superiori alle quantità massime;
- la riduzione delle quantità massime approvvigionabili da 500 MW a 200 MW per la Sicilia e da 500 MW a 400 MW per la Sardegna;
- la fissazione di una valorizzazione annua del servizio pari a 170.000 €/MW/anno, in luogo del premio definito in esito a procedure concorsuali, il cui valore massimo era pari a 300.000 €/MW/anno.

Inoltre, ai fini dell’approvvigionamento del servizio superinterrompibilità nel mese di gennaio 2016, i contratti per la fornitura di tale servizio vigenti alla data del 31 dicembre 2015 sono stati modificati, previa accettazione dell’operatore interessato, prevedendo la proroga della scadenza al giorno 31 gennaio 2016 e la valorizzazione del servizio a un premio pari a un dodicesimo del premio annuo indicato dal decreto legge n. 210/15.

⁹ Delibera 4 gennaio 2016, 1/2016/R/eel.

Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi

Nelle more della riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti, delineata¹⁰ nel 2013, l'Autorità ha formulato alcune proposte¹¹ per correggere le distorsioni che caratterizzano il meccanismo in vigore per il calcolo dei prezzi di sbilanciamento. Le misure proposte riguardano:

- l'esclusione delle offerte accettate nel mercato del bilanciamento per la riserva secondaria dal calcolo dei prezzi di sbilanciamento;
- l'esclusione, dal calcolo del segno e del prezzo, di tutte le movimentazioni per servizi diversi dalla riserva secondaria, che non dipendono dallo sbilanciamento aggregato orario della macrozona.

Nel corso del 2015 gli aspetti di dettaglio della riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti delineata nel processo di consultazione del 2013, sono stati rinviati alla piena definizione delle disposizioni del futuro Codice di rete europeo per il bilanciamento (*Balancing Network Code*). Tale Codice, la cui entrata in vigore è attesa entro la fine del 2016, introdurrà, infatti, delle disposizioni vincolanti volte ad assicurare l'integrazione dei mercati di bilanciamento dei singoli Stati membri, che richiederanno una revisione complessiva dell'attuale disciplina del dispacciamento.

Regolamentazione della sicurezza e affidabilità delle reti**Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime ordinario e regime di reintegrazione dei costi**

Gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico rappresentano gli impianti tecnicamente e strutturalmente indispensabili alla risoluzione di congestioni di rete o al mantenimento di adeguati livelli di sicurezza del sistema elettrico nazionale, per significativi periodi di tempo. Questi impianti vengono sostanzialmente pagati tramite il regime ordinario (cioè attraverso il sistema tariffario), oppure tramite la reintegrazione dei costi variabili (in questo caso l'impresa proprietaria dell'impianto può anche richiedere un acconto).

Nell'ottobre 2015 l'Autorità ha delineato il quadro regolatorio¹² per l'anno 2016 in materia di determinazione dei corrispettivi per gli impianti essenziali soggetti al regime ordinario (di cui all'art. 64 della delibera n. 111/06) e al regime di reintegrazione dei costi (di cui all'art. 65 della medesima delibera). All'utente del dispacciamento titolare di un impianto essenziale in regime ordinario è riconosciuto da Terna un corrispettivo pari, in ciascuna ora, alla differenza, se positiva, tra il costo variabile ammesso dall'Autorità e il prezzo zonale espresso dal Mercato del Giorno Prima. Il corrispettivo per un impianto essenziale in regime di reintegrazione è determinato dall'Autorità ed è pari alla differenza tra i costi di produzione ammessi in relazione all'impianto considerato e i ricavi dallo stesso conseguiti dal momento dell'inserimento nell'elenco degli impianti essenziali al termine di validità dell'elenco medesimo.

¹⁰ Nel documento per la consultazione 7 agosto 2013, 368/2013/R/eel.

¹¹ Documento per la consultazione 9 aprile 2015, 163/2015/R/eel.

¹² Delibera 14 ottobre 2015, 486/2015/R/eel.

Oltre a estendere all'anno 2016 la validità di alcune disposizioni vigenti per l'anno 2015, l'Autorità ha:

- definito i valori standard dei parametri rappresentativi delle categorie tecnologia-combustibile delle unità di produzione termoelettriche per l'anno 2016;
- con riferimento al regime di reintegrazione dei costi, ha previsto, per l'anno 2016, una riduzione del tasso di remunerazione del capitale rispetto al valore vigente per l'anno 2015, al fine di considerare congiuntamente la contrazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio e l'ampliamento del periodo compreso tra il termine dell'anno cui si riferisce il corrispettivo di reintegrazione e la data attesa del riconoscimento del corrispettivo medesimo all'utente del dispacciamento interessato;
- stabilito che gli utenti interessati possano segnalare peculiarità delle proprie unità che rendano necessarie modifiche alla metodologia di calcolo del tasso di indisponibilità medio storico e/o del tasso di indisponibilità oggetto di confronto con il citato tasso storico, esplicitando le motivazioni della richiesta e fornendo elementi sufficienti, oggettivi e verificabili.

A fine anno, l'Autorità ha inoltre determinato¹³ i valori standard per il calcolo di alcune componenti del costo variabile riconosciuto di ciascuna unità essenziale soggetta al regime ordinario o al regime di reintegrazione, alla luce delle proposte avanzate da Terna e tenendo conto delle istanze formulate dagli utenti del dispacciamento interessati.

Tempi di connessione alle reti

Il *Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura (TIQE)*¹⁴ attualmente in vigore per il periodo di regolazione 2016-2023, fissa standard specifici per le connessioni con le reti di distribuzione dell'energia elettrica in MT e BT. In particolare, la disciplina prevede:

- un tempo massimo di preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT pari a 20 giorni lavorativi e sulla rete MT pari a 40 giorni lavorativi;
- un tempo massimo di esecuzione di lavori semplici pari a 15 giorni lavorativi per la rete BT e 30 giorni lavorativi per la rete MT;
- un tempo massimo di attivazione della fornitura pari a 5 giorni lavorativi;
- un tempo massimo di disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale pari a 5 giorni lavorativi per la rete BT e 7 giorni lavorativi per la rete MT;
- un tempo massimo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità pari a 1 giorno feriale.

¹³ Con le delibere 26 novembre 2015, 573/2015/R/eel e 574/2015/R/eel.

¹⁴ Approvato con la delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel.

Di seguito vengono riportati i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi e passivi. Le prime sono quelle richieste dagli impianti di produzione di energia elettrica alla rete di trasmissione o alle reti di distribuzione, principalmente per permettere a tali impianti di immettere energia nel sistema elettrico; le seconde, invece, sono quelle richieste da clienti finali alle reti di trasmissione o di distribuzione per permettere i prelievi di energia dal sistema elettrico. I dati relativi alla connessione degli utenti attivi con la rete di trasmissione, riportati in queste pagine, si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte da Terna, mentre i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi con le reti di distribuzione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti. Le connessioni degli utenti passivi, infine, sono state raccolte da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta Indagine sui settori regolati, svolta annualmente dall'Autorità.

Nell'anno 2015 Terna ha ricevuto 78 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 1,9 GW, per le quali ha messo a disposizione 48 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 1,1 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 28 giorni lavorativi. Nel 2015 sono stati accettati 36 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione, corrispondenti a una potenza totale di circa 0,7 GW.

Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione, nel 2015 le imprese distributrici¹⁵ hanno ricevuto poco più di 50.200 richieste di connessione con le reti di bassa e media tensione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 1,4 GW. In relazione a tali richieste hanno messo a disposizione poco più di 45.400 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 1,1 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 16 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 34 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 48 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Circa 39.700 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2015, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 0,7 GW.

Nel 2015, in relazione alle richieste pervenute nello stesso anno, sono state realizzate poco meno di 27.400 connessioni, corrispondenti a circa 235 MW, con tempi medi di realizzazione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 8 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici¹⁶;
- 45 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi¹⁷.

¹⁵ Come detto all'inizio del paragrafo si fa riferimento alle imprese distributrici con più di 100.000 clienti.

¹⁶ I lavori semplici sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguite con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura.

¹⁷ I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete, in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.

Sempre nel 2015 l'unica impresa distributrice che ha ricevuto richieste di connessione con le reti di alta tensione per impianti di produzione di energia elettrica è stata Enel Distribuzione con 16 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 240 MW con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 35 giorni lavorativi.

In corso d'anno sono stati accettati 6 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione, corrispondenti a una potenza complessiva di poco più di 170 MW; per uno solo di questi è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD) per una potenza di 47 MW, che però non è stata accettata. Pertanto nel 2015 non è stata effettuata alcuna connessione con reti di alta tensione degli impianti di produzione di energia elettrica che hanno presentato la richiesta di connessione nel medesimo anno.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi, nel 2015 i dati raccolti mostrano che sono state effettuate circa 306.000 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Il tempo medio allacciare i clienti è risultato pari a 9,9 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a 7,7 giorni lavorativi. Un po' più lungo e pari a 18,5 giorni lavorativi, è il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione. Rispetto al 2014 i dati evidenziano un minor numero di richieste (lo scorso anno furono 322.630), ma una riduzione dei tempi di allacciamento. Poiché per ottenere una connessione passiva sulla rete in bassa o in media tensione sono risultati necessari mediamente 11,4 giorni lavorativi, quest'anno si è registrato un risparmio di 1,6 giorni lavorativi, il 14% di tempo in meno. È opportuno precisare che i giorni indicati non includono il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Nel 2015 Terna ha effettuato solo una connessione in alta e altissima tensione per un solo cliente passivo; il tempo medio per l'allacciamento (sempre escludendo quello trascorso per ottenere eventuali atti autorizzativi e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale) è stato di 132 giorni lavorativi.

Tavola 3.1 Numero di connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2014^(A)

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO CONNESSIONI	TEMPO MEDIO (GIORNI LAVORATIVI) ^(A)
Bassa tensione	304.435	7,7
Media tensione	1.469	18,5
TOTALE	305.904	9,9

(A) Valore calcolato senza tenere conto di chi non ha connessioni, escludendo il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e/o per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Regolamentazione della qualità tecnica dei servizi

Con una serie di documenti per la consultazione (15 gennaio 2015¹⁸, 12 febbraio 2015¹⁹, 29 maggio 2015²⁰, 6 agosto 2015²¹ e 1 ottobre 2015²²) l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia di regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, di promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica e di selettività degli investimenti per lo sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023. In esito alle consultazioni sono stati adottati i seguenti provvedimenti finali:

- *Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023 (TIQE)*²³;
- *Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023*²⁴.

Tali provvedimenti sono coordinati con la regolazione tariffaria dei servizi suddetti per il medesimo periodo²⁵.

In relazione alla qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, le principali novità della regolazione 2016-2023 riguardano:

- il superamento della distinzione tra RTN storica e RTN ex Telat, nell'ambito della regolazione incentivante la riduzione dell'energia non servita;
- l'introduzione degli obblighi in capo a Terna relativi alla pubblicazione dei valori minimo e massimo della tensione efficace, attesa ed effettiva per ogni utente allacciato alla rete in alta tensione (cabine primarie, clienti finali, produttori) connesso alla RTN;
- l'introduzione di standard e indennizzi automatici legati al numero massimo annuo di interruzioni lunghe e brevi e alla durata massima delle interruzioni, per i clienti finali della RTN;
- sempre per i clienti finali della RTN, l'avvio di un monitoraggio delle interruzioni transitorie e dei buchi di tensione, nella prospettiva di introdurre standard e indennizzi automatici anche per tali fattispecie.

In relazione al servizio di distribuzione, tra le nuove disposizioni si annoverano:

- l'applicazione del meccanismo incentivante premi/penalità alla durata delle interruzioni in riferimento ai livelli obiettivo di lungo termine, fissati nel 2003, da raggiungere entro il 2015;

¹⁸ Atto 5/2015/R/eel,

¹⁹ Atto 48/2015/R/eel.

²⁰ Atto 255/2015/R/eel.

²¹ Atto 415/2015/R/eel.

²² Atto 464/2015/R/eel.

²³ Delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel.

²⁴ Delibera 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel.

²⁵ Approvata con la delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel

- la conferma dell'attuale meccanismo premi/penalità legato al numero di interruzioni e della correlata incentivazione speciale per gli ambiti territoriali con maggiore numero di interruzioni;
- una regolazione sperimentale innovativa, finalizzata alla riduzione della durata delle interruzioni con preavviso, da adottarsi con specifico provvedimento entro il 30 giugno 2016;
- l'allineamento graduale degli standard relativi al tempo massimo di ripristino dell'alimentazione di energia elettrica a otto ore per le utenze in bassa tensione e a quattro ore per le utenze in media tensione, superando in tal modo, a tutela dei consumatori, la previgente differenza tra centri rurali e centri urbani;
- l'introduzione di nuovi elementi di regolazione dei buchi di tensione e delle interruzioni transitorie per le reti in media tensione. Ciò pone le basi per la futura introduzione di standard e indennizzi automatici sul numero massimo annuo di interruzioni transitorie e di buchi di tensione per gli utenti allacciati alla rete in media tensione;
- l'introduzione di elementi di regolazione delle variazioni lente della tensione di alimentazione per le reti in bassa tensione. In particolare, le imprese di distribuzione devono predisporre un piano pluriennale per il monitoraggio di tali variazioni, tramite i contatori elettronici, e regole di ripristino del valore corretto della tensione di alimentazione per i casi di non conformità;
- l'aggiornamento di alcuni aspetti della regolazione della qualità commerciale, con particolare riferimento sia alla riduzione di alcuni tempi massimi per le prestazioni riferite alla preventivazione e alla esecuzione di lavori sulla rete e presso i punti di consegna, sia all'introduzione di registrazioni separate per le connessioni alle reti e di facilitazioni per l'attuazione di programmi di connessioni e attivazioni massive;
- l'introduzione di basilari elementi di regolazione per funzionalità innovative delle reti di distribuzione nelle aree a elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile (osservazione dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti di media tensione e regolazione della tensione delle reti di distribuzione in media tensione);
- l'introduzione di primari elementi di regolazione in relazione all'evoluzione delle reti di distribuzione nelle aree urbane (colonne montanti e *smart city*).

Particolare attenzione, infine, è stata posta sul tema della resilienza del sistema elettrico, a seguito di eventi meteorologici severi ed estesi che hanno causato interruzioni attribuibili in gran parte a causa di forza maggiore. In tal senso, l'Autorità ha chiuso²⁶ la propria Indagine conoscitiva²⁷ in relazione alle interruzioni del servizio elettrico avvenute nei giorni 6 febbraio 2015 e seguenti in vaste aree delle regioni Emilia Romagna e Lombardia.

L'Autorità ha posto, dunque, le basi per valutare la sostenibilità regolatoria di meccanismi finalizzati a ridurre l'impatto determinato dal c.d. "fuori servizio" di ampie porzioni di reti in alta e in media tensione, tra cui la predisposizione, per Terna e per le imprese distributrici con più di 50.000 utenti, di un Piano di lavoro volto all'adozione di misure regolatorie che incrementino la resilienza del sistema elettrico. Tale Piano deve contenere, oltre alla disamina tecnica, gli elementi

²⁶ Delibera 22 dicembre 2015, 644/2015/E/eel.

²⁷ Avviata con la delibera 10 marzo 2015, 96/2015/E/eel.

di costo e di beneficio, alla luce degli effetti prodotti dagli eventi meteorologici severi e persistenti verificatisi negli ultimi 15 anni.

Infine, in attuazione delle nuove disposizioni, è stato istituito un tavolo di lavoro sulla qualità del servizio mirato all'approfondimento dei seguenti temi:

- resilienza del sistema elettrico;
- introduzione del meccanismo regolatorio premi/penalità per le interruzioni senza preavviso di lunga durata, anche dovute a causa di forza maggiore;
- riferibilità degli standard individuali per gli utenti allacciati alla rete in media tensione in zone industrializzate;
- forma contrattuale speciale per gli utenti allacciati alle predette reti in media tensione.

Regolamentazione della qualità commerciale dei servizi

Il *Testo Integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023 (TIQE)* disciplina anche la qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura con riferimento alle prestazioni richieste dagli utenti. Le disposizioni prevedono standard di qualità, generali e specifici, con indennizzi automatici, obbligatori per le imprese distributrici, volti a tutelare gli utenti e a promuovere il miglioramento medio complessivo dei servizi resi su scala nazionale.

Rispetto al periodo regolatorio precedente le principali novità sono le seguenti:

- riduzione dei tempi massimi relativi a prestazioni richieste dai clienti finali riguardanti la preventivazione e l'esecuzione di lavori;
- ampliamento delle prestazioni assoggettabili alla preventivazione rapida (via telefono, a cura del venditore);
- introduzione di alcuni criteri alla base della stipula di accordi tra le imprese distributrici e i richiedenti in materia di connessioni e attivazioni massive.

Inoltre sono considerati aspetti relativi agli obblighi di registrazione dei dati e di informazione, alle modalità di effettuazione dei controlli dei dati, alle connessioni e attivazioni massive e alle performance del servizio di misura.

Misure di salvaguardia del sistema elettrico

Circa le misure di salvaguardia del sistema elettrico si rimanda a quanto indicato nel paragrafo relativo alla sicurezza e all'affidabilità delle reti.

Quadro regolatorio per le energie rinnovabili

La regolazione dei Sistemi semplici di produzione e consumo, di cui i Sistemi efficienti di utenza (SEU) e i Sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU) rappresentano i due principali sottoinsiemi, è stata definita nel 2013²⁸ dal relativo *Testo integrato dei Sistemi semplici di produzione e consumo* (TISSPC).

Nell'anno 2015 sono state verificate e approvate le regole tecniche necessarie all'applicazione del TISSPC²⁹. All'inizio del 2016, il TISSPC è stato oggetto di modifica, al fine sia del recepimento delle disposizioni contenute nel decreto legge 1 ottobre 2015, n. 154, convertito con modificazioni dalla legge 29 novembre 2015, n. 189, e nella legge 28 dicembre 2015, n. 221, sia dell'introduzione di alcune ulteriori semplificazioni in materia.

Nello specifico, l'Autorità ha³⁰, tra l'altro:

- ha eliminato dal TISSPC il riferimento al limite massimo di 20 MW previsto quale condizione per la realizzazione di un SEU;
- ha disposto che il GSE, entro il 31 ottobre 2016, anche in assenza di esplicita richiesta avvii la procedura di qualifica SEU per le configurazioni caratterizzate dalla presenza di un impianto fotovoltaico di potenza fino a 20 kW realizzato presso un cliente finale – per la cui produzione sono state erogate la tariffa omnicomprensiva e la tariffa premio sul consumo in sito³¹ – a partire dai dati già disponibili, eventualmente richiedendo dati integrativi qualora necessario, e proceda a rilasciare, qualora sussistano i requisiti, la predetta qualifica con effetti a decorrere dall'1 gennaio 2014;
- ha disposto, infine, che il GSE prescriva alcune semplificazioni nella procedura per il rilascio delle qualifiche di SEU nel caso di sistemi particolarmente semplici e caratterizzati da impianti di produzione di energia elettrica, di ridotta potenza, fino a 100 kW, sottoponendole alla valutazione e all'approvazione dell'Autorità.

Semplificazioni delle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica

Nell'anno 2015, al fine di semplificare il processo di connessione degli impianti di produzione di energia elettrica di piccola taglia, l'Autorità ha integrato il *Testo integrato delle connessioni attive* (TICA)³², con due distinti provvedimenti.

La delibera 30 luglio 2015, 400/2015/R/eel, ha modificato il TICA al fine di recepire le disposizioni previste dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 maggio 2015, con cui è stato approvato il *Modello unico* per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti fotovoltaici di potenza nominale non superiore a 20 kW, integrati sui tetti degli edifici, realizzati presso clienti finali allacciati alla rete in bassa tensione e per i quali sia contestualmente richiesto l'accesso al regime dello scambio sul posto. Tale *Modello unico*, suddiviso in due parti (una relativa alla richiesta iniziale e l'altra relativa alla fine dei lavori di realizzazione dell'impianto fotovoltaico),

²⁸ Delibera 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel,

²⁹ Delibera 21 maggio 2015, 242/2015/R/eel.

³⁰ Con la delibera 25 febbraio 2016, 72/2016/R/eel.

³¹ Previste dai decreti interministeriali 5 maggio 2011 (c.d. "IV Conto energia") e 5 luglio 2012 (c.d. "V Conto energia").

³² Allegato A alla delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08.

sostituisce ogni altro adempimento in capo ai produttori sia in relazione all'iter autorizzativo sia in relazione alla connessione, facendo in modo che essi possano rivolgersi a un'interfaccia unica (il gestore di rete) e consentendo una significativa semplificazione della procedura.

Nello specifico, a fronte di impianti fotovoltaici con le caratteristiche individuate dal decreto e per la cui connessione siano necessari esclusivamente lavori semplici limitati all'installazione del gruppo di misura, è stato previsto che:

- l'iter di connessione possa essere avviato automaticamente, senza l'emissione del preventivo per la connessione da parte dell'impresa distributrice;
- il richiedente versi all'impresa distributrice solo la quota fissa, pari a 100 €, del corrispettivo per la connessione, evitando quindi il versamento del corrispettivo per l'ottenimento del preventivo;
- l'impresa distributrice attivi la connessione entro dieci giorni lavorativi a decorrere dalla data di ricevimento della Parte II del Modello unico.

Il provvedimento stabilisce, inoltre, che le imprese distributrici, nelle proprie "Modalità e condizioni contrattuali (MCC)", definiscano una sezione dedicata agli impianti fotovoltaici con tutte le caratteristiche previste dal decreto ministeriale 19 maggio 2015 e che, in particolare, la predetta sezione sia autonoma rispetto alle restanti parti delle MCC, affinché risulti di semplice e rapida lettura da parte dei richiedenti, descriva tutte le procedure necessarie, espliciti i corrispettivi da versare nei diversi casi e identifichi con chiarezza i soggetti ai quali il richiedente dovrà rivolgersi per le varie evenienze che potranno presentarsi durante la vita dell'impianto fotovoltaico, indicando anche un contatto telefonico e un indirizzo di posta elettronica.

Il TICA è poi stato ulteriormente modificato³³ al fine di:

- dar seguito alle disposizioni del decreto interministeriale 6 luglio 2012, in merito a modalità e condizioni sulle opere di connessione alla rete degli impianti eolici *offshore*, ubicati in acque nazionali;
- risolvere alcune criticità segnalate dai gestori di rete, nonché tenere conto degli aspetti emersi nell'ambito delle procedure di risoluzione delle controversie nel frattempo intercorse³⁴, ovvero di quelli rilevati nell'ambito delle istruttorie avviate dall'Autorità. In particolare, le modifiche più rilevanti si riferiscono all'inclusione degli impianti di utenza per la connessione tra gli impianti di rete, all'acquisizione da parte dei gestori di rete degli impianti di rete realizzati dai produttori, alla puntualizzazione delle condizioni per la modifica dei preventivi accettati (anche al fine di minimizzare eventuali fenomeni speculativi atti a mantenere valida per un tempo indefinito la soluzione tecnica di connessione), alla definizione di una nuova procedura di attivazione della connessione e di un nuovo standard del relativo verbale;
- regolare la voltura della pratica di connessione (per ora limitatamente all'iter di connessione fino all'attivazione della connessione), per evitare disparità di trattamento e per coordinare

³³ Dalla delibera 20 novembre 2015, 558/2015/R/eel, a seguito del documento per la consultazione 30 luglio 2015, 401/2015/R/eel.

³⁴ Ai sensi della delibera 18 maggio 2012, 188/2012/E/com.

tutti i soggetti coinvolti attraverso il sistema GAUDI³⁵;

- garantire maggiore trasparenza, prevedendo che i gestori di rete definiscano nelle proprie MCC le modalità per la determinazione degli oneri di collaudo, nei casi in cui l'impianto di rete per la connessione sia stato realizzato dal richiedente e ceduto al gestore di rete.

Relazione sullo stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento

Nel giugno 2015 l'Autorità ha pubblicato la relazione³⁶, riferita all'anno 2013, relativa al nuovo mix di produzione di energia elettrica, analizzando lo stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento, concentrandosi poi sulla generazione distribuita.

La relazione descrive l'evoluzione del mix produttivo di energia elettrica in Italia, che nell'anno 2013 è stato caratterizzato:

- da una forte diffusione delle fonti di produzione di energia elettrica rinnovabili, in termini sia di potenza installata (39% del totale della potenza installata) sia di produzione (38,6% del totale della produzione), e dalla conseguente riduzione dell'incidenza delle fonti fossili, soprattutto dell'olio combustibile ormai quasi del tutto inutilizzato (1,9% del totale della produzione);
- dal correlato aumento del peso delle fonti aleatorie (più del 21% del totale della potenza installata e più del 12,6% del totale della produzione), in particolare della fonte solare e della fonte eolica;
- dall'incremento del peso degli impianti di generazione di piccola taglia, prevalentemente connessi alle reti di distribuzione (gli impianti con potenza inferiore a 10 MVA hanno rappresentato il 19% del totale della potenza installata e il 16,3% del totale della produzione).

Nel 2013 è diminuito il consumo di energia elettrica (290 TWh) ed è diminuito ancora di più il prelievo di energia elettrica dalle reti, poiché buona parte della generazione distribuita è realizzata presso i centri di consumo.

La relazione inoltre:

- descrive gli effetti che il nuovo mix produttivo ha avuto sull'intero sistema, in particolare sulle reti elettriche, sui mercati e sul servizio di dispacciamento, focalizzando l'attenzione sulle attività già poste in essere dall'Autorità e su quelle ancora in corso, finalizzate a consentire una maggiore diffusione delle nuove tipologie impiantistiche, garantendo la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico. Si evidenzia come l'intero sistema elettrico si stia muovendo verso uno *smart system* caratterizzato da maggiori flessibilità e interoperabilità rispetto al passato;

³⁵ GAUDI è il sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità di produzione sviluppato da Terna al fine di far confluire all'interno di un unico sistema la gestione delle preesistenti: Anagrafica unica degli impianti di produzione (CENSIMP), Anagrafica delle unità di produzione rilevanti (RUP) e Anagrafica delle unità di produzione non rilevanti (UPN6).

³⁶ Relazione 25 giugno 2015, 308/2015/l/efr.

- analizza l'impatto economico degli strumenti di sostegno alle fonti rinnovabili, con alcune brevi considerazioni in merito all'evoluzione dei costi degli strumenti incentivanti. Si focalizza, in particolare, sul picco di impatto sulla componente A_3 atteso per l'anno 2016 e derivante dal termine dell'attuale meccanismo dei certificati verdi. Infatti, oltre ai costi che derivano dalle tariffe incentivanti che ne prenderanno il posto, si sosterranno i costi associati al ritiro, da parte del GSE, degli ultimi certificati verdi invenduti (circa la metà di quelli emessi nell'anno precedente e rimasti invenduti, oltre agli altri certificati verdi eventualmente rimasti nei conti di proprietà dei produttori);
- esamina i principali aspetti attinenti al crescente consumo in sito di energia elettrica. Tale fatto rende urgente la necessità di formulare nuove riflessioni e revisioni della struttura delle bollette elettriche, con particolare riferimento alla parte attinente agli oneri generali di sistema, che risultano ormai di entità complessiva molto rilevante e non correlati all'utilizzo delle reti elettriche;
- analizza lo stato di sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento, che riveste un ruolo molto rilevante sia nel settore elettrico sia, più in generale, nel contesto dell'efficienza energetica.

Testo unico sulla produzione

Nel corso del 2015 l'Autorità ha nuovamente aggiornato il *Testo unico sulla produzione*, raccogliendo in un unico documento la normativa di riferimento per la produzione di energia elettrica, con particolare attenzione alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento, comprendendo altresì le principali disposizioni adottate in materia dall'Autorità. In particolare, sono state considerate le disposizioni relative alle connessioni degli impianti di produzione, alla misura dell'energia elettrica prodotta, ai sistemi di accumulo, allo scambio sul posto, al servizio di dispacciamento per le fonti rinnovabili non programmabili e ai sistemi semplici di produzione e consumo. Con la redazione di questo documento, si è inteso fornire uno strumento completo a quanti operano nel settore, rendendo disponibile una guida aggiornata dell'attuale quadro normativo.

3.1.3 Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti

Stato incentivazione fonti rinnovabili e assimilate

Nel corso del 2015, nonostante una riduzione degli oneri per il finanziamento degli impianti CIP6 e delle fonti rinnovabili rispetto all'anno precedente, si sono resi necessari progressivi aumenti della componente tariffaria A_3 (a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate), al fine di ridurre il fabbisogno economico del Conto alimentato dalla medesima componente, nonché di far fronte alle significative esigenze finanziarie presso il GSE, soprattutto in relazione alle modalità di ritiro dei certificati verdi.

Inoltre, per il 2016 è previsto un anomalo e rilevante aumento dei costi inerenti alle incentivazioni della produzione di energia da fonti rinnovabili, poiché, a partire da tale anno, i certificati verdi saranno sostituiti da strumenti incentivanti amministrati. Ci si attende infatti che, nel 2016, il costo totale derivante dalla fine del meccanismo dei certificati verdi, come attualmente vigente, e dalle

nuove tariffe incentivanti, che ne prenderanno il posto, sia pari a circa 5 miliardi di euro. Tale costo dovrebbe poi ritornare prossimo a 3 miliardi di euro nel 2017 per poi diminuire progressivamente negli anni successivi. Tale anomalia è stata più volte oggetto di segnalazione da parte dell'Autorità (si vedano le relazioni per il 2014 e il 2015 sullo *Stato di utilizzo e integrazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili*³⁷).

Gli adeguamenti operati nel corso del 2015 dovrebbero consentire di far fronte alle suddette esigenze finanziarie straordinarie nel 2016, soprattutto se si manterrà il *trend* positivo dei consumi elettrici registrato negli ultimi mesi del 2015.

L'Autorità ha pertanto confermato³⁸ il valore della componente tariffaria A₃, dopo un anno di adeguamenti al rialzo. La tavola 3.2 sintetizza gli oneri posti in capo al conto A₃ nel 2015 (dati preconsuntivi) confrontati con quelli del 2014.

Tavola 3.2 Evoluzione oneri per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate

ONERI DI COMPETENZA	2014		2015 ^(A)	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	349	2,6	289	2,2
Ritiro certificati verdi	3.218	23,9	3.851	29,6
Fotovoltaico	6.513	48,4	6.233	47,9
Tariffa omnicomprensiva	1.918	14,3	1.859	14,3
Incentivi amministrati FER	74	0,6	159	1,2
Ritiro dedicato	63	0,5	36	0,3
Scambio sul posto	134	1,0	170	1,3
Funzionamento GSE e altro	6	0,04	1	0,01
TOTALE RINNOVABILI	12.276	91,3	12.599	96,9
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	432	3,2	312	2,4
Oneri CO ₂ assimilate	38	0,3	37	0,3
Copertura certificati verdi assimilate	57	0,4	38	0,3
Oneri derivanti dalla risoluzione CIP6	648	4,8	18	0,1
TOTALE ASSIMILATE	1.174	8,7	405	3,1
TOTALE ONERI A₃	13.450	100,0	13.004	100,0

(A) Dati pre-consuntivi.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GSE.

Metodologie e criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito, nei settori elettrico e gas

Nel dicembre 2014 l'Autorità ha avviato³⁹ un procedimento per la revisione complessiva delle modalità di determinazione e aggiornamento del *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) per i

³⁷ Relazione 12 giugno 2014, 277/2014/l/efr e Relazione 25 giugno 2015, 308/2015/l/efr

³⁸ Con la delibera 28 dicembre 2015, 657/2015/R/com.

³⁹ Con la delibera 4 dicembre 2014, 597/2014/R/com.

servizi regolati dei settori elettrico e gas, finalizzata a garantire omogeneità nei criteri di determinazione dei tassi di remunerazione del capitale investito e ad evitare che differenze nei tassi di remunerazione dei singoli servizi regolati possano dipendere dalle condizioni specifiche dei mercati finanziari, nel periodo preso a riferimento per la fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio. Un anno dopo, a seguito di un articolato processo di consultazione⁴⁰, sono stati quindi approvati⁴¹ i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (TIWACC 2016-2021), che trovano applicazione nel periodo 1 gennaio 2016 – 31 dicembre 2021.

L'Autorità ha ritenuto opportuno procedere a una revisione delle modalità di determinazione del WACC, in ragione del fatto che il mutare del contesto dei mercati finanziari – che a partire dal 2008 hanno mostrato forti variabilità e andamenti spesso non facilmente prevedibili – ha reso evidenti i limiti della metodologia precedentemente adottata, sviluppata in un contesto di maggiore stabilità finanziaria e coerente con un assetto dei mercati caratterizzato da una debole o scarsa correlazione tra il premio per il rischio di mercato (*Equity Risk Premium*, ERP) e il livello dei tassi di interesse delle attività prive di rischio.

Il provvedimento in analisi, che ha fissato in sei anni (2016-2021) la durata del periodo regolatorio del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas (PWACC), ha definito i livelli dei parametri base del WACC, che sono validi per tutti i servizi infrastrutturali dei due settori, a differenza dei parametri specifici relativi al singolo servizio, identificati nel parametro β (relativo al rischio settoriale) e nel rapporto tra capitale di debito e capitale proprio (rapporto D/E). L'Autorità ha, infine, previsto un meccanismo di aggiornamento a metà periodo, per consentire gli aggiustamenti del tasso in funzione dell'andamento congiunturale.

Il livello del WACC è espresso, in termini reali e pre-tasse, come media ponderata di un tasso reale di rendimento del capitale proprio e di un costo del debito in termini reali, media alla quale viene aggiunto un fattore correttivo che consente la copertura delle imposte sui profitti nominali. La determinazione del tasso di remunerazione del capitale proprio continua a essere fondata sul *Capital Asset Pricing Model*.

Il tasso di rendimento delle attività prive di rischio (RF) è stato definito in termini reali, effettuando una stima del parametro in termini nominali e scorpendo il tasso di inflazione in esso incorporato. Il parametro RF è stato stimato in termini nominali secondo un approccio tendenzialmente *forward looking*, basato sui rendimenti *spot*; in particolare, il parametro è stato definito sulla base della media dei tassi di rendimento dei Titoli di Stato dell'area euro con scadenza decennale e con *rating* almeno AA (Francia, Belgio, Paesi Bassi e Germania), rilevati nel periodo 1 ottobre 2014 – 30 settembre 2015, oltre che applicando un correttivo che consenta di determinare un tasso minimo superiore a zero. Su queste basi, il tasso RF reale per gli anni 2016-2018 è stato fissato pari allo 0,5%.

Il valore del premio per il rischio di mercato (ERP) per il primo triennio del PWACC è stato calcolato come differenza tra un tasso che esprime il *Total Market Return* (TMR) reale, definito sulla base di evidenze storiche di lungo periodo, e il tasso RF reale, assunto ai fini regolatori. In occasione dell'aggiornamento del parametro, a metà del periodo regolatorio del WACC, è previsto che

⁴⁰ Documenti per la consultazione 9 giugno 2015, 275/2015/R/com, e 29 ottobre 2015, 509/2015/R/com.

⁴¹ Con la delibera 2 dicembre 2015, 583/2015/R/com.

questo venga ricalcolato come differenza tra il TMR (che rimane costante per tutto il PWACC) e il parametro RF aggiornato per il secondo triennio del PWACC, in modo tale da mantenere fisso il tasso di rendimento reale totale di mercato all'interno del periodo regolatorio. Tale previsione è stata adottata in discontinuità con la metodologia seguita nei precedenti periodi regolatori, che prevedeva di definire a inizio periodo un valore di ERP, poi mantenuto costante nel corso del periodo di regolazione, e di procedere all'aggiornamento su base biennale del solo tasso RF.

Il TMR reale è stato calcolato sulla base di una ponderazione della media geometrica e della media aritmetica dei tassi di rendimento nei Paesi con *rating* elevato, nel periodo 1900-2014, con peso pari al 20% alla media geometrica e all'80% alla media aritmetica. Su queste basi, l'ERP per gli anni 2016-2018 è stato fissato pari al 5,5%, come differenza tra il TMR reale, pari al 6,0%, e il tasso RF assunto ai fini regolatori per il primo triennio del PWACC.

L'Autorità ha previsto che la stima del coefficiente β sia effettuata distintamente per singolo servizio infrastrutturale, in occasione dei singoli aggiornamenti tariffari di periodo, sulla base delle analisi dei dati relativi alle imprese dell'area euro operanti in Paesi con *rating* elevato – considerando anche le imprese che non svolgono in modo esclusivo le attività regolate oggetto di analisi – su un periodo di riferimento almeno biennale, al fine di disporre di un numero di osservazioni statisticamente significativo.

In coerenza con la proposta illustrata in fase di consultazione, nella formula per il calcolo del tasso di rendimento del capitale proprio è stato introdotto un addendo – il quale riflette il premio che gli investitori richiedono per gli investimenti in Paesi con *rating* medio-basso – identificabile come CRP, scorporando contestualmente tale elemento dalla componente RF, che viene ricondotta a riferimenti più adeguati alla definizione di tasso di rendimento di attività prive di rischio. Il CRP per la definizione del tasso di remunerazione del capitale proprio è stato fissato pari all'1,0% per il triennio 2016-2018, sulla base delle stime derivanti da due approcci: il primo prevede di valutare il parametro come differenza tra i rendimenti delle obbligazioni emesse dalle *utility* italiane e i rendimenti delle obbligazioni emesse dalle *utility* operanti in Paesi con *rating* elevato, mentre il secondo assume che il premio addizionale sia legato alle differenze nel grado di volatilità dei mercati azionari nazionali.

In relazione al costo del debito, l'Autorità ha previsto di determinare il livello di tale costo in termini reali, come somma del tasso RF di un CRP e di un premio per il rischio del debito (*Debt Risk Premium* – DRP).

Il CRP per la definizione del costo del debito è stato fissato pari a quello assunto per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale proprio, mentre il DRP è stato fissato a un livello pari allo 0,5% per tutto il PWACC, così da allineare i riconoscimenti del costo del debito ai livelli medi riscontrati dall'analisi dei dati effettivi, sulla base di un'apposita raccolta dati condotta nel mese di agosto-settembre 2015 presso un campione rappresentativo di imprese operanti nei diversi servizi infrastrutturali.

L'Autorità ha previsto di mantenere nel primo triennio del primo PWACC i livelli correnti di *gearing* (ossia del rapporto tra il capitale di debito e la somma di capitale proprio e capitale di debito) e di procedere, in occasione dell'aggiornamento infra periodo per tutti i servizi infrastrutturali del settore elettrico e del gas, a un primo graduale aggiustamento (tenendo conto dell'impatto di tale modifica sul β *levered*) verso livelli più vicini – comunque non superiori allo 0,5% – a quelli adottati da altri regolatori europei. Ciò in ragione della necessità di considerare anche gli impatti intersettoriali e, in particolare, di evitare che si producano distorsioni nell'allocazione dei capitali tra i diversi settori.

In relazione alle tematiche e ai parametri di natura fiscale, è stato previsto di sommare al WACC, basato su valori reali, un fattore correttivo che catturi gli effetti della tassazione sui profitti nominali, determinati in funzione del tasso di inflazione atteso per il primo triennio del primo PWACC (2016-2018). Il valore atteso di inflazione per il triennio 2016-2018 è stato fissato pari all'1,5%, facendo riferimento alle ultime stime della BCE disponibili al momento della determinazione tariffaria.

Il parametro T, che rappresenta l'aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato di esercizio, è stato definito pari al 34,4% per gli anni 2016-2018, sulla base di una valutazione del peso delle aliquote nominali dell'IRES e dell'IRAP vigenti, rapportate alla medesima base imponibile, in ragione delle novità fiscali intervenute successivamente al 2011. Il parametro tc, per il calcolo dello scudo fiscale degli interessi passivi, è stato confermato pari al 27,5%, non essendosi modificata l'aliquota nominale dell'imposta IRES nel periodo compreso tra il 2011 e il 2015.

Come anticipato, l'Autorità ha previsto un aggiornamento infra periodo del tasso di remunerazione del capitale proprio, dopo il primo triennio del PWACC, in occasione del quale vengono rivisti:

- il livello del tasso RF e, conseguentemente, dell'ERP, stante l'approccio adottato che tiene fisso il rendimento totale di mercato;
- il livello del CRP;
- il livello del tasso d'inflazione utilizzato ai fini della determinazione dei livelli nominali dei rendimenti per il calcolo delle imposte sui profitti nominali;
- il livello della tassazione, anche in relazione alle future riduzioni che potranno essere definite nell'ambito delle leggi di stabilità approvate annualmente.

Ai fini dell'aggiornamento del tasso RF, è stata adottata una metodologia analoga a quella prevista per la fissazione dei livelli iniziali del medesimo parametro, con l'applicazione dello stesso correttivo in caso di tassi reali negativi; mentre per quanto riguarda l'aggiornamento del CRP, è stato definito un meccanismo *trigger* che prevede una modifica del parametro su base triennale in funzione dell'andamento dello *spread* tra BTP decennale *benchmark* italiano e *bund* decennale tedesco.

L'Autorità ha previsto, ai fini dell'aggiornamento del costo del debito, di applicare le medesime modalità adottate per l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale proprio.

La tavola 3.3 sintetizza i valori del WACC per i servizi infrastrutturali del settore elettrico.

Tavola 3.3 Valori del WACC per i servizi infrastrutturali elettrici per gli anni indicati

SERVIZIO	2016	2017	2018
Trasmissione	5,3%	5,3%	5,3%
Distribuzione e misura	5,6%	5,6%	5,6%

Il quinto periodo di regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura

In esito a un articolato processo di consultazione⁴², l'Autorità ha approvato⁴³ sia le disposizioni inerenti alla regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023, sia le disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, entrate in vigore l'1 gennaio 2016.

Tra le innovazioni più rilevanti introdotte dalla suddetta delibera figurano:

- l'estensione a otto anni della durata del periodo regolatorio, articolato in due sotto periodi, ciascuno di durata quadriennale (NPR1: 2016-2019 e NPR2: 2020-2023);
- con riferimento al periodo regolatorio 2016-2019, c.d. NPR1, la definizione di schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi operativi e di schemi di regolazione del tipo *rate-of-return* per i costi di capitale, in sostanziale continuità metodologica con i criteri adottati nel precedente periodo di regolazione;
- con riferimento al periodo regolatorio 2020-2023, c.d. NPR2, l'adozione, in via evolutiva, di un approccio in chiave di controllo complessivo della spesa (approccio c.d. *totex*), come successivamente definito.

Con riferimento all'NPR1, ai fini della determinazione dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi, l'Autorità ha escluso le voci di costo per le quali la copertura sia già implicitamente garantita dai meccanismi di regolazione (per esempio, tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulti non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio (per esempio, i costi di pubblicità e di marketing che non riflettono specifici obblighi normativi). Ai fini della fissazione dei livelli iniziali (riferiti all'anno 2016) per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura, è stato determinato il costo operativo riconosciuto per l'anno 2016 a partire dal costo effettivo sostenuto nell'anno 2014, tenendo conto del valore residuo, non ancora riassorbito tramite il fattore di recupero di produttività (c.d. *X-factor*), delle maggiori efficienze conseguite nel periodo di regolazione 2008-2011, nonché delle maggiori efficienze conseguite nel periodo di regolazione 2012-2015, ripartite equamente tra gli esercenti e gli utenti delle reti.

In merito all'aggiornamento annuale dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi nell'NPR1, l'Autorità ha confermato l'ipotesi di determinare l'*X-factor*, con l'obiettivo di riassorbire gradualmente, entro il termine dell'NPR1 (vale a dire entro la fine dell'anno 2019), la parte dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo e nel quarto periodo regolatorio, confermando altresì i termini di restituzione dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione, in un'ottica di certezza e stabilità del quadro regolatorio.

Per l'NPR1 il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti è stato fissato pari a:

- 1,0% per il servizio di trasmissione;
- 1,9% per il servizio di distribuzione (inclusi i costi di commercializzazione del servizio);

⁴² Documenti per la consultazione 15 gennaio 2015, 5/2015/R/eel, 9 luglio 2015, 335/2015/R/eel, 24 settembre 2015, 446/2015/R/eel, 17 novembre 2015, 544/2015/R/eel e incontri tematici.

⁴³ Con la delibera 654/2015/R/eel-

- 1,0% per il servizio di misura.

Con riferimento ai criteri generali per la determinazione del costo di capitale riconosciuto per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura, per l'NPR1 la delibera 654/2015/R/eel ha previsto una sostanziale continuità metodologica con i criteri adottati nel precedente periodo di regolazione, basati su formule di riconoscimento del tipo *rate-of-return*, tali da garantire un tasso di remunerazione del capitale certo e predeterminato, limitando gli interventi di modifica:

- alle misure volte a compensare gli effetti finanziari del *regulatory lag*, ossia del ritardo regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti, eliminando il precedente meccanismo (basato sulla maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito netto) e includendo nel riconoscimento tariffario il valore degli investimenti dell'anno precedente rispetto all'anno di applicazione della tariffa;
- alla revisione delle vite utili ai fini regolatori delle categorie di cespiti relativi alle linee elettriche (in altissima e alta tensione, media tensione e bassa tensione), nonché alle prese utenti;
- all'aggregazione dei costi relativi alle attività connesse alla gestione delle infrastrutture di rete e alla commercializzazione del servizio, precedentemente valutati separatamente;
- alla definizione di modalità parametriche per il riconoscimento dei costi sostenuti per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, riservati alle imprese con meno di 100.000 utenti finali connessi alle proprie reti.

Per quanto concerne la determinazione del capitale circolante netto, è stato confermato il criterio di determinazione convenzionale di tale valore in funzione delle immobilizzazioni nette, prevedendo l'applicazione di una percentuale pari a 0,1%, inferiore rispetto a quella applicata nei precedenti periodi di regolazione.

Ai fini della determinazione delle poste rettificative del capitale, con riferimento al servizio di distribuzione, è stato altresì confermato il criterio di determinazione parametrica di tale valore, in funzione del valore aggregato nazionale riferito alle poste rettificative (come riportate nelle fonti contabili obbligatorie delle imprese distributrici) applicato al valore complessivo, al 31 dicembre 2015, delle immobilizzazioni nette materiali e immateriali (al netto dei terreni) e delle immobilizzazioni in corso esistenti alla medesima data.

In merito al servizio di trasmissione dell'energia elettrica, nel nuovo periodo di regolazione è stata, inoltre, prevista l'esclusione delle immobilizzazioni in corso (LIC) dal valore del capitale investito riconosciuto, introducendo, al contempo, una clausola di salvaguardia per riconoscere, nell'NPR1, la remunerazione esclusivamente con riferimento ai LIC iscritti a bilancio al 31 dicembre 2015, fino all'entrata in esercizio dei relativi cespiti.

Inoltre, sempre con riferimento al servizio di trasmissione, è stato disposto il superamento definitivo degli incentivi di natura *input-based* per gli investimenti di trasmissione a partire dall'NPR2 (dal 2020), prevedendo al contempo, nel corso dell'NPR1, in una logica di gradualità, un meccanismo di residua incentivazione transitoria per gli investimenti rientranti nella tipologia I=3

(ossia gli investimenti strategici di sviluppo della RTN⁴⁴), relativi all'NPR1, e per gli investimenti rientranti nella tipologia I=2⁴⁵, relativi all'NPR1, per i quali è riconosciuta una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito, nei limiti del costo stimato dell'opera, pari all'1% per 12 anni, e quindi inferiore rispetto a quella riconosciuta per il periodo di regolazione 2012-2015.

A tale meccanismo di incentivazione l'Autorità ha, altresì, affiancato un meccanismo correttivo per la promozione dell'efficienza di tali investimenti.

Riguardo al servizio di connessione la delibera in esame ha previsto che:

- si proceda alla razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi;
- siano adeguate le norme in materia di localizzazione del punto di misura, in particolare in relazione alla posa centralizzata, nel caso di edifici con più unità immobiliari, per tener conto dell'evoluzione connessa allo sviluppo della telegestione e della telelettura;
- a valere dall'1 gennaio 2017, sia modificato il Testo Integrato Connessioni, al fine di promuovere il livello ottimale di potenza disponibile;
- sia integrata la disciplina delle connessioni, individuando, al fine di facilitare l'ammodernamento delle colonne montanti obsolete di proprietà del distributore, la facoltà di quest'ultimo di adeguare tali impianti alle norme o al progresso tecnologico, fatto salvo il preavviso al cliente finale e al venditore.

Incentivazione degli investimenti nelle reti di trasmissione e di distribuzione

A fronte dei recenti sviluppi del sistema elettrico nazionale, l'Autorità ha previsto che la regolazione tariffaria debba evolvere prestando una sempre maggiore attenzione ai benefici sistemici connessi allo sviluppo dei progetti infrastrutturali (per esempio, vantaggi in termini di benessere economico-sociale, di qualità e sicurezza del servizio, di integrazione delle fonti rinnovabili), sviluppandosi secondo criteri di selettività e in base a una logica *output-based*.

Nell'ambito del procedimento per la regolazione del quinto periodo elettrico, l'Autorità ha sviluppato in quattro documenti per la consultazione⁴⁶ una serie di proposte finalizzate all'attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali⁴⁷ nei settori della trasmissione e della distribuzione di energia elettrica. A tal fine si è tenuto conto dei risultati delle preesistenti regolazioni incentivanti gli investimenti sulle reti di trasmissione, dei risultati della sperimentazione sulle *smart grids* condotta a partire dal 2011, delle osservazioni formulate dagli operatori e della presenza di altre regolazioni che insistono sull'attività di distribuzione.

Sul tema degli investimenti nelle reti di trasmissione, coerentemente con gli obiettivi definiti nel proprio *Quadro Strategico per il quadriennio 2015 - 2018*, nell'ottobre 2015 l'Autorità ha posto in

⁴⁴ Così come definiti dalla tabella allegata alla delibera 31 gennaio 2013, 40/2013/R/eel.

⁴⁵ Come individuati dal comma 22.5, lettera b), del Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT).

⁴⁶ Documenti 5/2015/R/eel, 255/2015/R/eel, 464/2015/R/eel e 544/2015/R/eel.

⁴⁷ *Quadro strategico dell'Autorità per il quadriennio 2015-2018*, obiettivo OS6.

consultazione⁴⁸ la possibilità di introdurre logiche di tipo *output-based* per lo sviluppo selettivo degli investimenti sulle reti di trasmissione, al fine di massimizzare l'utilità di detti investimenti.

Oltre ad analizzare gli effetti delle precedenti decisioni regolatorie sugli investimenti di trasmissione (con capacità di trasporto interzonali e di interconnessione che non soddisfano ancora pienamente le esigenze del mercato), l'Autorità ha individuato difficoltà di natura autorizzativa e, in misura crescente, post autorizzativa.

L'Autorità ha evidenziato, infatti, come i meccanismi incentivanti adottati dal 2004, di tipo *input-based*, pur affinati dal 2011 in poi, abbiano rivelato una *proxy* piuttosto imprecisa dell'utilità per il sistema e, sulla base delle evidenze presentate, ha posto in risalto la necessità di innovare e far evolvere la regolazione per mezzo di nuovi meccanismi, che andranno progressivamente a sostituire gli schemi di tipo *input-based*, prospettando specifiche soluzioni incentivanti transitorie e gradualità.

Nel procedere alle modifiche regolatorie, l'Autorità si è attenuta:

- al principio di salvaguardia degli effetti incentivanti, già preso in considerazione nei precedenti periodi regolatori, durante i quali gli investimenti sono stati completati;
- al principio di miglioramento della regolazione a ogni periodo regolatorio, al fine di perseguire, in questo caso specifico, l'obiettivo strategico, previsto dal *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*, di garantire che gli investimenti pianificati risultino compatibili con l'efficienza del sistema e che la loro realizzazione avvenga secondo criteri di economicità.

L'Autorità ha confermato⁴⁹ anche la definitiva eliminazione degli incentivi di natura *input-based* per gli investimenti di trasmissione a partire dal sotto periodo 2020-2023, prevedendo al contempo, e solo per il sotto periodo 2016-2019, in una logica di gradualità, un meccanismo di residua incentivazione transitoria degli investimenti c.d. "I-NPR1" (relativi agli interventi strategici della tipologia I=3, già avviati da Terna) e c.d. "O-NPR1" (relativi alle opere di sviluppo da definire più dettagliatamente nel 2017, a valle di analisi costi-benefici aggiornate). L'incentivazione residua è una extra remunerazione del capitale investito, pari all'1% per 12 anni.

Il meccanismo di incentivazione transitoria è stato affiancato da un meccanismo correttivo per la promozione dell'efficienza di tali investimenti (valido per il medesimo sotto periodo 2016-2019). Nel caso in cui il costo consuntivato dopo l'entrata in esercizio risulti inferiore al costo stimato indicato dall'Autorità, ai sensi dell'art. 20 del Testo Integrato Trasporto, il gestore del sistema di trasmissione ha diritto a un premio pari al 20% della differenza tra il costo stimato e il costo consuntivato, calcolata a livello di ciascun intervento di sviluppo (I-NPR1) o a livello di ciascuna opera di sviluppo (O-NPR1).

Inoltre, l'Autorità ha indicato, come principale strumento per garantire la coerenza tra gli approcci di sviluppo utilizzati in Europa e in Italia, una metodologia di analisi costi-benefici evoluta (*cost-benefit analysis 2.0* o CBA 2.0). Tale metodologia consentirebbe di definire meccanismi selettivi di promozione degli investimenti, distinguendo gli investimenti a elevata utilità per il sistema e

⁴⁸ Con il documento per la consultazione 1 ottobre 2015, 464/2015/R/eel.

⁴⁹ Con la delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel.

identificando le priorità di sviluppo sulla base del rapporto costi-benefici e dell'utilità delle scelte di investimento a fronte delle inevitabili incertezze sul futuro.

L'Autorità ha, altresì, considerato l'introduzione di meccanismi incentivanti in relazione allo sviluppo della capacità di trasporto interzonale in via sperimentale, che dovrebbero essere preceduti da una fase di definizione delle capacità obiettivo (c.d. *target capacities*) tra zone delle rete rilevante. Tali meccanismi riconoscerebbero un premio correlato all'incremento di capacità (fino alla *target capacity*) e all'impatto economico della congestione preesistente.

In fase di consultazione i soggetti interessati hanno manifestato un positivo apprezzamento nei confronti dell'evoluzione dei meccanismi secondo la logica *output-based*, pur sottolineando, in alcuni casi, la difficoltà di individuazione di metriche semplici e dei relativi parametri di valorizzazione, così come, nel caso degli aspetti autorizzativi, la necessità di tenere conto del relativamente limitato ambito di responsabilità del gestore del sistema di trasmissione. Per tali motivi, l'Autorità ha confermato⁵⁰ la proposta, già espressa nella consultazione dell'ottobre 2015⁵¹, di svolgere successive consultazioni nel corso del 2016 e ha previsto di introdurre successivamente i meccanismi di incentivazione *output-based*.

In merito all'evoluzione delle reti di distribuzione, in relazione soprattutto al diffondersi della generazione distribuita, la normativa introdotta dall'Autorità fino al 2015 era mirata, da un lato, a sostenere progetti dimostrativi di modalità innovative di gestione delle reti in media tensione e, dall'altro, a garantire la sicurezza, regolando alcuni aspetti specifici connessi allo sviluppo accelerato della generazione distribuita.

In particolare, i risultati dei progetti pilota *smart grids* selezionati dall'Autorità⁵² sono stati analizzati nel documento per la consultazione 255/2015/R/eel, al fine di individuare le funzionalità innovative più idonee alla diffusione su larga scala.

In esito a tale consultazione sono stati definiti i meccanismi di promozione selettiva degli investimenti nelle reti di distribuzione, tesi allo sviluppo di sistemi intelligenti di distribuzione (*smart distribution systems*) nelle aree a elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile, per le quali sono state identificate due funzionalità innovative, in grado di far evolvere le reti di distribuzione secondo il modello *smart distribution systems* su larga scala, senza precludere future iniziative del mercato e lo sviluppo dei servizi di flessibilità:

- la possibilità di monitorare i flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti in media tensione;
- la regolazione della tensione sulle reti in media tensione.

L'implementazione di tali funzionalità è stata affiancata a un meccanismo di incentivi in modo da accelerarne la messa a punto nelle aree più critiche, caratterizzate dall'inversione di flusso di energia elettrica nel punto di interconnessione con la rete di trasmissione.

⁵⁰ Con la delibera 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel.

⁵¹ Documento per la consultazione 1 ottobre 2015, 464/2015/R/eel.

⁵² Delibere 25 marzo 2010, ARG/elt 39/10, 13 luglio 2011, ARG/elt 96/11, e da ultimo la delibera 23 aprile 2015, 183/2015/R/eel, nonché le relazioni finali dei progetti, pubblicate sul sito internet dell'Autorità.

L'Autorità ha, inoltre, posto l'attenzione sulle specificità delle reti di distribuzione in aree urbane. Nell'ambito della revisione delle tariffe domestiche, infatti, è stata evidenziata una possibile modifica delle abitudini di consumo e dell'utilizzo della potenza (per esempio, per l'utilizzo di pompe di calore o di piastre a induzione o per la ricarica presso l'abitazione di veicoli elettrici). A fronte di ciò, l'Autorità ha proposto l'introduzione di norme incentivanti (premi/penalità) da sviluppare su proposta dei distributori nel corso del 2016 e a valere per il periodo 2017-2019, legate ai Piani di bonifica, per favorire l'ammodernamento delle colonne montanti vetuste nei condomini.

In aggiunta, l'Autorità ha confermato l'utilità delle sperimentazioni volte a testare soluzioni tecnologiche commercialmente disponibili ma non diffuse su larga scala, prevedendo di individuare opportune forme di incentivazione.

Regolazione tariffaria per l'incentivazione degli investimenti nella RTN

Nel maggio 2015 l'Autorità ha accertato⁵³ lo stato di raggiungimento delle *milestone* relative agli investimenti strategici di sviluppo della RTN (I=3) per l'anno 2014, nonché il superamento della soglia per l'accesso all'incentivazione; inoltre, ha disposto il riconoscimento, al gestore del sistema di trasmissione, dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2014, relative agli investimenti inclusi nella tipologia I=3, a valere sulle tariffe di trasmissione 2016.

Successivamente, l'Autorità ha aggiornato⁵⁴ sia il perimetro degli investimenti I=3 e le relative *milestone*, sia le date obiettivo approvate nel 2013⁵⁵, sulla base della proposta formulata da Terna, prevedendo, tra l'altro, di non accogliere la proposta di revoca della sospensione provvisoria dell'intervento "Interconnessione HVDC Italia-Balcani" dal novero degli interventi I=3, al fine di considerare gli elementi di incertezza realizzativa e di costo che ancora permangono.

Al riguardo, l'Autorità ha subordinato l'eventuale riammissione al trattamento incentivante, in esito a una valutazione positiva dello stesso nella sua configurazione tecnica, economica e temporale aggiornata; ciò, comunque, successivamente alla concreta definizione della possibilità di riduzione dell'impatto tariffario dell'intervento, mediante il finanziamento dell'opera in regime di *interconnector*, secondo quanto previsto dalla legge n. 99/09.

Tariffe per il servizio di trasmissione

Relativamente all'articolazione della tariffa di trasmissione, i criteri di regolazione introdotti⁵⁶ per il nuovo periodo regolatorio prevedono:

- l'applicazione di una struttura binomia, con una componente in energia (10%) e una in potenza (90%), con riferimento alla tariffa di trasmissione applicata alle imprese distributrici nei punti di interconnessione (inclusi i punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali direttamente

⁵³ Delibera 29 maggio 2015, 251/2015/R/eel.

⁵⁴ Con la delibera 30 luglio 2015, 397/2015/R/eel.

⁵⁵ Con la delibera 31 gennaio 2013, 40/2013/R/eel.

⁵⁶ Con la delibera 654/2015/R/eel.

connessi alla rete di trasmissione nazionale, assimilati a punti di interconnessione). La quota potenza della tariffa di trasmissione deve essere determinata utilizzando, quale *driver*, la media delle potenze massime prelevate mensilmente nei punti di interconnessione negli ultimi 12 mesi disponibili (per il 2016: novembre 2014 – ottobre 2015), considerando flussi di prelievi di energia dalla RTN il più possibile oggettivi e stabili nel tempo;

- che la componente tariffaria in potenza sia poi applicata alla medesima potenza considerata come *driver* tariffario, eliminando così il connesso rischio volume;
- che il *driver* tariffario relativo alla quota energia sia rideterminato annualmente, al fine di ridurre l'esposizione del gestore al rischio volume, sulla base dei volumi di energia di riferimento degli ultimi 12 mesi consuntivati. L'Autorità ha inoltre previsto di valutare, nel corso dell'NPR1, l'opportunità di introdurre l'utilizzo di dati previsivi, coerenti con quelli utilizzati nell'ambito dei Piani di sviluppo, in luogo dei dati consuntivi;
- di confermare la struttura e l'articolazione della tariffa di trasmissione per i clienti finali, sulla base sia di un criterio di ripartizione dei ricavi in componenti, potenza ed energia coerente con quello adottato per il corrispettivo CTR (ossia la componente tariffaria posta a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale per le imprese distributrici), sia dei meccanismi di perequazione per le imprese distributrici, riproponendo in particolare, considerata l'incertezza dei flussi finanziari derivanti dalla fatturazione del servizio di trasmissione in capo alle imprese di distribuzione, meccanismi di perequazione d'acconto con cadenza bimestrale in corso d'anno.

L'Autorità, inoltre, ha determinato anche le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica per l'anno 2016, prevedendo in particolare di:

- includere nella *Regulatory Asset Base* (RAB) le infrastrutture acquisite da Terna nel corso dell'anno 2014 e conseguentemente incluse nel perimetro della RTN⁵⁷;
- riconoscere nella tariffa di trasmissione per l'anno 2016 il livello iniziale del costo operativo riconosciuto al gestore del sistema di trasmissione per la gestione delle infrastrutture elettriche precedentemente di proprietà del Fondo Strategico Italiano⁵⁸;
- includere nei livelli tariffari del 2016⁵⁹, l'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso, i quali afferiscono agli investimenti che rientrano nella tipologia I=3 (investimenti strategici di sviluppo della rete di trasmissione nazionale) esistenti al 31 dicembre 2014, rettificata per tener conto degli interventi sospesi provvisoriamente dal trattamento incentivante.

⁵⁷ Ci si riferisce alla linea 380 kV Larino – Termoli Centrale e alla sezione a 380 kV della SE Termoli Centrale.

⁵⁸ Ai sensi della delibera 29 ottobre 2015, 517/2015/R/eel.

⁵⁹ In base a quanto disposto con la delibera 29 maggio 2015, 251/2015/R/eel.

Tariffe per il servizio di distribuzione e misura

Con riferimento ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, l'Autorità⁶⁰, al fine di favorire le aggregazioni tra le imprese di distribuzione di piccole dimensioni, ha introdotto modalità differenziate tese al riconoscimento dei costi di capitale tra le imprese che hanno oltre 100.000 punti di prelievo connessi alle proprie reti (modalità fondata su un regime di riconoscimento individuale dei costi) e le imprese che si collocano al di sotto di tale soglia (modalità fondata su un regime parametrico).

Per le imprese con oltre 100.000 punti di prelievo, l'Autorità ha previsto una stretta continuità metodologica con i criteri adottati nel periodo di regolazione 2012-2015, sia sotto il profilo della determinazione dei costi operativi sia sotto il profilo dei costi del capitale (remunerazione e ammortamenti).

Per le imprese al di sotto di tale soglia, la richiamata delibera ha previsto che le modalità di attuazione di tale normativa siano definite entro la fine del mese di luglio 2016.

Entro la medesima data l'Autorità definirà, altresì, i criteri parametrici per la correzione del valore degli *asset* da attivare nel caso di aggregazione di imprese distributrici.

Con riferimento alle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica, il provvedimento citato:

- ha modificato il Testo Integrato della Misura Elettrica (TIME) allo scopo di prevedere la raccolta, da parte del soggetto responsabile della misura, della potenza massima effettivamente prelevata nel mese distinta per fasce, ove consentito dal misuratore;
- ha previsto di effettuare ulteriori approfondimenti rispetto alle ipotesi di evoluzione della regolazione del servizio di misura, con l'obiettivo di definire la riforma complessiva entro il mese di luglio 2016;
- ha accorpato gli elementi MIS(RAC) e MIS(VER) a copertura, rispettivamente, dei costi per la raccolta e la validazione dei dati di misura.

In materia di servizio di distribuzione e di misura, la regolazione vigente nel periodo 2012-2015 ha stabilito il disaccoppiamento tra la tariffa unica applicata ai clienti finali (c.d. "tariffa obbligatoria") e le tariffe definite per fissare i vincoli ai ricavi ammessi di ciascuna impresa distributtrice (c.d. "tariffe di riferimento").

Procedimento di revisione delle tariffe domestiche

Il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, che recepisce la direttiva europea sull'efficienza energetica, all'art. 11, comma 3, prevede che l'Autorità adegui le componenti della tariffa elettrica, al fine sia di superare la struttura progressiva rispetto ai consumi (con l'individuazione di componenti tariffarie aderenti ai costi del servizio), sia di stimolare comportamenti virtuosi e di favorire, infine, il conseguimento di obiettivi di efficienza. Il decreto legislativo prevede anche che

⁶⁰ Con la delibera 654/2015/R/eel.

l'Autorità formuli proposte inerenti alla definizione di eventuali nuovi criteri per la determinazione delle compensazioni di spesa da riconoscere alle fasce di popolazione economicamente disagiate (*bonus sociale*).

Il procedimento per la riforma della struttura tariffaria per i clienti domestici di energia elettrica ha offerto a tutti i soggetti interessati molteplici possibilità per intervenire e fornire, quindi, elementi utili alla formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità, in attuazione delle previsioni del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102. L'Autorità ha pubblicato un primo documento per la consultazione nel febbraio 2015⁶¹, già illustrato nell'*Annual Report 2015*. Il 18 giugno 2015 l'Autorità ha pubblicato il secondo documento di consultazione⁶², nell'ambito del quale sono stati presentati gli orientamenti finali in merito alla struttura delle componenti tariffarie a copertura dei servizi di rete e dei servizi di vendita, nonché alla disciplina dell'impegno di potenza, concentrando l'attenzione sulla struttura delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema e sulla gradualità di attuazione della riforma.

Nello stesso mese di giugno 2015, l'Autorità ha inviato al Governo e al Parlamento due segnalazioni in merito agli oneri generali di sistema e alcune proposte per la modifica del meccanismo del *bonus sociale*, indispensabile "ammortizzatore" degli effetti della riforma per le famiglie in condizioni di disagio economico.

Per quanto riguarda la definizione della struttura non progressiva delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, l'indirizzo finale dell'Autorità si è concentrato sull'opzione che prevede una struttura differenziata tra i clienti residenti e quelli non residenti, con il 75% del gettito raccolto in relazione all'energia prelevata (c€/kWh) e il restante 25% raccolto in relazione al numero dei punti di prelievo (c€/punto). Per i clienti residenti la struttura di tali componenti a copertura degli oneri generali (componenti A, che coprono gli oneri sostenuti nell'interesse generale del sistema elettrico, e UC, che coprono gli ulteriori elementi di costo del servizio elettrico, come per esempio, la perequazione) è di fatto monomia (per kWh di energia prelevata), mentre per i clienti non residenti è binomia (per punto e per kWh di energia prelevata).

Per quanto riguarda gli interventi di modifica della regolazione inerente all'impegno di potenza, l'Autorità si è espressa a favore di misure tese ad aumentare le opportunità di scelta a disposizione dei clienti finali, mediante:

- l'introduzione di livelli di potenza contrattualmente impegnata con un passo più fitto rispetto all'attuale;
- l'azzeramento degli oneri in capo ai clienti finali (contributo in quota fissa) previsti a favore dei distributori per la copertura degli oneri amministrativi in caso di variazioni del livello di potenza contrattualmente impegnata su richiesta dal cliente;
- la messa a disposizione, tramite la bolletta o il portale internet, delle informazioni relative alla massima potenza prelevata mensile su base quartoraria.

Per quanto riguarda la gradualità di attuazione della riforma, l'Autorità ha presentato due opzioni alternative, entrambe caratterizzate da un percorso che, partendo dall'1 gennaio 2016, si sviluppa

⁶¹ Documento di consultazione 5 febbraio 2015, 34/2015/R/eel.

⁶² 293/2015/R/eel.

nell'arco di due anni (2016 e 2017) e consente di introdurre la struttura tariffaria a regime dall'1 gennaio 2018.

Il 2 dicembre 2015, sulla base delle osservazioni raccolte nell'ambito del processo di consultazione e degli ulteriori approfondimenti compiuti, l'Autorità ha approvato la chiusura del procedimento⁶³, con un provvedimento programmatico che delinea il percorso per mezzo del quale l'Autorità intende giungere al completamento della riforma tariffaria, superando entro il 2018 l'attuale struttura tariffaria progressiva seguendo il percorso di gradualità schematizzato nella tavola 3.4.

Tavola 3.4 Schema di gradualità per la riforma delle tariffe domestiche

Opzione G2	Dal 1° gennaio 2016	Dal 1° gennaio 2017	Dal 1° gennaio 2018
Servizi di rete	A progressività ridotta	Nuova struttura non progressiva	Nuova struttura non progressiva
Servizi di vendita	Uguale al 2015	Nuova struttura non progressiva	Nuova struttura non progressiva
Oneri generali	Uguale al 2015	Struttura transitoria	Nuova struttura non progressiva
Impegno di potenza	Disponibilità dati	Disponibilità dati Ridefinizione taglie Riduzione diritti fissi	Disponibilità dati Ridefinizione taglie Riduzione diritti fissi

Fonte: AEEGSI, documento per la consultazione 293/2015/R/eel.

Le ragioni sottese alla decisione di adottare, a partire dal 2018, una tariffa domestica completamente non progressiva (c.d. "TD"), possono essere sintetizzate come segue:

- mantiene un rilevante incentivo ai comportamenti virtuosi da parte dei cittadini in termini di risparmio energetico, in quanto la componente in c€/kWh rimane, comunque, molto elevata in proporzione alla spesa finale, rappresentando una quota compresa tra il 70% e l'80% dell'intera bolletta;
- contribuisce a favorire il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica, in termini di stimolo, da una parte, alla sostituzione delle esistenti apparecchiature per usi elettrici "obbligati" (refrigerazione, illuminazione ecc.) con nuovi modelli a più elevata classe energetica e migliori prestazioni e, dall'altra, alla equa valutazione di convenienza dell'energia elettrica, in sostituzione di usi di altri vettori energetici, promuovendo in tal modo anche applicazioni elettriche da fonti rinnovabili in sito, che attualmente sono fortemente penalizzate dalla progressività della attuale tariffa domestica;
- non determina impatti sulle categorie di utenti con struttura non progressiva (come espressamente richiesto dal decreto legislativo n. 102/14, poiché la graduale riduzione dei sussidi incrociati non coinvolge in alcun modo i clienti appartenenti alla tipologia di utenza non domestica);

⁶³ Delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel.

- le componenti a copertura dei servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura) della struttura tariffaria TD risultano aderenti ai costi dei servizi, in modo tale da garantire che a tutti gli utenti alimentati in bassa tensione (domestici e non domestici) sia applicato il medesimo corrispettivo proporzionale all'energia prelevata, relativo solo ai costi della Rete di Trasmissione Nazionale. Infatti, i costi di distribuzione sono recuperati attraverso un corrispettivo commisurato alla potenza contrattualmente impegnata, mentre i costi di misura sono recuperati attraverso un corrispettivo fisso.

Nelle more della revisione del *bonus* sociale, prevista dal decreto legislativo n. 102/14, L'Autorità ha introdotto⁶⁴ ulteriori disposizioni, al fine di tutelare i clienti domestici in situazione di disagio economico. Pertanto, il calcolo delle compensazioni di spesa per la sola fornitura di energia elettrica, valide nel 2016 per i clienti in disagio economico, dovrà avvenire in modo da non comportare né il riconoscimento di importi di compensazione inferiori rispetto a quelli attualmente garantiti, né un peggioramento delle condizioni economiche dei clienti a causa della spesa di energia elettrica.

Tale decisione è stata adottata dopo avere verificato che il suddetto temporaneo adeguamento delle regole di aggiornamento:

- da un lato, determinasse un incremento molto contenuto degli oneri, tale da non essere transitoriamente riflesso in un corrispondente aumento della componente tariffaria AS, istituita allo scopo di finanziare il sistema dei *bonus* destinati ai clienti domestici del servizio elettrico che si trovano in stato di disagio fisico o economico;
- dall'altro lato, risultasse comunque coerente – anche riguardo ai clienti finali per i quali la riforma tariffaria non determinerà un aumento della spesa annua, bensì una diminuzione – secondo il livello di riduzione della spesa sancito dal decreto ministeriale 28 dicembre 2007, fissato nella misura «*indicativamente del 20%*».

Con riferimento alla sperimentazione tariffaria per le pompe di calore utilizzate come unico sistema di riscaldamento e in considerazione del percorso di gradualità previsto, l'Autorità ha ritenuto opportuno:

- prorogare di un anno (fino al 31 dicembre 2016) la scadenza ultima⁶⁵ per l'adesione di nuovi clienti,
- avviare un'ulteriore fase di consultazione per verificare la possibilità di includere, nella sperimentazione in atto, ulteriori clienti domestici, in parallelo al dispiegarsi della riforma complessiva della tariffa domestica.

Infine sono state adottate alcune ulteriori delibere che danno l'avvio al percorso di attuazione degli interventi delineati dalle nuove disposizioni per tutelare i clienti domestici in situazione di disagio economico, tenendo altresì conto del nuovo periodo regolatorio iniziato l'1 gennaio 2016 e della disciplina della Bolletta 2.0.

⁶⁴ Con la delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel.

⁶⁵ Prevista dalla delibera 8 maggio 2014, 205/2014/R/eel.

Esclusione di trasferimenti incrociati tra attività della filiera

Gli obblighi di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas sono stati introdotti, tra le altre cose, con la finalità di escludere che le imprese operanti nel settore elettrico e del gas effettuino trasferimenti incrociati di risorse tra diverse attività della filiera. Nel corso del 2015 l'Autorità non ha avviato né concluso, nel settore elettrico procedimenti volti all'accertamento di violazioni della disciplina in materia di obblighi di separazione contabile.

3.1.4 Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere

Nel 2015 le attività dell'Autorità tese all'integrazione del mercato elettrico italiano in quello europeo, oltre a quelle svolte in collaborazione con le altre Autorità di regolazione europee hanno riguardato principalmente l'implementazione del regolamento (CE) 1222/2015 recante *Linee guida per l'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni*, entrato in vigore nel mese di agosto 2015.

Integrazione dei mercati all'ingrosso

Il disegno europeo del mercato interno dell'energia elettrica è per buona parte contenuto nel regolamento (CE) 1222/2015, Linee guida sull'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni (*Capacity allocation and congestion management – CACM*), entrato in vigore il 14 agosto 2015. Detto regolamento si pone l'obiettivo di rendere più efficiente l'utilizzo delle infrastrutture di trasmissione, attraverso l'elaborazione di regole condivise, che consentano di valorizzare al meglio la capacità di interconnessione esistente tra gli Stati membri. Le Linee guida CACM contengono le metodologie per l'allocazione della capacità con riferimento ai mercati del giorno prima e infragiornaliero e chiariscono le modalità in base alle quali è calcolata la capacità di trasporto tra le varie zone di mercato (c.d. *bidding zones*). L'implementazione delle Linee guida CACM, che peraltro rende il *market coupling* l'unica possibile modalità di allocazione delle capacità transfrontaliere, ha assorbito le attività dell'Autorità mirate all'integrazione del mercato elettrico all'ingrosso nell'anno appena trascorso.

Dal punto di vista giuridico, il CACM è un orientamento della Commissione europea; pertanto, a differenza dei regolamenti finora adottati per il settore del gas che, rivestendo la forma di Codici di rete, forniscono un insieme completo di regole pronte per essere implementate a livello nazionale, il CACM rimanda a successivi atti di regolazione che devono essere elaborati di concerto da tutti i TSO/NEMO (vedi *infra*) e approvati da tutte le Autorità di regolazione degli Stati membri. Il processo di implementazione del CACM comporterà, dunque, un notevole impegno da parte delle Autorità di regolazione nazionali che, nell'arco di due anni, saranno coinvolte (a livello europeo e nazionale) nei processi di approvazione di ben 23 "termini e condizioni o metodologie". Al fine di agevolare la cooperazione e la collaborazione tra le Autorità di regolazione per il raggiungimento di una posizione condivisa, nel marzo 2016 i regolatori europei hanno stabilito di costituire un'apposita piattaforma denominata *European regulators forum* (ERF), in cui i rappresentanti designati di ogni Autorità di regolazione si impegnano ad adottare determinate posizioni su termini e condizioni proposti dai TSO/NEMO, sulla base delle indicazioni ricevute da un apposito *working group*, in cui l'ACER può essere invitata in qualità di osservatore.

La prima procedura di approvazione in ambito CACM, sulla quale l'Autorità sarà chiamata a decidere entro maggio 2016 nel quadro dell'ERF, concerne l'approvazione della proposta di regioni per il calcolo della capacità su una proposta elaborata dai gestori della trasmissione (TSO). Nel caso in cui le Autorità non riescano a raggiungere un accordo entro i termini indicati, sarà l'ACER a decidere. Il regolamento prevede, infatti, che i gestori di rete adottino metodologie coordinate di calcolo della capacità di interconnessione per zone di offerta, secondo un approccio basato sul flusso (*flow based*) come regola generale o un approccio basato sul calcolo coordinato della capacità netta di trasmissione (*net transfer capacity*) come eccezione. La metodologia di calcolo effettuata dovrà essere unica per tutte le frontiere che appartengono alla stessa regione elettrica ed entro il 2020 l'obiettivo del CACM è quello di pervenire a una metodologia armonizzata per il calcolo delle capacità tra tutte le suddette regioni elettriche.

Mentre il regolamento (CE) 714/09 divideva le frontiere elettriche dell'Unione in sette regioni (l'Italia apparteneva alla Regione Centro-Sud Europa), il regolamento CACM chiede che i TSO rideterminino le regioni per il calcolo delle capacità e le sottopongano a tutti i regolatori nazionali per la loro approvazione congiunta. In data 9 novembre 2015 Terna ha inviato all'Autorità italiana la proposta congiunta da parte dei TSO, elaborata in ambito ENTSO-E, a seguito di una consultazione pubblica e di un parere informale elaborato dalle Autorità di regolazione tramite l'apposito gruppo ACER incaricato dell'implementazione del CACM (CACM WS). La proposta prevede la definizione di 11 regioni per il calcolo della capacità e la Rete di trasmissione nazionale (RTN) appartiene alla Regione 4, coincidente con la zona Nord e i suoi confini transfrontalieri con la Francia, la Svizzera, l'Austria e la Slovenia (*Italian North Borders*), e alla Regione 5, coincidente con le restanti zone di mercato italiano e con l'interconnessione con la Grecia (*Italian Borders 2*).

Designazione del NEMO

Il regolamento *Capacity allocation and congestion management guideline* (CACM), entrato in vigore il 14 agosto 2015, ha reso il *market coupling* (ossia, l'allocazione implicita della capacità di trasporto) l'unica possibile modalità di allocazione della capacità transfrontaliera su base giornaliera e infragiornaliera e ha introdotto l'obbligo, a livello nazionale, di nominare uno o più *Nominated Electricity Market Operators* (NEMO) ovvero dei gestori di mercati organizzati cui è affidato il compito di dare esecuzione al *market coupling* giornaliero e infragiornaliero. Pertanto l'Autorità è intervenuta nella procedura di nomina del NEMO, formulando il 6 agosto 2015 un parere al Ministro dello sviluppo economico, dopo avere verificato il rispetto da parte del Gestore dei mercati energetici (GME) di tutti i requisiti previsti dall'art. 6 delle Linee guida CACM. La procedura ordinaria di nomina di un NEMO per ogni *bidding zone* poteva essere derogata qualora, al momento dell'entrata in vigore del regolamento stesso, fosse in essere un monopolio legale per i servizi di negoziazione *day-ahead* e *intraday*. In tal caso, lo Stato membro avrebbe dovuto darne notizia alla Commissione europea entro due mesi dall'entrata in vigore. Il Ministero dello sviluppo economico, con comunicazione del 26 maggio 2015, ha informato l'Autorità di voler attivare la procedura speciale per la designazione del GME quale NEMO per l'Italia, previo parere dell'Autorità, notificando alla Commissione europea il monopolio legale del GME nella gestione dei servizi di negoziazione.

Valutate le informazioni ricevute dal GME, l'Autorità ha reso al ministero un parere positivo in ordine al rispetto dei requisiti previsti dal regolamento CACM.

Market coupling con Francia, Austria e Slovenia

In conformità con quanto previsto dal regolamento CACM, come illustrato nel paragrafo precedente, l'Autorità italiana già nel luglio 2014 aveva aderito all'iniziativa, avviata a livello europeo, di implementazione anticipata volontaria al progetto di *market coupling*, nell'ambito delle attività della Iniziativa regionale Centro-Sud Europa, ponendo in consultazione⁶⁶ i suoi primi orientamenti in materia. Nel febbraio 2015 l'Autorità ha avviato⁶⁷ il *market coupling* sulle frontiere italiane relativamente all'interconnessione Italia-Francia, Italia-Austria e Italia-Slovenia; in relazione agli ulteriori Paesi della regione Centro-Sud, il provvedimento specifica che il *market coupling* sulla frontiera Italia-Svizzera sarà implementato successivamente alla definizione degli accordi in materia di energia tra la Confederazione elvetica e l'Unione europea, mentre quello sulla frontiera Italia-Grecia, al momento unico altro mercato elettrico confinante, sarà implementato a seguito della revisione delle peculiari caratteristiche tecniche del mercato ellenico, che a oggi ne limitano le possibilità di integrazione.

Nello specifico, il 25 febbraio 2015 ha avuto avvio effettivo l'allocazione giornaliera dei diritti di capacità di trasporto sulle frontiere Italia-Francia e Italia-Austria, attraverso un'asta implicita, mentre sulla frontiera Italia-Slovenia tale meccanismo era già in uso dall'1 gennaio 2011. Le tre frontiere nord italiane sono entrate, così, a far parte del progetto *Multi Regional Coupling (MRC)*, che include anche le frontiere appartenenti alle regioni elettriche dell'Europa nordoccidentale (Francia, Germania, Olanda, Belgio, Lussemburgo, Regno Unito, Scandinavia), dei Paesi baltici, dell'Europa sudoccidentale (Spagna e Portogallo), nonché la frontiera tra la Polonia e la Svezia. Complessivamente il progetto MRC comprende 19 Paesi europei, il cui consumo elettrico aggregato su base annua ammonta a circa 2.800 TWh, mentre il volume negoziato su base giornaliera si aggira intorno ai 4 TWh, per un controvalore di circa 150 milioni di euro.

Nel merito, l'allocazione giornaliera dei diritti di trasporto in ambito MRC si conforma a un criterio decentrato ed è organizzata sulla base di due distinte funzioni:

- la funzione di operatore del *market coupling* (indicato come MCO nel regolamento europeo CACM), che consiste principalmente nel trovare un equilibrio di mercato determinando i prezzi per ciascuna zona di offerta;
- la funzione di operatore nazionale del mercato elettrico (NEMO), che consiste nel raccogliere le offerte dei partecipanti al mercato, inviarle all'MCO, ricevere da questi gli esiti del calcolo dell'equilibrio di mercato, trasmetterli ai partecipanti e infine liquidare e regolare le partite economiche.

La funzione dell'MCO è svolta grazie all'utilizzo di un algoritmo di risoluzione del mercato, *Euphemia (EU Pan-european hybrid electricity market integration algorithm)*, sviluppato nell'ambito del progetto *Price coupling of regions (PCR)*, cui ha preso parte anche il GME.

Le Borse che hanno partecipato a questo progetto in qualità di membri a pieno titolo (c.d. *full member*) esercitano la funzione di operatore del *market coupling* MCO a rotazione, in modo che in ogni periodo ci sia un unico responsabile dei risultati del mercato; alle altre Borse *full member*

⁶⁶ Documento per la consultazione 24 luglio 2014, 356/2014/R/eel.

⁶⁷ Con la delibera 12 febbraio 2015, 45/2015/R/eel.

spetta, invece, il compito di controllare i risultati e fornire un back up in caso di problemi. La funzione di operatore nazionale del mercato elettrico (NEMO) è svolta in parallelo, in modo decentrato ma coordinato, dalle singole Borse, nelle fasi di *pre e post coupling*; in particolare tale funzione prevede la liquidazione e la regolazione delle partite economiche sia tra le Borse e i partecipanti al mercato, sia tra le stesse Borse. Le procedure da espletare nelle fasi di *pre e post coupling* sono state codificate all'interno di specifici accordi tra Borse e gestori di rete TSO (*Transmission System Operator*) appartenenti all'*Italian border working table* (IBWT). Inoltre, l'adesione all'MRC ha richiesto la sottoscrizione di un accordo per la gestione delle attività operative (*Day ahead operational agreement*) tra tutte le Borse e i TSO aderenti del progetto. Tutti gli accordi sottoscritti da Terna e dal GME sono stati verificati positivamente dall'Autorità.

Prezzi negativi

Il regolamento CACM prevede che, entro 18 mesi dalla sua entrata in vigore, tutti gli operatori nazionali del mercato elettrico (NEMO), nel caso italiano il GME, in collaborazione con tutti i gestori di rete TSO, nel caso italiano Terna, elaborino una proposta per l'armonizzazione, a livello sovranazionale, dei prezzi di equilibrio massimi e minimi (*cap* e *floor*) per l'MGP e il Mercato infragiornaliero (MI) che dovrà essere approvata da tutte le Autorità di regolazione. Il CACM, inoltre, prevede che, sempre entro 18 mesi dall'entrata in vigore, i NEMO elaborino una proposta comune sui prodotti negoziabili sull'MGP sull'MI.

Attualmente nel mercato italiano le offerte in acquisto sul mercato elettrico (MGP e MI) sono limitate amministrativamente da un limite superiore (*cap*), quantificato dall'Autorità in 3.000 €/MWh e un limite inferiore (*floor*), pari a 0 €/MWh. Inoltre, sono attualmente negoziabili solo prodotti semplici, che specificano un unico prezzo per un determinato volume di energia su base oraria.

Tuttavia, a partire da febbraio 2015 il mercato italiano è "accoppiato" con i mercati tedesco (tramite la frontiera austriaca) e francese, che invece adottano i limiti più comuni di +3.000 €/MWh e -500 €/MWh e consentono di negoziare prodotti "complessi". Pertanto, anche considerato che implementare il *market coupling* senza armonizzare i limiti di prezzo potrebbe generare possibili inefficienze nella gestione della capacità transfrontaliera in alcune condizioni particolari, l'Autorità ha avviato⁶⁸ un procedimento finalizzato a riconsiderare limiti di prezzo sull'MGP e sull'MI. L'Autorità ha poi illustrato⁶⁹ i primi orientamenti in merito all'introduzione dei prezzi negativi nel mercato elettrico italiano, in coerenza anche con quanto previsto dal regolamento (CE) 2015/1222. Considerando che la possibilità di presentare offerte con prezzi negativi consente di affrontare condizioni di eccesso di offerta di energia elettrica a prezzo nullo secondo criteri di merito economico, il documento illustra alcuni elementi che caratterizzano l'introduzione dei prezzi negativi nei diversi mercati (MGP; MI; MSD; Mercato di bilanciamento - MB; contratti bilaterali). In particolare, l'Autorità ha considerato l'introduzione, nei soli mercati MGP ed MI, di un *floor* pari a -500 €/MWh, coerentemente con quanto già in essere nei mercati elettrici del Centro e del Nord Europa aderenti al progetto: l'ipotesi di ammettere prezzi negativi in

⁶⁸ Con la delibera 45/2015/R/eel.

⁶⁹ Nel documento per la consultazione 14 dicembre 2015, 605/2015/R/eel, che si inquadra nell'ambito della formazione di provvedimenti per la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento.

questi due mercati implicherebbe la possibilità che anche i prezzi di sbilanciamento possano assumere valori negativi a prescindere dall'ammettere offerte di prezzo negative sull'MSD.

È stata, dunque, considerata anche la possibilità di introdurre un *floor* negativo pure nell'MSD per le offerte a scendere (caso in cui i soggetti abilitati presentino offerte di acquisto di energia precedentemente venduta nei mercati dell'energia), consentendo così agli operatori di formulare offerte di prezzo che meglio riflettono i loro costi, inclusi quelli di spegnimento (costo S), così da rendere più competitivi gli impianti di produzione maggiormente flessibili. Il menzionato documento considera, quindi, gli effetti dell'introduzione dei prezzi negativi sui contratti bilaterali registrati sulla Piattaforma conti energia (PCE), sulla disciplina degli impianti essenziali, che beneficiano della priorità di dispacciamento, e sulla generazione incentivata. Infine, l'Autorità ha considerato l'esercizio del potere di mercato che l'introduzione di prezzi negativi potrebbe favorire e per cui potrebbe essere richiesta una maggiore trasparenza nella selezione delle offerte, nonché nel monitoraggio della formazione dei prezzi e della eventuale definizione di misure di mitigazione.

Progetto pilota *intraday* Italia-Slovenia

Nell'agosto 2015 le Borse dell'energia e i gestori dei sistemi di trasmissione di Italia e Slovenia hanno inviato alle rispettive Autorità di regolazione la proposta di avvio di un progetto pilota bilaterale per l'allocazione implicita della capacità, simile a quella già in vigore nell'MGP dal 2011, nell'ambito del mercato elettrico transfrontaliero. In vista dell'entrata in vigore del regolamento (CE) 1222/15, il progetto risulta non solo coerente con esso ma permette anche di sperimentare alcune soluzioni volte a superare i meccanismi di allocazione esplicita negli MI con i Paesi confinanti⁷⁰. Il progetto si pone, infatti, l'obiettivo di testare una soluzione (allocazione implicita infragiornaliera) che, per quanto prevista dal regolamento CACM nelle aste regionali, non ha a oggi riscosso attenzione in Europa; tale soluzione, tra l'altro, permetterebbe di risolvere il problema della valorizzazione della capacità allocata nell'MI, al quale il puro *continuous trading* – modello di negoziazione continua previsto dal medesimo regolamento – non offre attualmente alcuna soluzione basata sul mercato. Il 25 settembre 2015, con una lettera congiunta del regolatore sloveno, l'Autorità italiana ha confermato alle Borse e ai gestori dei sistemi di trasmissione dei due Paesi l'interesse per l'iniziativa, chiedendo l'avvio tempestivo della fase di progettazione e di sperimentazione.

Diritti di trasporto allocati su base mensile e annuale – Nuovo regime di *firmness*

Sulla base della *Roadmap* per l'implementazione del mercato elettrico europeo, predisposta nell'ambito delle iniziative regionali e ratificata con l'*Electricity Florence Forum*, la Commissione europea e l'Agenzia per la cooperazione dei regolatori nazionali per l'energia (ACER) hanno invitato l'*European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) a redigere, per il 2016, le regole di allocazione dei diritti della capacità di trasporto di lungo termine (per mezzo di aste annuali e mensili), che prevedano dei meccanismi di allocazione il più possibile armonizzati a livello europeo. ENTSO-E ha pubblicato il documento per la consultazione *Draft*

⁷⁰ Così come previsto dalla delibera 5 febbraio 2015, 33/2015/R/eel.

allocation rules for forward capacity allocation il 2 marzo 2015, con inclusi 19 allegati che indicano l'ambito di applicazione a livello regionale. Tali *allocation rule*, come proposte da ENTSO-E, prevedono, tra l'altro, l'applicazione di un regime armonizzato di compensazione dei diritti di importazione, allocati su base annuale e mensile, che non possono essere utilizzati a seguito di interventi di riduzione della capacità (*curtailment*) da parte dei TSO, c.d. "regime di *firmness*", stabilendo che:

- per i confini sui cui è attivo il *market coupling*, già per il 2016 si adotti, su base volontaria, una regola di compensazione in caso di *curtailment* (o impossibilità di utilizzo), basata sul differenziale di prezzo degli MGP, superando in tal modo l'attuale regola che prevede la restituzione del prezzo d'asta originariamente pagato dagli operatori;
- in caso di *curtailment* su una frontiera, la compensazione sia vincolata a un massimale mensile pari alla rendita di congestione raccolta su quella frontiera.

L'Autorità ha posto in consultazione i propri orientamenti in merito all'eventuale revisione delle modalità di compensazione economica riconosciuta agli assegnatari dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto transfrontaliera, in caso di riduzioni della capacità disponibile (compensazione al prezzo d'asta), sottolineando come, al fine di contenere i potenziali oneri per il sistema derivanti dalla compensazione dei diritti oggetto di limitazione, sarebbe contestualmente necessario valutare l'applicazione di una riduzione dei volumi di diritti allocati su base annuale e mensile. A seguito dell'analisi delle osservazioni presentate al menzionato documento, l'Autorità, quale regolatore leader dell'iniziativa regionale per il Centro-Sud Europa, con la lettera del 17 luglio 2015 ha provveduto a fornire all'ACER e a ENTSO-E alcune indicazioni, concordate tra i regolatori della suddetta regione (ivi inclusa la Svizzera), ai TSO operanti sui confini italiani per la finalizzazione delle regole d'asta, con particolare riferimento al regime di *firmness* sui confini italiani. Nello specifico:

- in via sperimentale, i regolatori di Italia, Francia e Slovenia si sono resi disponibili ad adottare, sui rispettivi confini e solo per l'anno 2016, il nuovo regime di compensazione al *market spread* abbinato al *cap* mensile rappresentato dalle rendite di congestione relative ai medesimi confini, operando contestualmente una modesta riduzione dei volumi di diritti allocabili su base annuale e mensile, pur sempre nella logica di massimizzare, nel loro complesso, i volumi di capacità di interconnessione resi disponibili al mercato, ai sensi del regolamento europeo (CE) 714/2009;
- sul confine Italia-Austria i regolatori competenti ritengono opportuno mantenere in vigore la regola attuale di compensazione al prezzo d'asta anche per il 2016. Tale regola troverà applicazione pure sui confini per i quali non è attivo il *market coupling* (Italia-Grecia e Italia-Svizzera).

L'Autorità ha quindi approvato⁷¹ per il 2016 la proposta di regole *Allocation rules for forward capacity allocation* di ENTSO-E, ivi incluse le nuove regole armonizzate di *firmness* da applicare ai confini italiani.

⁷¹ Con la delibera 14 ottobre 2015, 483/2015/R/eel.

Investimenti in nuove infrastrutture

La Commissione europea, nell'ambito dei gruppi regionali previsti dal regolamento infrastrutture, ha coordinato nel corso del 2015 la selezione dei progetti di interesse comune, che ha condotto nel novembre del 2015 all'adozione della c.d. "seconda lista PCI 2015". Il regolamento infrastrutture individua tre aspetti su cui le Autorità di regolazione sono chiamate a esprimersi:

- la valutazione sull'analisi costi/benefici del progetto candidato;
- la valutazione della rilevanza *cross-border*;
- la valutazione della applicazione dei criteri definiti dallo stesso regolamento in materia di eleggibilità (necessità del progetto, impatto *cross-border* del progetto, benefici superiori ai costi, presenza nel Piano europeo precedente, chiamato *Ten year network development plan – TYNDP*) e in materia di merito (contributo del progetto a integrazione dei mercati, concorrenza, sostenibilità, sicurezza).

Le Autorità nazionali si sono raccordate in ambito ACER per effettuare una valutazione coerente a livello europeo e coordinata tra tutti i regolatori interessati da ciascun progetto; inoltre hanno collaborato alla stesura della Opinione finale dell'ACER sulle liste proposte dalla Commissione.

Coerenza degli investimenti in nuove infrastrutture con i Piani di sviluppo comunitari

L'art. 26 della legge 29 luglio 2015, n. 115, *Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea (Legge europea 2014)*, ha modificato il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, di recepimento del Terzo pacchetto energia, rafforzando i poteri dell'Autorità e la sua indipendenza dal Ministero dello sviluppo economico.

In materia di piano decennale di sviluppo della rete elettrica, in particolare, sono stati modificati gli artt. 15 e 16 del decreto legislativo n. 93/11 e, in conseguenza di tale misure, è stato abrogato il decreto del Ministro dello sviluppo economico 27 febbraio 2013, n. 65, recante *Regolamento di cui all'art. 16, comma 1, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, per la redazione del Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto del gas*. Il Gestore è tenuto a trasmettere annualmente il Piano al Ministero dello sviluppo economico e all'Autorità che lo sottopone alla consultazione degli utenti della rete effettivi e potenziali, rendendo pubblici i risultati della consultazione stessa. Ai fini della revisione e del monitoraggio dell'attuazione del Piano, l'Autorità valuta, altresì, se questo contempli tutti i fabbisogni in materia di investimenti, individuati nel corso della procedura consultiva, e se sia coerente con il Piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo. Al termine di tale processo l'Autorità deve trasmettere l'esito della propria valutazione al Ministero.

Il 30 novembre 2015 l'Autorità ha reso disponibile, ai fini della consultazione, il documento "Piano di Sviluppo 2015", nonché una tabella di sintesi degli interventi inclusi nello schema di Piano messa a disposizione dalla società Terna a ottobre 2015. In parallelo, l'Autorità ha posto in consultazione⁷² la metodologia di analisi costi benefici del piano. Al termine del periodo di consultazione, l'Autorità ha pubblicato le osservazioni pervenute e le ha trasmesse a Terna per le

⁷² Con il documento per la consultazione 1 ottobre 2015, 464/2015/R/eel.

relative analisi e valutazioni. Terna deve infatti predisporre un documento di controdeduzioni alle osservazioni formulate dai soggetti interessati, che sarà pubblicato sul sito *internet* dell'Autorità.

Coordinamento internazionale con altri regolatori e con ACER

Nel corso del 2015 l'Autorità ha continuato a collaborare con gli altri regolatori europei sia a livello multilaterale, attraverso l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le Iniziative regionali, sia attraverso incontri bilaterali organizzati ad hoc per approfondire la discussione su tematiche di comune interesse. Tale attività è finalizzata alla definizione di regole trasparenti ed efficaci per la promozione di un mercato europeo dell'energia integrato, competitivo ed efficiente, come richiesto dal Terzo pacchetto energia.

Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia

Con riferimento al settore elettrico, per l'anno appena trascorso si segnala l'attività dell'Autorità nell'ambito della definizione dei Codici di rete europei, confluita nei seguenti documenti:

- la raccomandazione dell'ACER alla Commissione europea del 23 giugno 2015 per l'adozione del Codice di rete per la gestione delle emergenze e il ripristino. Si tratta dell'ultimo dei quattro Codici previsti nelle Linee guida per la gestione operativa dei sistemi elettrici;
- la raccomandazione dell'ACER alla Commissione europea del 20 luglio 2015 per l'adozione del Codice di rete per il bilanciamento proposto da ENTSO-E, che definisce le modalità in base alle quali le risorse per il bilanciamento della rete elettrica, disponibili a livello europeo, possono essere messe a fattor comune secondo le regole di mercato, dopo avere accertato la fattibilità tecnica, al fine di garantire l'equilibrio fisico tra la domanda e l'offerta di energia e, dunque, la gestione in sicurezza della rete;
- il documento *Scoping towards potential harmonisation of electricity transmission tariff structures: Conclusions and next steps* dell'1 dicembre 2015, che contiene l'analisi preliminare per valutare l'esigenza di avviare un'attività di Linee guida relative a un Codice di rete in materia di armonizzazione delle tariffe elettriche;
- le opinioni sui documenti di ENTSO-E previste dal Terzo pacchetto energia, quali quelle sugli scenari di previsione relativi all'adeguatezza della generazione nel periodo invernale ed estivo, *Roadmap* delle attività di ricerca e di sviluppo, nonché la Relazione Annuale e il programma di lavoro per il 2016.

Fra le altre attività di rilievo per il mercato interno elettrico svolte da dall'ACER nel corso del 2015, si evidenzia l'opinione sull'approvazione, da parte delle Autorità coinvolte, delle regole sull'allocazione delle capacità transfrontaliere nella regione *Central-East Europe* e, in particolare, sulla frontiera fra Austria e Germania, richiesta dal regolatore della Polonia, URE.

Nel corso del 2015 l'Autorità ha attivamente contribuito ai lavori del nuovo gruppo di coordinamento tra i regolatori e l'ACER, mirato ad agevolare l'implementazione del regolamento REMIT, entrato nel 2015 nella fase di attuazione. Oltre all'adozione, nel marzo 2015, dell'opinione relativa all'implementazione della direttiva 2004/39/CE sui contratti derivati scambiati nei mercati all'ingrosso dell'energia (direttiva MIFID – *Markets in Financial Instruments Directive*), già

monitorati dal regolamento REMIT, l'ACER ha messo a punto l'integrazione del *Memorandum of understanding* (sottoscritto dall'ACER e dalle Autorità di regolazione nel 2013) per la gestione delle piattaforme informatiche ai fini dello scambio di informazioni e della gestione dei casi di indagine; ha, inoltre, aggiornato il Manuale di monitoraggio dei mercati e il Manuale per le procedure per la gestione delle informazioni privilegiate e per le procedure per la sicurezza informatica per lo scambio dei dati.

L'Autorità italiana ha, altresì, attivamente partecipato ai lavori per la predisposizione della risposta congiunta dell'ACER e del CEER al documento per la consultazione della Commissione europea in merito al disegno del mercato elettrico, pubblicato il 15 luglio 2015.

L'Autorità, infine, ha preso parte, con la trasmissione e la validazione dei dati e delle informazioni, alle attività di monitoraggio dell'ACER.

Consiglio europeo dei regolatori dell'energia

Il CEER, l'associazione indipendente delle Autorità nazionali di regolazione energetica, raggruppa tra i suoi membri non solo i rappresentanti dei Paesi dell'Unione europea, ma anche quelli di Norvegia, Islanda e, in qualità di osservatori, della Svizzera, del Montenegro e di FYROM – Repubblica di Macedonia. A seguito dell'istituzione dell'ACER, il CEER ha riorganizzato il proprio ambito di lavoro rendendolo complementare a quello dell'ACER, concentrandosi sui temi relativi alla promozione della concorrenza nel mercato al dettaglio e della protezione dei consumatori, al ruolo dei distributori, agli *smart meters* e alle *smart grids*, nonché alle relazioni internazionali con gli organismi e i Paesi extra europei.

Il CEER presta, inoltre, particolare attenzione all'evoluzione del dibattito europeo e delle nuove proposte normative, monitorando l'attività delle istituzioni europee e coordinando la promozione delle posizioni dei regolatori europei dell'energia in quelle sedi.

Per quanto riguarda lo sviluppo di mercati coerenti con gli obiettivi del mercato interno dell'energia, l'Autorità ha sostanzialmente contribuito al quarto Rapporto Annuale ACER-CEER di monitoraggio dei mercati dell'energia elettrica e del gas, presentato al Parlamento europeo il 30 novembre 2015.

Tra le attività cui l'Autorità ha fornito il proprio contributo attraverso il CEER, si annoverano i lavori relativi all'adeguatezza della generazione e alla flessibilità nel settore elettrico e quelli relativi alla sicurezza delle forniture, degli stoccaggi e del GNL nel comparto del gas naturale.

Il CEER ha anche collaborato, formulando la propria posizione, alle consultazioni della Commissione europea in merito alla revisione delle direttive per l'efficienza energetica e alla promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel gennaio 2016.

Nell'anno appena trascorso, l'Autorità italiana ha infine direttamente contribuito alla ridefinizione della strategia internazionale del CEER con i regolatori e le associazioni dei Paesi non appartenenti all'Unione europea.

Rapporti e iniziative con Paesi non appartenenti all'Unione Europea

Nel corso del 2015 l'Autorità ha accresciuto il proprio impegno a livello internazionale, al fine di rafforzare le attività di cooperazione bilaterale e multilaterale, di esportare le proprie esperienze di regolazione e di promuovere quadri regolatori sempre più omogenei e armonizzati, anche in

aree esterne all'Unione europea. In coerenza con il suddetto approccio, l'Autorità ha collaborato e interloquuto con le istituzioni europee e internazionali per contribuire a rimuovere gli ostacoli che impediscono o rallentano la condivisione di regole comuni in campo energetico.

Mercato dell'energia dei Paesi del Sud-Est Europa

Anche nel 2015 l'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica (EnCT) del Sud-Est Europa (cfr. *Annual Report 2015*).

Nel 2015 l'attività di ECRB si è incentrata in gran parte sull'analisi e sulla valutazione della proposta di riforma dell'EnC, promossa dal gruppo di esperti (*High level reflection group*) nominato dal Consiglio dei ministri della EnC già nel 2014. In particolare, i temi di interesse per i regolatori balcanici hanno riguardato il rafforzamento della cooperazione tra ECRB e ACER e il riparto delle rispettive competenze, in merito alla regolazione delle infrastrutture transfrontaliere di collegamento tra i Paesi dell'Unione europea e i Paesi EnC confinanti. L'obiettivo, condiviso dalla Commissione europea, consiste nel colmare la lacuna esistente nella legislazione vigente e nell'individuare un soggetto responsabile per le questioni transfrontaliere sui confini tra le due aree. L'eventuale affidamento all'ACER di tale ruolo richiede la modifica del regolamento (CE) 713/2009.

Per quanto concerne il settore elettrico, nell'*Electricity Working Group* (EWG), che da dicembre 2014 è presieduto congiuntamente dai regolatori italiano e serbo, si è deciso di affidare all'Autorità anche il coordinamento della *task force* sull'apertura dei mercati elettrici all'ingrosso nella regione balcanica.

Nello specifico, l'Autorità, in linea con le indicazioni della Commissione europea, si è fatta promotrice del futuro recepimento e dell'attuazione, presso le parti contraenti, del regolamento (CE) 1222/2015 in materia di allocazione della capacità e di gestione delle congestioni (CACM), rappresentando tale istanza in tutte le sedi di discussione previste dall'EnC. Sempre in quest'ottica, l'Autorità ha partecipato ai lavori preparatori delle *policy guidelines* formulate dal Segretariato dell'EnC nel settembre 2015.

Un altro tema affrontato nel 2015 da ECRB è stato quello della trasparenza del mercato elettrico, coerentemente con quanto previsto dal regolamento (CE) 543/2013 del 14 giugno 2013, sulla presentazione e sulla pubblicazione dei dati relativi ai mercati dell'energia elettrica.

Mercato dell'energia nei Paesi dell'area del Mediterraneo

Nel corso del 2015, l'Autorità ha mantenuto costante il proprio impegno internazionale nell'ambito del bacino del Mediterraneo, in particolare attraverso MEDREG, di cui è fondatrice e promotrice. Dai lavori svolti nel corso del 2015 è emerso come i progressi dei Paesi della sponda Sud siano coerenti con le raccomandazioni che MEDREG ha esplicitato negli anni precedenti, nonché alcuni aspetti rilevanti relativi al processo per la creazione del regolatore marocchino dell'elettricità e di quello egiziano del gas, il rafforzamento della cooperazione istituzionale euro-mediterranea e il miglioramento delle conoscenze sui buoni principi e sulle pratiche regolatorie.

L'Assemblea Generale ha poi approvato la creazione del *Mediterranean financial sounding panel for energy regulation* (Med-Fpe), che ha l'obiettivo di favorire la cooperazione con le istituzioni finanziarie internazionali attive nel settore energetico dell'area mediterranea. La creazione del panel segue il lavoro già iniziato dall'associazione nell'ambito degli investimenti con la pubblicazione di uno specifico rapporto.

Nel 2015 l'Autorità ha visto riconfermato il suo ruolo di Vicepresidente permanente, in virtù del proprio sostegno all'associazione, la cui sede è ospitata presso gli Uffici di Milano dell'Autorità. Ad essa, inoltre, è stato affidato il supporto alla gestione amministrativa, finanziaria e giuridica del Segretariato. Il ruolo del MEDREG è riconosciuto dalla Commissione europea, con la quale è in essere (dall'ottobre 2013 fino a settembre 2016) un contratto di servizio del valore di circa 3 milioni di euro.

A seguito della cessazione della *International Confederation of Energy Regulators TF* (ICER TF), con il coordinamento del regolatore turco EMRA e del Segretariato, MEDREG ha svolto un ruolo di primo piano nella preparazione e nella gestione del *VI World Forum on Energy Regulation*, che si è tenuto a Istanbul il 24 maggio 2015. In occasione dell'Assemblea Generale, è stata istituita una nuova *task force* relativa all'implementazione delle piattaforme euromediterranee (cfr. *infra*).

A seguito della Conferenza di Roma del 19 novembre 2014, promossa dal Governo italiano in occasione del semestre di Presidenza dell'Unione europea, *Building an Euro Mediterranean energy bridge: the strategic importance of Euromed gas and electricity networks in the context of energy security*, sono state lanciate tre piattaforme sul gas naturale, sull'energia elettrica e sulle fonti rinnovabili/efficienza energetica, sotto l'egida della Commissione europea nell'ambito del processo dell'Unione per il Mediterraneo. L'obiettivo perseguito dalle piattaforme è quello di promuovere il confronto tra i principali *stakeholder* (governi, imprese, istituzioni finanziarie, regolatori, gestori di rete), per supportare lo sviluppo degli investimenti e giungere a una progressiva integrazione energetica dei sistemi e dei mercati euromediterranei.

Nel corso del 2015 la Commissione europea ha avviato i lavori per l'implementazione delle tre piattaforme. L'Autorità italiana partecipa attivamente all'implementazione dei lavori delle Piattaforme attraverso una propria rappresentanza a tutti i livelli sia dal punto di vista tecnico sia da quello istituzionale.

MEDREG ha individuato negli investimenti in infrastrutture energetiche un tema cruciale di confronto tra gli *stakeholder* dell'area del Mediterraneo e a tal proposito ha avviato un processo di consultazione che ha condotto alla realizzazione del già citato Report infrastrutture, *Interconnection Infrastructures in the Mediterranean: a Challenging Environment for Investments*. Il documento presenta una mappatura dettagliata delle infrastrutture energetiche *cross-border*, esistenti e programmate, soggette a regolazione e rilevanti per il buon funzionamento e lo sviluppo del mercato energetico del Mediterraneo. Obiettivo della consultazione è stato quello di verificare il quadro delineato, le priorità e i principali ostacoli agli investimenti individuati, contribuendo a predisporre una serie di proposte volte a migliorare le condizioni per favorire gli investimenti in infrastrutture energetiche nel Mediterraneo. A conclusione del processo di consultazione, il 29 aprile 2015 a Sharm El Sheik, nel corso di un *workshop*, sono stati presentati e condivisi i risultati preliminari della consultazione, cui hanno partecipato 37 soggetti di 15 Paesi diversi. Scarso coordinamento tra le Autorità di regolazione e i TSOs, nonché la presenza di barriere sia a livello nazionale sia a quello regionale, come l'assenza di un quadro normativo armonizzato e la debolezza istituzionale, hanno portato alla considerazione che prima di facilitare nuovi investimenti i regolatori MEDREG della sponda sud del Mediterraneo dovrebbero valutare un migliore utilizzo di quelli esistenti. Inoltre, il Report presenta una serie di raccomandazioni finali quali: favorire la creazione di un mercato concorrenziale, promuovere una maggiore armonizzazione tra i quadri regolatori nazionali, incrementare l'uso delle infrastrutture nella sponda sud del Mediterraneo, valutare i benefici di nuovi progetti infrastrutturali, promuovere la cooperazione tra regolatori e TSOs, definire un programma di sviluppo decennale per il Mediterraneo e identificare progetti di interesse comune (PCI).

Nel mese di giugno 2015 MEDREG ha sottoscritto con *Parliamentary Assembly of the Mediterranean* (PAM) un Protocollo di collaborazione con l'intento di sviluppare azioni comuni, di rafforzare le relazioni istituzionali e di facilitare il lavoro dei parlamenti nazionali nel definire le leggi per il settore energetico.

3.1.5 Conformità alla normativa comunitaria

Nell'anno appena trascorso non sono state adottate decisioni giuridicamente vincolanti da parte dell'Agenzia o della Commissione a cui l'Autorità ha dovuto dare attuazione ai sensi dell'articolo 37.1.d) della direttiva 72/2009/CE. Per quanto riguarda le competenze e i poteri del Regolatore ai sensi della normativa vigente, si rimanda a quanto riportato nella Relazione 2013 e alle novità normative riportate nel paragrafo 2.

3.2 Promozione della concorrenza

3.2.1 Mercati all'ingrosso

Il PIL nazionale ha visto nel 2015 un aumento dello 0,8%, interrompendo anni di dati negativi. La domanda di energia elettrica ha seguito tale dinamica, registrando, secondo i dati provvisori diffusi da Terna, un rialzo di quasi l'1,5% e passando dai 291 TWh del 2014 ai 295 TWh del 2015.

La produzione nazionale ha coperto una quota del fabbisogno complessivo nazionale pari all'86% (contro l'87% a consuntivo per il 2014). Come più ampiamente descritto nel seguito, anche il 2015, come già l'anno precedente, ha visto un aumento delle importazioni nette; sono, infatti, cresciute significativamente le importazioni lorde passate da 46.748 a 50.846 GWh, pure in presenza di un incremento assai rilevante delle esportazioni (+47,3%), in particolare verso Malta, anche se a partire da valori assoluti ancora modesti, che nel 2015 hanno toccato i 4.465 GWh.

Per quanto riguarda gli impieghi, i consumi di energia elettrica sono cresciuti, sia pure lievemente, in tutti i settori. Se nell'agricoltura si tratta di volumi sostanzialmente stabili, l'incremento maggiore ha riguardato il settore terziario (+2,3%), con domestico e industria rispettivamente al +1,2% e al +0,6%.

Tavola 3.5 Bilancio aggregato dell'energia elettrica in Italia nel 2014 e nel 2015

GWh

	2014	2015 ^(A)	VARIAZ. %
Produzione lorda	279.829	282.038	0,8%
Servizi ausiliari	10.681	11.335	6,1%
Produzione netta	269.148	270.703	0,6%
Ricevuta da fornitori esteri	46.748	50.846	8,8%
Ceduta a clienti esteri	3.031	4.465	47,3%
Destinata ai pompaggi	2.329	1.850	-20,6%
Disponibilità per il consumo	310.535	315.234	1,5%
Perdite di rete	19.452	20.434	5,0%
Consumi al netto delle perdite	291.084	294.800	1,3%

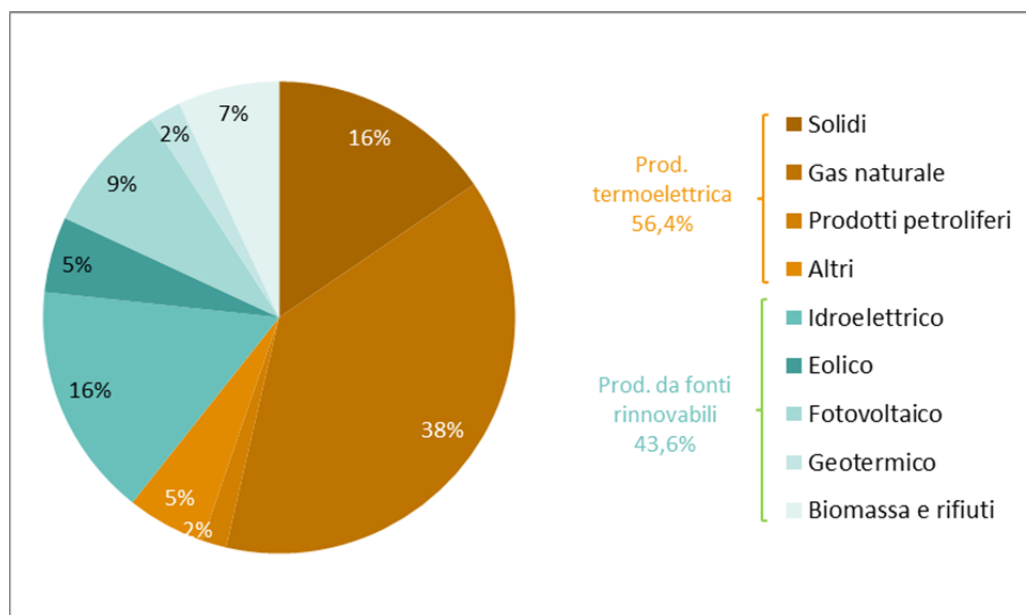
(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Terna.

Dopo anni di continue contrazioni, per la prima volta nel 2015 la produzione nazionale lorda è tornata a crescere in Italia, sia pure in misura molto contenuta (+0,8%), risultando – sempre nei dati provvisori di Terna – pari a 282 TWh, contro i quasi 280 TWh dell'anno precedente.

A tale aumento ha contribuito la produzione termoelettrica, che è aumentata di circa il 9% e ha riconquistato una quota sul totale della produzione tornata ai valori 2013 (61%), sia pure ancora lontana da quella dei primi anni del decennio, pari al 72%. In particolare, è cresciuta la produzione da gas naturale (+15%), mentre le altre fonti termiche hanno mantenuto sostanzialmente inalterati i loro livelli di utilizzo rispetto al 2014, con il carbone che si conferma su alti livelli assoluti di produzione e i prodotti petroliferi che vedono arrestare il calo vertiginoso registrato nello stesso periodo.

Figura 3.1 Produzione lorda per fonte nel 2015



Fonte: Terna, dati provvisori.

Nel 2015 la produzione di elettricità dal gas resta comunque a livelli pari al 70% di quella degli inizi del decennio, mentre la quota del gas sulla produzione termoelettrica ha toccato il 63%.

La produzione termoelettrica, oltre a soddisfare l'aumento della domanda, ha fatto fronte alla contrazione della produzione da rinnovabile: quest'ultima, infatti, è diminuita nel 2015 del 9% rispetto ai valori del 2014. In termini di contributo alla produzione totale, le rinnovabili hanno così visto la loro quota toccare il 39%, contro il 43% del 2014. In particolare, mentre il fotovoltaico ha continuato a crescere, con un tasso del +13%, in netta ripresa rispetto al +3% dell'anno precedente, si è assistito a una contrazione, per la prima volta da anni, della produzione eolica (-3,3%), ma soprattutto a un drastico calo dell'apporto della fonte idroelettrica (-25%), a causa della scarsa idraulicità registrata nell'anno e del confronto con i livelli massimi di produzione raggiunti nel 2014. Tra le rinnovabili continua invece l'aumento del geotermico e delle biomasse. Queste ultime, dopo il boom del 2013, mantengono comunque un tasso di crescita vivace (+5%), anche se questo è il valore più basso degli ultimi anni.

In termini di quota sulla produzione da rinnovabili, tra il 2014 e il 2015 l'idroelettrico ha visto un calo (dal 49% al 40%) a favore del fotovoltaico (passato dal 18% al 23%), mentre le altre fonti rimangono costanti; in aumento è, invece, la quota della biomassa (passata dal 16% al 18%). Si conferma anche nei dati del 2015 la costanza della quota assicurata da gas più rinnovabili, sempre su valori del 76-77% del totale della produzione, rimarcando il ruolo del gas di bilanciamento delle variazioni di produzione delle rinnovabili elettriche.

Dopo il picco del 2014 (27%, dato a consuntivo) la quota del gruppo Enel nella produzione nazionale è tornata su valori prossimi a quelli degli ultimi anni (25,7%). Tra i grandi operatori, Eni, Edison, Engie, Iren ed Edipower hanno visto aumenti della loro quota di produzione, che invece è risultata sostanzialmente stabile per A2A e Saras. In calo invece sono Erg e Sorgenia. La quota dei produttori di minore dimensione passa dal 37% al 38,7%, riprendendo così a crescere successivamente alla battuta di arresto del 2014, che veniva dopo un continuo ampliamento che perdurava dal 2000. L'indice HHI sulla generazione lorda, pari a 832, risulta in diminuzione rispetto al 2014, quando era a 908 e su valori più in linea con quelli degli anni precedenti. La potenza

termoelettrica lorda installata dai primi tre operatori copre il 47% della capacità installata, ancora in leggero calo rispetto al 2014 (50%).

Tavola 3.6 Sviluppo del mercato all'ingrosso

ANNO	RICHIESTA ^(A) (TWh)	DOMANDA DI PUNTA (GW)	CAPACITÀ NETTA INSTALLATA (GW)	GRUPPI SOCIETARI CON QUOTA > 5% NELLA GENERAZIONE NETTA	QUOTA % DEI PRIMI 3 GRUPPI NELLA GENERAZIONE NETTA
2001	304,8	52,0	76,2	4	70,7
2002	310,7	52,6	76,6	3	66,7
2003	320,7	53,4	78,2	4	65,9
2004	325,4	53,6	81,5	5	64,4
2005	330,4	55,0	85,5	5	59,4
2006	337,5	55,6	89,8	5	57,1
2007	339,9	56,8	93,6	5	54,7
2008	339,5	55,3	98,6	5	52,0
2009	320,3	51,9	101,4	5	50,6
2010	326,2	56,4	106,9	5	48,2
2011	332,3	56,5	118,4	4	43,6
2012	325,5	54,1	124,2	3	41,2
2013	316,0	53,9	124,7	3	39,1
2014	308,2	51,6	121,8	3	41,2
2015 ^(B)	313,4	59,4	118,3	3	40,4

(A) Al netto dell'energia destinata ai pompaggi e al lordo delle perdite di rete.

(B) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Terna e Indagine annuale sui settori regolati.

A supporto della crescita registrata nella richiesta di elettricità, nel 2015 anche il settore estero ha contribuito con un maggiore apporto di energia. In base ai dati provvisori di esercizio di Terna, infatti, nel 2015 le importazioni nette di energia elettrica in Italia sono cresciute di circa 2,7 TWh, salendo a 46,4 TWh, quando nel 2014 si erano fermate a 43,7 TWh. Come nel 2014 entrambe le voci del saldo estero sono cresciute, tanto le importazioni – che hanno raggiunto 50,8 TWh dai 46,7 TWh del 2014 – quanto le esportazioni, passate da 3 TWh a 4,5 TWh. Nel 2015 la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero ha toccato il 14,7%, in lieve aumento rispetto al 14,1% del 2014.

Al netto delle esportazioni, nel 2015 è stata importata più energia dalla Svizzera (+1,7 TWh, cioè il 7,4% in più rispetto al 2014), dalla Slovenia (+1,1 TWh, ossia il 21,2% in più rispetto al 2014) e dalla Francia (+0,7 TWh, il 5% in più rispetto al 2014), principalmente grazie all'avvio del *market coupling* sulle frontiere Nord (Svizzera esclusa). L'elettricità proveniente dall'Austria è rimasta sostanzialmente invariata. Per quanto riguarda le esportazioni è da registrare una leggera flessione di quelle verso la Grecia (-0,1 TWh), ma anche – per la prima volta – l'uscita di 1.048 GWh destinati a Malta. Ciò grazie all'entrata in funzione, avvenuta a fine marzo 2015, del nuovo collegamento sottomarino e terrestre a 220 kV tra Ragusa e Magtab, nato per superare l'isolamento elettrico dei maltesi e soddisfare così i requisiti della normativa europea che imponeva a Malta di ridurre la produzione di energia prodotta dalle centrali termoelettriche interne a olio combustibile, obsolete e inquinanti. L'esportazione dell'energia elettrica dall'Italia a Malta, d'altro canto, è risultata

ottimale anche per l'Italia, dove le centrali termoelettriche, quasi tutte a ciclo combinato a gas, sono state costrette in questi anni a lavorare al minimo a causa della bassa domanda interna.

La massima capacità di generazione netta installata al 31 dicembre 2015 risulta pari a 118,3 GW (Tavola 3.6), mentre la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore) risulta pari a 92,3 GW.

Con riferimento alla capacità netta installata, gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono due: Enel (26%) ed Edison (5,5%). La percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori è del 36,4% in diminuzione di quasi 4 punti percentuali rispetto al 2014. L'indice HHI relativo alla capacità netta installata evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato; infatti, il valore relativo al 2015 è pari 805, mentre era uguale a 1.034 nell'anno precedente.

Per quanto riguarda la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore), nel 2015 gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono rimasti tre, come nel 2014: Enel (29,7%), Edison (6,2%) ed Eni (5,9%). Sulla base di questi dati, la percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori risulta pari al 41,8%. L'indice HHI relativo alla capacità netta disponibile con riferimento al 2015 è pari a 1.050, in diminuzione rispetto al 2014 (1.162).

Per quanto riguarda la composizione societaria delle imprese di generazione nel 2015, le quote del capitale sociale sono detenute in prevalenza da persone fisiche (51,6%), quindi da società diverse (34,1%) ed enti pubblici (5,3%), mentre la quota delle imprese energetiche estere è dell'1,4%. Il 93,4% delle quote di capitale è in mano a soci di provenienza nazionale; il 2% è di provenienza tedesca, mentre l'1,6% lussemburghese⁷³. Se si eccettuano le quote delle persone fisiche e delle società diverse (rispettivamente pari al 56,5% e al 30% nel 2014) non si rilevano cambiamenti di rilievo in tale composizione.

La struttura del mercato elettrico

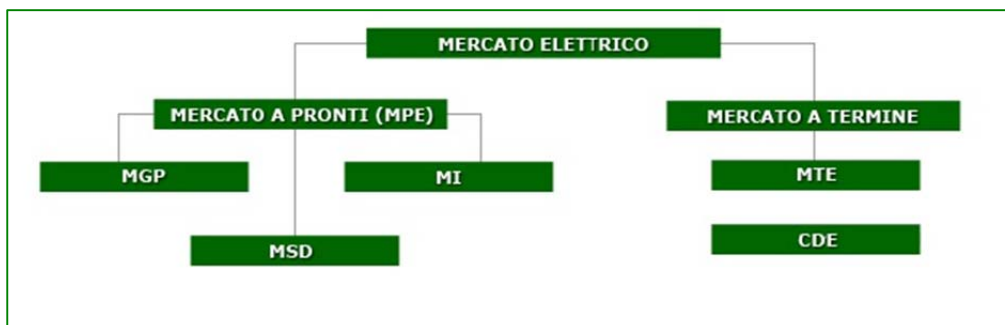
Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati dell'energia, ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (MPE) – a sua volta articolato nel Mercato del giorno prima (MGP), nel Mercato infragiornaliero (MI) e nel Mercato per i servizi di dispacciamento (MSD) – e Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) con obbligo di consegna fisica dell'energia. Il GME, inoltre, gestisce la piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX (piattaforma per la Consegna derivati energia – CDE), segmento del mercato dei derivati di Borsa Italiana per la negoziazione di contratti finanziari *futures* sull'energia.

L'MGP ha per oggetto la contrattazione di energia con riferimento alle 24 ore del giorno di consegna; essa viene gestita mediante aste orarie a prezzo di equilibrio (*system marginal price*) e le offerte possono essere effettuate a partire dal nono giorno antecedente il giorno di consegna. L'MGP è un mercato zonale: il territorio è suddiviso in zone che rappresentano porzioni della rete di trasmissione con capacità di scambio limitata fra di esse. Se i flussi superano il limite massimo di transito consentito dalle interconnessioni interzonali, il prezzo viene ricalcolato in ogni zona come se ciascuna fosse un mercato separato rispetto alle altre (*Market Splitting*). Mentre le offerte in vendita sono valorizzate in ogni ora al prezzo zonale rilevante, le offerte in acquisto sono valorizzate in ciascuna ora a un Prezzo unico nazionale (PUN) di acquisto, definito come media dei

⁷³ Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

prezzi zonalmente ponderati per il valore degli acquisti zonalmente, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere. In questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori.

Figura 3.2 Articolazione del mercato all'ingrosso elettrico italiano



Fonte: GME.

A febbraio 2015 è stato avviato il *Multi-Regional Coupling* (MRC) sulla frontiera nord italiana con Francia, Austria e Slovenia. L'MRC è un processo di *market coupling* che introduce modelli di asta implicita a sostituzione delle aste esplicite giornaliere, coordinando allocazione della capacità e vendita di energia, quindi facilitando l'integrazione dei vari mercati grazie a uno sfruttamento ottimale della capacità di interconnessione (*Net Transfer Capacity – NTC*) e l'annullamento di flussi antieconomici⁷⁴. In una situazione senza *market coupling* la capacità di interconnessione veniva assegnata mediante asta esplicita giornaliera e solo gli operatori con capacità allocata potevano presentare offerte in Borsa MGP. Il *market coupling* ha unificato questi due passaggi annullando di fatto i possibili flussi antieconomici che si creavano a causa del non coordinamento tra l'allocazione della capacità e la vendita dell'energia *Day-Ahead*. Al momento permangono le aste esplicite per l'allocazione a livello mensile e annuale di parte della capacità.

L'MI si svolge tra la chiusura dell'MGP e l'apertura dell'MSD e consente agli operatori di aggiornare le offerte di vendita e di acquisto, nonché le loro posizioni commerciali nette, rispetto alle negoziazioni sull'MGP. Come l'MGP, anche l'MI è un mercato zonale. A partire da gennaio 2011 tale mercato si articola in sessioni discrete⁷⁵ con orari di chiusura progressivi. Nel corso del 2015 le tempistiche delle sessioni dell'MI sono state riviste in seguito allo spostamento del *gate closure* dell'MGP dalle 9:15 alle 12:00⁷⁶ ed è stata aggiunta una sessione; attualmente l'MI è composto da cinque sessioni (MI1, MI2, MI3, MI4, MI5) ed è strutturato ad asta con prezzo di equilibrio dove, a differenza dell'MGP, sia le offerte in vendita sia quelle in acquisto vengono valorizzate al prezzo zonale⁷⁷; anche in questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori.

L'MSD ha per oggetto l'approvvigionamento, da parte di Terna, delle risorse necessarie alla gestione in sicurezza del sistema attraverso la risoluzione delle congestioni intrazonali, la

⁷⁴ Ore in cui il flusso avviene dalla zona più costosa a quella meno costosa, cioè in direzione opposta a quella che suggerirebbe il differenziale di prezzo.

⁷⁵ Tale mercato si svolge a offerte discrete e non a negoziazione continua.

⁷⁶ Il *gate closure* dell'MGP è stato spostato più a ridosso del *delivery day* con l'obiettivo di unificare le tempistiche con quelle dei mercati europei accoppiati attraverso il *market coupling*.

⁷⁷ Chi acquista deve pagare il "corrispettivo di non arbitraggio", che corrisponde al differenziale tra il prezzo zonale dell'MI e il PUN, pagando di fatto il PUN a valle di questo corrispettivo.

costituzione di capacità di riserva in giri e il bilanciamento in tempo reale; diversamente dagli altri mercati, è Terna, in questo caso, che agisce da controparte centrale degli operatori abilitati. L'MSD si articola in una fase di programmazione (MSD *ex ante*) e nel Mercato del bilanciamento (MSD *ex post* o MB). L'MSD *ex ante* e l'MB si svolgono in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento. L'MSD *ex ante*, in particolare, si articola in quattro sottofasi⁷⁸ di programmazione (MSD1, MSD2, MSD3, MSD4) che si svolgono in concomitanza con le sessioni dell'MI a valle della pubblicazione degli esiti nell'MGP (12:55 del D-1), mentre l'MB è organizzato in cinque sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione⁷⁹. Gli operatori presentano le proprie offerte sull'MSD1, che Terna può accettare in tutto l'MSD *ex ante* e nella prima sessione dell'MB, e possono successivamente modificarle a partire dalla seconda sessione dell'MB. La modalità di contrattazione nell'MSD è un'asta discriminatoria ovvero le offerte accettate vengono valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta (*pay-as-bid*)⁸⁰.

L'MTE gestito dal GME è stato istituito nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile del proprio portafoglio di energia. Esso consiste nella negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia. Le negoziazioni si svolgono in modalità continua e riguardano due tipologie di contratti, *baseload* e *peakload*, negoziabili con periodi di consegna mensile (tre prodotti), trimestrale (quattro prodotti) e annuale (un prodotto). Terminata la fase di negoziazione, i contratti con periodo di consegna mensile sono registrati in corrispondenti transazioni sulla Piattaforma conti energia (PCE), previa verifiche di congruità previste nel regolamento della piattaforma. Per i contratti con periodo di consegna pari al trimestre e all'anno è previsto il meccanismo "della cascata"⁸¹.

Nel novembre 2008, Borsa italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati, aventi come sottostante il PUN. In attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009 di riforma del mercato elettrico, il GME ha stipulato un accordo di collaborazione con Borsa Italiana al fine di consentire agli operatori partecipanti a entrambi i mercati di regolare, mediante consegna fisica, i contratti finanziari conclusi sull'IDEX.

Gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la PCE che introduce ampia flessibilità per gli operatori nell'ottimizzazione del proprio portafoglio di contratti nel medio-lungo periodo. Sulla PCE vengono registrati i quantitativi sottesi a contratti a termine bilaterali (per lo più negoziati su piattaforme di brokeraggio) e i quantitativi contrattati sulla piattaforma CDE, vale a dire la piattaforma dove vengono eseguiti i contratti finanziari derivati sull'energia elettrica conclusi

⁷⁸ Anche per l'MSD l'organizzazione delle sessioni è stata rivista nel corso del 2015.

⁷⁹ La prima sessione dell'MSD *ex ante* è l'unica a svolgersi durante il D-1, seguita da un'alternarsi di sessioni nell'MB e nell'MSD *ex ante* durante il giorno di consegna, con la differenza che quelle nell'MB si chiudono più a ridosso delle ore di *delivery* rispetto a quelle nell'MSD *ex ante*.

⁸⁰ Per maggiori dettagli su volumi, prezzi e dinamiche che interessano i mercati MI e MSD, nonché per ulteriori approfondimenti sull'evoluzione del mercato elettrico all'ingrosso, si rimanda alla *Relazione Annuale* del GME e al *Rapporto di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti e a termine e dei servizi di dispacciamento* pubblicato dall'Autorità.

⁸¹ Procedura tramite cui i contratti a termine trimestrali e annuali (*futures*, *forward* e contratti per differenze) al momento della scadenza sono sostituiti con un equivalente numero di contratti con durata più breve. Le nuove posizioni vengono aperte a un prezzo pari a quello di liquidazione finale dei contratti originari.

nell'IDEX, relativamente ai quali l'operatore abbia richiesto di esercitare l'opzione di consegna fisica sul mercato elettrico sottostante il contratto stesso.

Contrattazione in Borsa e contrattazione bilaterale

Nel 2015 la quantità di energia elettrica acquistata sull'MGP nel Sistema Italia è stata pari a 287,1 TWh, in crescita dell'1,8% rispetto al 2014 (282 TWh), invertendo il trend decrescente in atto dal 2010 al 2014. A livello zonale, tale aumento appare particolarmente consistente al Sud (+12,57%), al Centro-Sud (+10,68%) e al Centro-Nord (+8,68%), cui si contrappongono il calo della Sardegna (-22,32%), della Sicilia (-13,47%) e la sostanziale stabilità del Nord (-0,43%).

Tavola 3.7 Mercato dell'energia elettrica

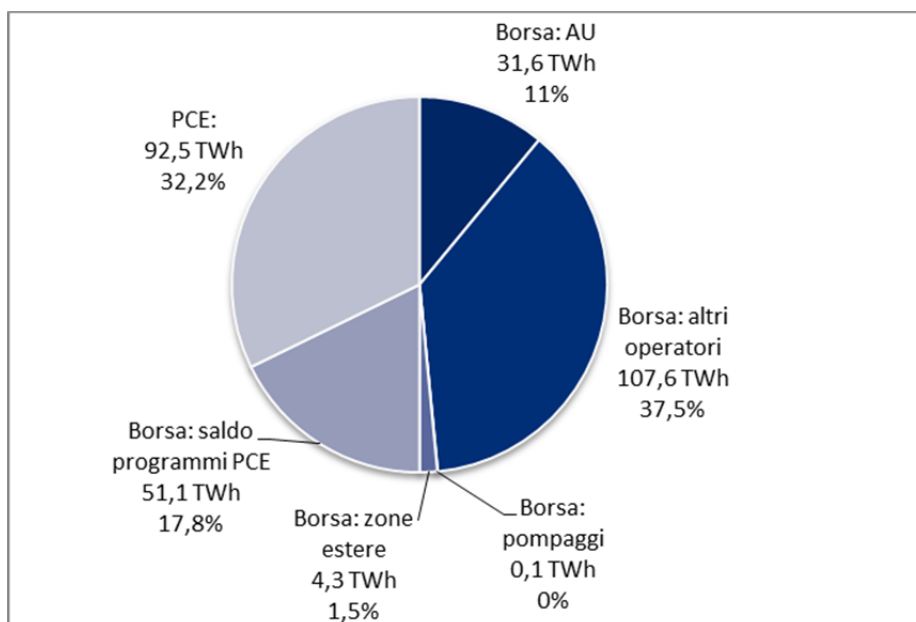
TWh

ANNO	CONTRATTAZIONI SUL MGP		
	Complessive	di cui Borsa	di cui bilaterali
2004	231,6	67,3	164,3
2005	323,2	203,0	120,2
2006	329,8	196,5	133,3
2007	330,0	221,3	108,7
2008	337,0	232,6	104,3
2009	313,4	213,0	100,4
2010	318,6	199,5	119,1
2011	311,5	180,4	131,1
2012	298,7	178,7	120,0
2013	289,2	206,9	82,3
2014	282,0	185,8	96,1
2015	287,1	194,6	92,5

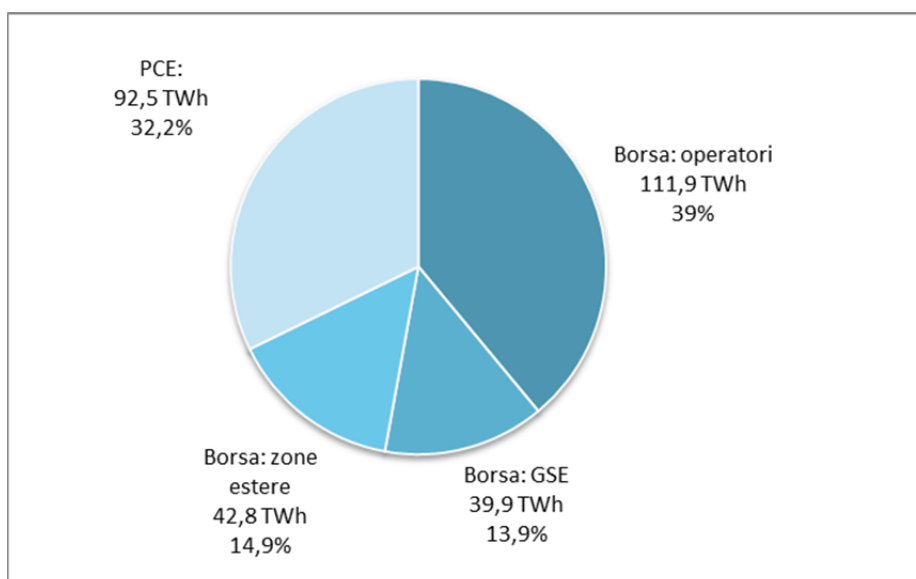
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

La crescita della domanda nell'MGP è correlata all'aumento della richiesta di energia elettrica di Terna (+1,5%), con la domanda che ha toccato il suo picco storico (59,35 GWh) il 21 luglio 2015. A luglio la domanda ha raggiunto anche il massimo mensile del 2015, pari a 28 TWh (+8,38% sullo stesso mese 2014, quando tuttavia le temperature si collocavano al di sotto della media storica stagionale). In aumento anche gli scambi di Borsa, saliti sino a 195 TWh a fronte dei 186 TWh raggiunti nel 2014 (+4,7%). La crescita dei volumi di Borsa ha trascinato la liquidità del mercato, passata dal 65,9% del 2014 al 67,8% del 2015. L'aumento degli acquisti di Borsa riflette sia una sostanziale risalita degli acquisti dell'Acquirente unico (32 TWh, +24,3%) sia una ripresa della domanda delle zone estere (4,3 TWh, +24,2%). In calo, viceversa, la domanda sottostante il saldo programmi della PCE⁸², calata a 51 TWh (-23,2%) (Figura 3.3).

⁸² Il saldo programmi della PCE consiste nella differenza tra gli sbilanciamenti a programma in immissione e prelievo, i quali a loro volta sono la differenza tra la posizione netta degli scambi registrati sulla PCE e, rispettivamente, le immissioni o i prelievi effettivamente registrati a programma.

Figura 3.3 Composizione della domanda di energia elettrica nel 2015

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Figura 3.4 Composizione dell'offerta di energia elettrica nel 2015

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Sul lato dell'offerta (Figura 3.4), l'aumento dei volumi venduti in Borsa nel 2015 è da ricondursi principalmente alla crescita delle importazioni, che ha raggiunto 42,8 TWh segnando un aumento del 19% sull'anno precedente. La crescita delle importazioni è dovuta all'aumento dei livelli dell'NTC che, grazie all'introduzione del *market coupling* a febbraio 2015, è stato possibile sfruttare appieno. In crescita anche le vendite da operatori non istituzionali (112 TWh, +9,3%), mentre risultano in controtendenza le vendite di Borsa del Gestore dei servizi energetici (GSE), che ripiegano sui 40 TWh (-16%). Il calo di vendite del GSE è imputabile al calo di produzione rinnovabile nel 2015 rispetto all'anno precedente, che aveva visto in particolare condizioni di forte piovosità e conseguente alta produzione idroelettrica.

Tavola 3.8 Contratti bilaterali sul MGP

TWh

CONTRATTI	2011	2012	2013	2014	2015
Contratti bilaterali	131,1	120,0	82,3	96,1	92,5
Nazionali	148,8	146,9	156,8	162,5	143,5
<i>di cui Acquirente Unico</i>	36,8	38,8	43,9	37,9	29,1
<i>di cui altri operatori</i>	112,0	108,1	112,9	124,6	114,4
Esteri	0,4	0,5	0,1	28,5	0,1
Saldo programmi PCE ^(A)	-18,1	-27,4	-74,6	-66,5	-51,0

(A) In ciascun periodo rilevante, è la differenza tra la somma dei programmi di immissione e la somma dei programmi in prelievo, provenienti dalla Piattaforma Conti Energia, registrati su MGP. Il saldo programmi PCE è anche pari alla somma algebrica dei saldi fisici dei conti energia (in immissione e in prelievo).

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Le operazioni di concentrazione nella generazione elettrica nel 2015

Tra le principali operazioni societarie che si sono realizzate nel 2015 nell'ambito della generazione elettrica la più significativa è certamente quella che ha riguardato la cessione degli asset italiani di E.On.

Da 1° luglio, infatti, E.On Produzione ha ceduto alla newco EP Produzione (del gruppo EPH⁸³) tutti gli impianti termoelettrici, tranne quello di Fumesanto, che ha ceduto a Fumesanto S.p.A.. Tutte le imprese del termoelettrico che facevano parte del gruppo E. On (EP Produzione, EP Produzione Centrale Livorno Ferraris, Centro Energia Ferrara e Fumesanto) sono state attribuite al gruppo Czech Gas Holding N.V. in quanto owner delle partecipazioni italiane, mentre EPH è la capogruppo. Dal 1° dicembre Erg Hydro (ex Hydro Terni), la controllata di Erg Power Generation, ha acquisito invece l'intero business idroelettrico di E.On Produzione composto da un portafoglio di impianti situati in Umbria, Marche e Lazio, con una potenza complessiva di 527 MW. Inoltre E.On Climate & Renewables ha incorporato a fine ottobre diverse imprese (SV Civitella, Luminar, Monte Elva Solar, Biunisi Solar, SV II). La stessa impresa a fine dicembre è stata incorporata in F2i Solare 2.

Alcune altre operazioni hanno interessato imprese di generazione elettrica di dimensione minore; da segnalare inoltre la dismissione di alcuni siti produttivi termoelettrici del gruppo Enel per un totale di 6,4 MW di potenza lorda.

⁸³ Si tratta del gruppo energetico europeo Energetický a Průmyslový Holding con sede a Praga che opera in Cechia, Slovacchia, Germania, Regno Unito e Italia, con circa 50 società attive in tutta la filiera energetica.

3.2.1.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso

Il mercato del giorno prima

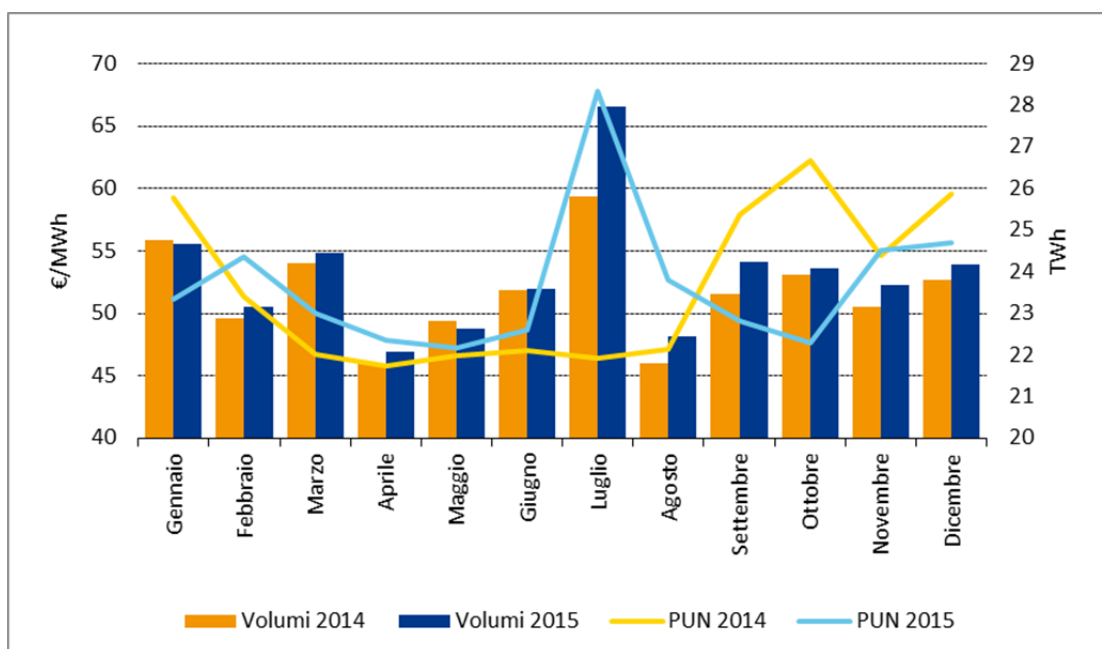
La Borsa elettrica italiana ha registrato nell'anno 2015 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 52,31 €/MWh, in leggerissimo aumento rispetto al 2014 (+0,4%).

A livello mensile questo risultato deriva, da una parte, dalle forti flessioni tendenziali registrate dalla media mensile del PUN durante i mesi di gennaio, settembre e ottobre (-14%, -15% e -23%, rispettivamente) e, dall'altra, dagli aumenti particolarmente accentuati nei mesi di luglio e agosto (+46% e +12%). Le flessioni del PUN sono imputabili all'abbassamento del prezzo del gas nei corrispondenti mesi, rafforzate dal maggior apporto delle fonti rinnovabili nel mese di ottobre, quando il calo del PUN è stato più alto. Al contrario, gli aumenti sono riconducibili alle temperature straordinarie registrate in estate e alla drastica riduzione dell'idroelettrico dovuta alla minima piovosità del 2015. Il prezzo medio mensile più elevato è stato rilevato a luglio (67,77 €/MWh), in forte aumento sia tendenziale (+46%) sia congiunturale (+39%) (Figura 3.5).

Le variazioni mensili registrate per il PUN sono osservate in tutti i gruppi di ore senza particolari distinzioni tra ore di picco e ore di fuori picco, la cui media annua (rispettivamente 59,28 €/MWh e 48,58 €/MWh) segna una variazione tendenziale prossima allo zero.

Figura 3.5 Andamento del Prezzo unico nazionale (PUN) e volumi scambiati nel 2014 e nel 2015

€/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

A livello zonale si è assistito a un lieve aumento dei prezzi di vendita delle zone continentali (+4% circa), mentre i prezzi insulari hanno registrato una flessione. In particolare la Sardegna ha segnato un calo di 1,3 €/MWh, toccando il suo minimo storico (51,06 €/MWh) e portandosi nella media dei prezzi registrati dalle zone peninsulari. Il prezzo di vendita siciliano (57,53 €/MWh) ha registrato un calo di quasi 30 punti percentuali sul 2014. Tale flessione è riconducibile al regime amministrato, in vigore in Sicilia da gennaio 2015 fino all'entrata in servizio del cavo Sorgente-Rizziconi, attuata a fine maggio 2016. Secondo quanto stabilito dal decreto legge 24 giugno 2014,

n. 91, le offerte di vendita degli impianti rilevanti siciliane devono essere formulate al costo variabile riconosciuto dall’Autorità. Questa norma ha consentito di ridurre il differenziale tra la Sicilia e il Continente. Lo *spread* Sicilia-Sud è passato da 33,54 €/MWh nel 2014 a 8,11 €/MWh nel 2015.

Nel 2015, gli indicatori di competitività e concorrenza esprimono un generale miglioramento. Nel dettaglio, la quota delle vendite garantite in assenza di concorrenza, confermando la tendenza evidenziata dall’avvio del mercato, aggiorna il suo minimo storico a quota 7,1%. L’indicatore si conferma su livelli molto bassi al Nord ed in aumento al Sud (7,7%), mentre si riduce nelle restanti zone ed in particolare nelle isole, dove scende ai livelli più bassi di sempre (Sardegna 6,0% e Sicilia 5,5%). Lievi miglioramenti si osservano anche nella concorrenza al margine, come segnalato dall’Indice di Operatore Marginale (IOM) di Enel, il principale *price-maker*, che dopo il rimbalzo del 2014 (quando salì al 21% dal 14% del 2013), ritorna sotto la soglia del 20% (al 19,8%, per la precisione). Valori dell’indice e andamenti analoghi si sono riscontrati in tutte le zone, con l’unica eccezione della Sicilia, dove il valore dello IOM è sceso al 63% dal 65% del 2014. In generale miglioramento anche l’indice HHI, che si conferma sotto la prima soglia di concorrenzialità al Nord e si riporta a ridosso di essa al Sud. I segnali positivi dall’indice HHI non trovano riscontro però negli indicatori di concentrazione CR3 (47,1%) e CR5 (58,9%), che segnano una lieve ripresa dai minimi storici del 2014 (quando erano rispettivamente pari al 44,7% e al 57,7%).

Mercato a termine dell’energia

Nel 2015 sull’MTE sono stati scambiati 5,1 TWh di energia, contro i 32,3 TWh del 2014, evidenziando su base annua un calo prossimo ai 27 TWh. Quest’ultimo rappresenta una flessione tre volte più ampia rispetto a quella registrata nel 2014 (-9 TWh). Il calo di scambi sull’MTE è sostenuto dal totale azzeramento delle transazioni *over the counter* (OTC) per tutti i prodotti e dal dimezzamento delle negoziazioni sul mercato rispetto al 2014 (Tavola 3.9).

La diminuzione dei volumi dell’MTE ha interessato principalmente i prodotti *baseload* (pari a 5 TWh, -27,2 TWh rispetto all’anno precedente), con particolare riferimento all’annuale, mentre i prodotti *peakload*, che erano scesi a ridosso dello zero nel 2014, sono rimasti essenzialmente invariati (pari a 0,8 TWh, +0,14 TWh rispetto all’anno precedente). La scarsa liquidità dell’MTE, in termini di contratti conclusi e distanza temporale tra i diversi abbinamenti, complica l’analisi sui segnali di prezzo forniti nel 2015 per l’anno 2016. Focalizzando, tuttavia, l’attenzione sul prodotto *baseload* annuale – che da solo rappresenta quasi l’89% degli abbinamenti – l’andamento osservato nel 2015 sull’MTE rivela una stabilità del prezzo del prodotto.

Tavola 3.9 Volumi scambiati sul Mercato a termine nel 2015

MWh		
DURATA	PRODOTTI BASELOAD	PRODOTTI PEAKLOAD
Mensili	175	13
Trimestrali	318	35
Annuali	4.515	31
TOTALE	5.008	79

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Mercati dei derivati

Oltre a IDEX, anche altre Borse elettriche offrono un servizio di *clearing* per i prodotti italiani. EEX in particolare si sta affermando come il mercato principale per i prodotti *futures* relativi all'Italia. I volumi di scambio su EEX relativi ai principali prodotti sul PUN (trimestrali e Calendar per l'anno successivo) hanno superato di 35 volte i volumi scambiati su IDEX nel 2015 (Tavola 3.10).

Se si confrontano i prezzi registrati dai principali prodotti senza consegna fisica scambiati su EEX con i prezzi dei prodotti corrispondenti con consegna fisica scambiati sull'MTE, emerge come i primi si collochino su un livello leggermente superiore. Il Calendar-16 relativo al PUN scambiato su EEX ha chiuso il 2015 su un prezzo medio annuo di 48,79 €/MWh, contro 46,33 €/MWh registrato sull'MTE. La stessa tendenza è stata riscontrata per il Calendar-16 PUN *peakload*, che su EEX ha fatto segnare un prezzo medio annuo di 54,49 €/MWh, contro 52,49 €/MWh realizzato sull'MTE.

Tavola 3.10 Volumi di prodotti future del PUN scambiati nel corso del 2015

GWh

BORSA	Q1 2016	Q2 2016	Q3 2016	Q4 2016	CAL 2016
EEX	38.175,8	12.355,2	10.480,3	8.992,1	35.823,6
IDEX	76,4	131,0	33,1	66,3	2.731,8

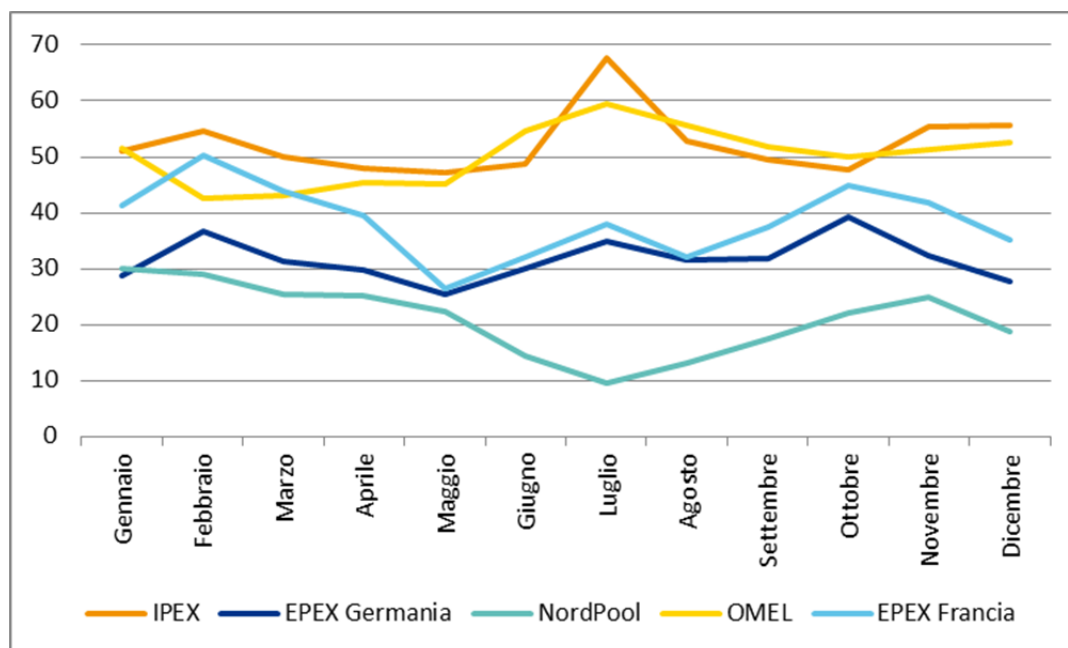
Fonte: Elaborazioni REF-E su dati di IDEX ed EEX.

Il grado di integrazione del mercato italiano nel contesto europeo

A livello europeo le dinamiche delle principali Borse nel corso del 2015 sono state eterogenee. Il NordPool ha segnato il prezzo minore su base annua (20,97 €/MWh) tra le Borse analizzate⁸⁴, registrando così un calo del 29,1% sul prezzo del 2014. In controtendenza il prezzo spagnolo e quello francese, che hanno mostrato entrambi un visibile aumento, il primo del 19,1% (attestandosi a 50,32 €/MWh) e il secondo del 10,9% (arrivando a 38,48 €/MWh). La Germania ha subito un calo del 3,5%, registrando il secondo prezzo più basso (31,63 €/MWh), mentre l'Italia, come illustrato in precedenza, è rimasta stabile (52,31 €/MWh).

L'Italia, mantiene il prezzo più alto tra i principali mercati elettrici europei, con uno *spread* medio PUN-estero di 17 €/MWh. La Borsa con il prezzo più vicino al PUN è stata quella spagnola (Omel) che, grazie al forte apprezzamento del suo prezzo elettrico durante il 2015, ha raggiunto uno *spread* con il PUN di 2,01 €/MWh. In tendenza opposta lo *spread* PUN-NordPool, che è passato da 22,48 €/MWh a 31,36 €/MWh, aumentando così il differenziale del 40%. In allargamento anche le altre combinazioni di *spread*; in particolare il differenziale Spagna-NordPool passa da 12,65 €/MWh a 29,35 €/MWh. La crescita del prezzo francese assieme alla stabilità di quello italiano ha prodotto una riduzione del differenziale PUN-Francia, che scende di 3,52 €/MWh rispetto al 2014.

⁸⁴ I Paesi analizzati sono: Italia, Germania, NordPool, Spagna e Francia.

Figura 3.6 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2015Valori medi *baseload*; €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati delle Borse elettriche europee.

Market coupling

Durante il 2015 il livello dell'NTC (capacità disponibile in import) dell'Italia con Austria, Francia e Slovenia è cresciuto in media, rispetto all'anno precedente, del 4,3%. Tale aumento è stato sfruttato appieno grazie all'introduzione del *market coupling*, che ha permesso di ottimizzare l'utilizzo dell'NTC. Dall'introduzione del *market coupling* il livello di capacità disponibile medio in importazione con i suddetti Paesi è stato di 2.575 MWh, dei quali in media 2.487 MWh sono stati effettivamente scambiati, arrivando a una percentuale di saturazione dell'NTC pari a 96,6%⁸⁵. La suddivisione di tale capacità tra i tre Paesi è sbilanciata nettamente a favore della Francia (75%) seguita dalla Slovenia (19%), mentre la quota rimanente è occupata dall'Austria (7%). Per quanto riguarda la connessione con la Slovenia, il *market coupling* era già attivo dal 2011, ma solo in forma bilaterale.

Nella tavola 3.11 è riscontrabile il netto calo delle ore e dei volumi di flusso antieconomico relativamente alle frontiere in cui è attivo il *market coupling*, diversamente da quanto si registra sulla frontiera svizzera, dove l'allocazione della capacità avviene esclusivamente tramite aste esplicite. Il permanere di un numero limitato di ore caratterizzate da flusso antieconomico sulle frontiere dei mercati accoppiati è riconducibile ai contratti ad allocazione esplicita della capacità su orizzonte mensile e annuale, che sussistono anche successivamente all'avvio del *market coupling*.

⁸⁵ Dato riferito a tutto il 2015.

Tavola 3.11 Confronto delle statistiche mensili alle frontiere nord all'introduzione del market coupling

Media aritmetica

STATISTICHE	PERIODO ^(A)	AUSTRIA	FRANCIA	SVIZZERA	SLOVENIA
Ore di import antieconomico (h)	Pre <i>market coupling</i>	18	58	46	0
	Post <i>market coupling</i>	1	3	108	2
Ore con prezzo uguale (h)	Pre <i>market coupling</i>	0	1	1	140
	Post <i>market coupling</i>	17	115	1	271
Media import quando antieconomico (MWh)	Pre <i>market coupling</i>	220	1.852	2.034	0
	Post <i>market coupling</i>	10	95	1.985	53
Media import quando prezzo uguale (MWh)	Pre <i>market coupling</i>	18	363	815	352
	Post <i>market coupling</i>	230	1.830	1.473	355
Sfruttamento dell'NTC assegnato (%)	Pre <i>market coupling</i>	90%	88%	83%	94%
	Post <i>market coupling</i>	99%	99%	92%	99%

(A) Pre *market coupling*: da gennaio 2013 a febbraio 2015; post *market coupling*: da marzo 2015 a maggio 2015.

Fonte: Elaborazioni REF-E su dati del GME, di Terna e delle Borse estere.

3.2.1.2 Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza, e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

Nel *Rapporto annuale dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in materia di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti, a termine e dei servizi di dispacciamento: consuntivo 2014* del 17 dicembre 2015⁸⁶, l'Autorità ha fornito un'analisi dettagliata dell'andamento dei mercati dell'energia elettrica a pronti, a termine e dei servizi di dispacciamento, sulla base dei dati di monitoraggio relativi all'anno 2014.

Nello specifico, tale analisi ha evidenziato come nel corso del suddetto anno sia proseguita la fase discendente del ciclo degli investimenti in capacità di generazione termoelettrica, in risposta alla perdurante congiuntura negativa dei consumi e alla pressione concorrenziale esercitata dalle fonti rinnovabili non programmabili.

Con riferimento ai singoli mercati è emerso, inoltre, che:

- sul mercato a pronti il prezzo unico medio di acquisto dell'energia elettrica ha segnato il livello annuale più basso dalla nascita della Borsa elettrica, riducendo la distanza dai prezzi più competitivi degli altri mercati europei;
- sull'MSD i costi sostenuti da Terna per garantire la sicurezza del sistema elettrico, in presenza di un'accentuata volatilità della produzione e di un ulteriore calo della domanda, sono leggermente aumentati rispetto alla forte riduzione del 2013 per l'effetto combinato delle seguenti principali variazioni:

⁸⁶ Redatto ai sensi dell'art. 11, comma 1, del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, recante "indirizzi e direttive per la riforma della disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 3, comma 10, della legge 28 gennaio 2009, n. 2. Impulso all'evoluzione dei mercati a termine organizzati e rafforzamento delle funzioni di monitoraggio sui mercati elettrici".

- è diminuito l'onere per l'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento, anche in conseguenza di una maggiore competitività degli impianti termoelettrici;
- è aumentato il valore del saldo economico tra lo sbilanciamento complessivo del sistema e l'energia necessaria per la sua copertura, rispecchiando sia la limitata *cost-reflectiveness* dei corrispettivi di sbilanciamento sia i comportamenti adottati da alcuni operatori per trarre profitto dal disallineamento tra i prezzi di sbilanciamento e i costi effettivamente sostenuti da Terna per l'approvvigionamento delle risorse;
- dopo il calo registrato nel 2013, i volumi negoziati sui mercati a termine sono nuovamente aumentati nel corso del 2014; in particolare, sono cresciute le transazioni sulle Borse e sulle piattaforme di brokeraggio, mentre sono diminuite le transazioni bilaterali in senso stretto ovvero senza intermediazione.

Remit

In tema di monitoraggio dei mercati all'ingrosso va segnalata anche l'attività svolta per l'implementazione del 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). Il REMIT ha definito regole europee volte a prevenire pratiche abusive nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale che vietano 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; 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.

In attuazione del REMIT, l'Autorità ha istituito il Registro degli operatori di mercato⁸⁷ (e lo mantiene costantemente aggiornato per uniformarlo ad alcune modifiche introdotte dall'ACER). Il Registro è operativo dal 17 marzo 2015 e consente agli operatori di mercato stabiliti in Italia di ottemperare all'obbligo di registrazione di cui all'art. 9 del suddetto regolamento. Esso si interfaccia con il sistema informatico dell'ACER e costituisce una porzione del più ampio Registro europeo utilizzato per il monitoraggio dei mercati energetici all'ingrosso. L'Autorità ha scelto di integrare il Registro mediante un'opportuna estensione della propria Anagrafica operatori già esistente. Tale scelta ha il duplice vantaggio di evitare agli operatori i costi amministrativi necessari per un ulteriore processo di accreditamento e di caricamento dei dati, nonché di consentire maggiore flessibilità per eventuali modifiche o aggiornamenti del sistema.

Nel corso del 2015 l'Autorità ha attivamente partecipato ai gruppi di lavoro dell'ACER impegnati a favorire un approccio coordinato nell'implementazione del regolamento REMIT, consentendo:

- la revisione del *Memorandum* di collaborazione fra l'ACER e i regolatori nazionali, nonché la definizione di protocolli condivisi per la gestione in sicurezza delle informazioni scambiate per la sorveglianza dei mercati energetici all'ingrosso;
- l'aggiornamento del *Market monitoring handbook*, manuale a uso interno dell'ACER e dei regolatori volto a promuovere la cooperazione e il coordinamento nella gestione dei casi

⁸⁷ Delibera 5 marzo 2015, 86/2015/E/com.

REMIT;

- la predisposizione di Linee guida e chiarimenti relativi alla nozione di *Persons professionally arranging transactions* (PPATs), di cui all'art. 15 del regolamento REMIT (ACER *Guidance note* 1/2015), nonché l'analisi preliminare di modelli di *governance* dei mercati organizzati, idonei a consentire l'efficace attuazione degli obblighi in capo ai PPATs;
- l'elaborazione di chiarimenti (Q&A) e di Linee guida per favorire la corretta e uniforme applicazione delle definizioni e delle disposizioni del REMIT, anche tenuto conto delle principali istanze e problematiche nazionali (quali, per esempio, le modalità di trattamento nel Registro REMIT delle stazioni di rifornimento del metano autotrazione, dei casi di incorporazione di società e delle imprese di trasporto regionale del gas). Nell'ambito dei gruppi internazionali, l'Autorità ha inoltre collaborato intensamente alla definizione delle posizioni in ambito CEER rispetto all'evoluzione della normativa finanziaria, che ha visto, a seguito del processo di riforma promosso dalla Commissione europea, una significativa estensione del proprio perimetro applicativo ai mercati delle *commodity*, inclusi quelli dell'energia. Ciò al fine di evitare che gli sviluppi in atto, per esempio, in relazione alla definizione di strumenti finanziari o alla qualificazione di un'impresa quale società di investimento in esito all'applicazione di test quantitativi relativi all'attività di *trading* di tipo speculativo svolta dalla medesima, possano tradursi in un aumento dei costi di transazione per le imprese che operano, con finalità commerciali e di *hedging*, nei mercati all'ingrosso dell'elettricità e del gas naturale, con inevitabili ripercussioni sui costi di acquisto dell'energia per i clienti finali.

Sempre nel 2015, l'Autorità ha continuato a prestare assistenza agli operatori di mercato mediante seminari informativi, incontri e risposte ai messaggi di posta elettronica all'indirizzo di posta elettronica appositamente creato: remit@autorita.energia.it. Infine, in materia di REMIT l'Autorità ha svolto a settembre 2015 due verifiche ispettive, volte a verificare la sussistenza di eventuali manipolazioni del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, in violazione del divieto di cui all'articolo 5 del REMIT. In esito a tali verifiche e ai successivi approfondimenti, non sono state rilevate violazioni del REMIT.

3.2.2 Mercati al dettaglio

Nel 2015, in base ai dati provvisori pubblicati da Terna, i consumi totali (al netto delle perdite) sono risultati pari a circa 295 TWh, circa 4 TWh superiori a quelli del 2014 (1,3%). La tavola 3.12 descrive la ripartizione di questi ultimi per settore finale di utilizzo.

Tavola 3.12 Ripartizione dei consumi elettrici nazionali per settore finale

TWh

SETTORE PRODUTTIVO	2014	2015 ^(A)	VARIAZ. %
Domestico	64.255	65.000	1,2
Agricoltura	64.255	65.000	0,5
Industria	122.505	123.200	0,6
Terziario	98.951	101.200	2,3
TOTALE	291.084	294.800	1,3%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

Nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di aver svolto nel 2015 (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita di energia elettrica 135 soggetti nel mercato di maggior tutela, 2 nella salvaguardia e 487 nel mercato escluso quello a condizioni standard (mercato libero). Nel 2014 i venditori erano pari a 136 nella maggior tutela, 2 nella salvaguardia e 450 nel mercato libero. Il numero di venditori di energia elettrica è quindi cresciuto nel 2015 di 37 unità, per l'ingresso di nuovi attori provenienti dai settori contigui (segnatamente la vendita di gas), ma anche da altri comparti. Si mantiene quindi il trend di espansione che nel segmento della vendita perdura quasi ininterrottamente dal 2008.

All'Indagine annuale dell'Autorità hanno risposto 134 (su 135) soggetti che esercitano il servizio di maggior tutela e 404 (su 487) imprese che vendono elettricità nel mercato libero. Di queste, 45 hanno dichiarato di essere rimaste inattive per tutto il corso dell'anno. Di conseguenza, sono 359 le imprese risultate attive nel mercato libero che hanno risposto all'Indagine annuale.

La tavola 3.13 presenta la ripartizione delle vendite finali di energia elettrica (al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete) insieme al numero totale dei clienti (approssimato dal numero di punti di prelievo) per tipologia di mercato, determinata sulla base dei dati dell'Indagine annuale dell'Autorità forniti dagli operatori elettrici: produttori, esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori del mercato libero⁸⁸. I dati di vendita raccolti dall'Autorità (considerati unitamente agli autoconsumi) sono rappresentativi di una popolazione che riflette il 92%⁸⁹ dei consumi finali stimati da Terna, il gestore delle rete elettrica.

Tavola 3.13 Mercato finale della vendita di energia elettrica

Al netto degli autoconsumi e delle perdite

	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(A)		
	2014	2015	VAR. % 2015/2014	2014	2015	VAR. % 2015/2014
Mercato a condizioni standard	57.971	56.911	-1,8%	25.409	24.208	-4,7%
Domestico	38.626	37.946	-1,8%	21.203	20.306	-4,2%
Non domestico	19.345	18.965	-2,0%	4.207	3.902	-7,2%
Servizio di salvaguardia	3.253	3.817	17,4%	75	85	12,7%
Mercato libero	186.587	192.420	3,1%	11.700	12.714	8,7%
Domestico	18.833	21.056	11,8%	8.425	9.377	11,3%
Non domestico	167.754	171.364	2,2%	3.275	3.337	1,9%
MERCATO FINALE	247.811	253.149	2,2%	37.184	37.007	-0,5%

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

I risultati dell'Indagine annuale (provvisori per il 2015) mostrano che lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale poco più di 253 TWh a circa 37 milioni di clienti. Complessivamente i

⁸⁸ Quest'anno i venditori che hanno risposto all'Indagine sono pari a: 134 per il servizio di maggior tutela e 2 per la salvaguardia, oltre ai 375 per il mercato libero di cui si è detto nel testo.

⁸⁹ Per ottenere la percentuale indicata occorre sommare ai consumi finali dell'Indagine esposti nella tavola 3.10 i dati raccolti nell'Indagine a titolo di autoconsumi propri e di gruppo, oltre che di vendite a clienti finali non allacciati a reti di distribuzione che non sono inclusi nella tavola stessa.

consumi di energia sono cresciuti del 2,2% rispetto al 2014, mentre i consumatori sono diminuiti dello 0,5%. Nonostante il recupero dei consumi elettrici, come accade ormai da qualche anno, il servizio della maggior tutela ha subito un altro ridimensionamento: la crescita complessiva, infatti, è da attribuire al mercato libero e alla salvaguardia; i consumi del settore domestico e quelli degli usi produttivi si sono un po' ripresi, dopo tre anni di continuo calo, seppure i livelli siano ancora molto distanti da quelli sperimentati prima della crisi economica.

Più precisamente, il settore domestico ha acquistato complessivamente 59 TWh contro i 57,5 TWh del 2014, registrando quindi un aumento del 2,7%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico – quest'anno poco più di 194 TWh in luogo dei precedenti 190 TWh – ha evidenziato una crescita del 2% rispetto al 2014.

Come in passato, il mercato a condizioni standard si è ridotto sia in termini di energia fornita sia di numero di clienti serviti, a vantaggio del mercato libero e, quest'anno per la prima volta da qualche anno, anche a vantaggio della salvaguardia. In un mercato finale che complessivamente si è espanso (5,3 TWh venduti in più rispetto al 2014), i volumi di vendita a condizioni standard si sono ridotti di oltre 1 TWh (-1,8% rispetto al 2014), mentre nel mercato libero sono stati venduti 5,8 TWh in più (+3,1%), come pure nel regime di salvaguardia le vendite sono cresciute di 0,6 TWh.

Prosegue lo spostamento dei consumatori domestici verso il mercato libero. I punti di prelievo domestici sono complessivamente aumentati nel 2015 di circa 55.000 unità, ma il mercato a condizioni standard ne ha persi 897.000 rispetto al 2014, mentre il mercato libero ne registra 952.000 in più. Inoltre il consumo medio unitario delle famiglie servite a condizioni standard è decisamente più basso rispetto a quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.869 kWh/anno contro 2.246 kWh/anno. Nel 2015 è leggermente risalito in entrambi i mercati: di 47 kWh nel servizio di maggior tutela e di 10 kWh nel mercato libero.

Nel 2015 il servizio di salvaguardia si è nuovamente ampliato, dopo anni in cui andava assottigliandosi: l'energia venduta è cresciuta del 17,4% (+0,6 TWh) recuperando la metà del calo registrato lo scorso anno; il numero di clienti serviti è aumentato di circa 9.500 unità (l'anno scorso ne aveva perse 17.500). Come si vedrà più avanti in dettaglio, gli aumenti sono quasi integralmente da attribuire all'illuminazione pubblica.

L'elettricità fornita sul mercato libero nel 2015 ha evidenziato un buon recupero: con 192,4 TWh venduti, infatti, il livello delle vendite è risalito del 5,8% tornando vicino a quello registrato nel 2011 (che fu di 196,3 TWh). Rispetto al 2011 il numero dei clienti complessivamente serviti è però quasi raddoppiato: i 7,7 milioni di allora si confrontano, infatti, con i 12,7 di oggi. Il consumo medio unitario si è pertanto notevolmente ridotto: dai 25.500 kWh/anno del 2011, nel 2015 è sceso a 15.100 kWh/anno. Il costante ridimensionamento è dovuto in parte all'ingresso in questo mercato dei consumatori domestici, tipicamente caratterizzati da valori di prelievo bassi, ma è soprattutto spiegato dal ripiegamento dei consumi non domestici. Nel 2015 le vendite del mercato libero al settore non domestico hanno registrato, in effetti, un aumento del 3,6% risalendo a 171,4 TWh, ma risultano ancora sotto ai livelli del 2013 (172,8 TWh).

Complessivamente, quindi, nel 2015 il mercato a condizioni standard ha acquisito il 22,5% di tutta l'energia venduta al mercato finale (contro il 23,4% del 2014), il servizio di salvaguardia ne ha assorbito l'1,5% (contro l'1,3% del 2014) e il mercato libero ne ha acquistato il 76% (contro il 75,3% del 2014). In termini di punti di prelievo il rapporto tende a rovesciarsi: il 64,4% dei clienti è tuttora servito in maggior tutela, il 34,4% è passato al mercato libero.

Con l'eccezione delle prime tre posizioni, la classifica (provvisoria) dei primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2015 (Tavola 3.14) presenta alcune novità rispetto allo scorso anno per l'avvicendamento dei venditori nelle varie posizioni.

Con una quota ogni anno leggermente più bassa rispetto all'anno precedente, ma sempre distanziata dal gruppo inseguitore, l'operatore dominante dell'intero mercato resta il gruppo Enel, quest'anno al 33,7%, seguito da Edison con il 6,8% e da Eni con il 4,3%. Dei tre, solo Eni mostra una quota in aumento rispetto al 2014: i valori per lo scorso anno sono, infatti, 34% per Enel, 8,1% per Edison e 4% per Eni.

Il gruppo Enel mantiene la sua importanza nel mercato totale grazie alla sua sostanziale dominanza nel c.d. *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione: più di metà di questo mercato – il 55,5%, per la precisione – è infatti servito da Enel, mentre Eni, che è in seconda posizione, possiede una quota del 4,2%.

Al contrario, nei segmenti dei clienti non domestici in media e in alta/altissima tensione, dal 2013 Enel non è più il primo operatore anche se mantiene quote di mercato poco distanti da quelle dei suoi concorrenti.

Tavola 3.14 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2015

GWh

GRUPPO	CLIENTI		CLIENTI NON DOMESTICI		TOTALE	POSIZIONE NEL 2013
	DOMESTICI	BT	MT	AT/AAT		
Enel	43.519	29.589	8.889	3.424	85.421	1°
Edison	1.330	2.658	8.896	4.232	17.116	2°
Eni	3.194	2.375	4.381	915	10.865	3°
Gala	65	3.152	6.072	175	9.463	6°
Hera	1.030	2.933	4.652	262	8.877	5°
Acea	2.289	2.146	2.772	1.323	8.530	4°
Axpo Group	16	1.297	2.619	3.703	7.636	10°
Sorgenia	308	1.616	3.729	381	6.033	7°
A2A	1.500	2.024	2.180	181	5.884	9°
E.On	185	1.496	3.600	522	5.802	8°
Metaenergia	22	481	4.424	172	5.099	18°
C.V.A.	122	1.913	2.729	1	4.765	12°
Energetic Source	79	1.731	1.966	229	4.005	14°
Green Network	200	287	1.741	1.665	3.892	11°
Dolomiti Energia	553	1.220	1.710	217	3.699	15°
Iren	1.096	1.040	1.406	60	3.603	13°
Repower	0	1.778	1.636	5	3.419	16°
Duferco	30	413	505	2.286	3.235	19°
Engie	316	79	977	1.833	3.204	20°
Egea	34	405	2.149	248	2.836	17°
Altri operatori	3.114	14.194	27.335	5.121	49.764	-
TOTALE	59.002	72.827	94.366	26.954	253.149	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2015 il livello di concentrazione del mercato totale è lievemente diminuito: i primi tre operatori (gruppi societari) coprono il 44,8% delle vendite complessive (la quota era del 46,1% nel 2014); l'indice HHI è sceso da 1.330 a 1.297. Occorrono 16 gruppi (come lo scorso anno) per superare il 75%.

Nel 2015 il 73,8% dell'energia consumata dalle famiglie è stata venduta dal gruppo Enel (74,4% nel 2014); con una quota del 5,4%, il secondo gruppo è risultato Eni, mentre Acea ha mantenuto la terza posizione con il 3,9%. Complessivamente, i primi cinque operatori (Edison e A2A insieme a quelli già citati) detengono l'87,8% del settore domestico (l'88,8% nel 2014).

Prendendo a riferimento le vendite a clienti non domestici alimentati in bassa tensione, la quota del gruppo Enel, pari al 40,6%, rimane ben distanziata dal 4,3% del secondo gruppo che, per la prima volta, è risultato Gala. Seguono Hera con il 4,0%, Edison con il 3,6% ed Eni con il 3,3%.

Nel 2015 le vendite dei gruppi Edison ed Enel ai clienti non domestici in media tensione sono risultate quasi identiche: 8.896 GWh il primo e 8.889 GWh il secondo. Pertanto entrambi i gruppi mostrano una quota analoga, pari al 9,4%. È cresciuta invece la quota del terzo gruppo, Gala, passata dal 5,5% del 2014 al 6,4%. Seguono poi Hera (4,9%) e Metaenergia (4,7%), mentre il gruppo Sorgenia, che nel 2014 era in quinta posizione, è sceso al settimo posto.

Appare più stabile la prima posizione del gruppo Edison nelle vendite a clienti allacciati in alta o altissima tensione, ai quali ha fornito il 15,7% dell'energia complessivamente acquisita. In questo caso Edison è seguito da Axpo Group (13,7%), Enel (12,7%), Duferco (8,5%) e Engie (6,8%).

Mercato a condizioni standard

I consumatori domestici e le piccole imprese⁹⁰ connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero usufruiscono del mercato a condizioni standard o servizio di maggior tutela. Il servizio è garantito da apposite società di vendita o dalle imprese distributrici con meno di 100.000 utenti allacciati alla propria rete, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità.

I primi risultati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2015 sono stati venduti, nel mercato di maggior tutela, poco meno di 57 TWh a circa 24 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2014, i consumi sono scesi di circa 1 TWh (-1,8%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti del 4,7%.

Come sempre, il numero di punti di prelievo serviti ha registrato forti cali: il servizio è nato, in effetti, al momento della completa apertura del mercato per supportare le famiglie e le piccole imprese che non erano in grado di scegliere un fornitore, ma è destinato a esaurirsi nel tempo anche in forza di provvedimenti amministrativi. Così, lo scorso anno sono complessivamente usciti da tale servizio il 4,2% di famiglie, il 6,4% di punti relativi all'illuminazione pubblica e il 7,2% di clienti con altri usi. Nell'ambito dei clienti domestici, il calo più elevato si è registrato per i residenti (-4,5%), mentre una contrazione minore (-3,4) si è avuta nel caso dei domestici non

⁹⁰ Ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, sono "piccole imprese" i clienti finali diversi dai clienti domestici aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

residenti. Per questi ultimi, probabilmente, è meno forte la spinta alla ricerca di condizioni economiche più favorevoli sul mercato libero.

Tavola 3.15 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2015

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO ^(A)	QUOTA	CONSUMO MEDIO
0-1.000 kWh	2 558	6.7%	6 173	30.4%	414
1.000-1.800 kWh	6 625	17.5%	4 691	23.1%	1 412
1.800-2.500 kWh	8 253	21.7%	3 850	19.0%	2 144
2.500-3.500 kWh	9 959	26.2%	3 383	16.7%	2 944
3.500-5.000 kWh	6 750	17.8%	1 656	8.2%	4 076
5.000-15.000 kWh	3 486	9.2%	540	2.7%	6 454
> 15.000 kWh	316	0.8%	13	0.1%	25 050
TOTALE DOMESTICI	37 946	100.0%	20 306	100.0%	1 869
DI CUI					
Domestici residenti fino a 3 kW	29 173	76.9%	14 586	71.8%	2 000
Domestici residenti oltre 3 kW	4 368	11.5%	1 116	5.5%	3 915
Domestici non residenti	4 405	11.6%	4 604	22.7%	957

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Poiché, in generale, nel 2015 i consumi energetici si sono ripresi, le riduzioni nei volumi di vendita non sono state altrettanto ampie (-1,8% per i domestici e -2,2% per gli altri usi); anzi, nel caso dell'illuminazione pubblica si è registrato, al contrario, un netto incremento dei consumi (15,2%). Di conseguenza sono rimaste praticamente immutate, rispetto al 2014, le quote dei vari usi sul consumo totale. Il 67% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (37,9 TWh) che, in termini di numerosità (20,3 milioni di punti di prelievo), rappresenta l'84% del totale dei clienti serviti a condizioni standard (sceso complessivamente a poco più di 24 milioni di punti di prelievo).

Il 77,3% dei clienti domestici serviti nel mercato a condizioni standard è rappresentato da famiglie residenti che acquistano l'88,4% dell'elettricità venduta alla clientela domestica. Il 92,9% delle famiglie residenti possiede un contratto con potenza sino a 3 kW.

Le condizioni contrattuali prevalenti nel mercato a condizioni standard sono, come di consueto, la bioraria obbligatoria e la multioraria, che insieme contano per il 96,3% dei punti di prelievo. Quasi tutti i clienti domestici (96,2%) pagano la tariffa bioraria obbligatoria, vale a dire quella condizione economica che varia per fascia oraria nella giornata e che, a partire dall'1 luglio 2010, viene applicata automaticamente ai clienti dotati di contatore elettronico riprogrammato; solo l'1,5% dei clienti paga la tariffa bioraria volontaria, quella cioè richiesta esplicitamente dai clienti anche prima dell'1 luglio 2010; al restante 2,2% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria. La porzione di clienti a tariffa bioraria obbligatoria è cresciuta dell'1% rispetto allo scorso anno, quella dei clienti con bioraria volontaria è diminuita dello 0,6%, così come quella dei clienti con tariffa monoraria si è ridotta dello 0,4%. Quest'ultima va rapidamente diminuendo di anno in anno, via via che gli *smart meter* sostituiscono i misuratori tradizionali: nel 2015 è arrivata al 2,2% del totale dei clienti, ma nel 2010 era ancora pari al 65,9%.

Diversamente da quanto è accaduto negli ultimi anni, nel 2015 il consumo medio unitario del cliente domestico è risalito, anche se di poco, a 1.869 kWh/anno (Tavola 3.15), dai 1.822 kWh registrati del 2014 (nel 2012 era pari a 2.014 kWh).

Considerando che il 71,8% dei punti di prelievo domestici serviti a condizioni standard ha un impianto di potenza fino a 3 kW, il consumo medio delle famiglie italiane è valutabile in 2.000 kWh/anno, un valore di circa 50 kWh superiore a quello osservato nel 2014. Più elevato, pari a 3.915 kWh, e anch'esso in aumento rispetto agli anni scorsi, è il consumo medio dei residenti con potenza superiore a 3 kW, che lo scorso anno era sceso a 3.788 kWh; in lievissima crescita rispetto al 2014 è anche il consumo medio dei non residenti, che nel 2015 è passato a 957 kWh contro i 928 kWh dell'anno precedente.

Si osserva, inoltre, che fatto 100 il numero dei punti di prelievo residenti con potenza fino a 3 kW, che come si è appena detto rappresentano la parte più rilevante (72%) dei clienti domestici serviti a condizioni standard, ben 70 appartengono alle prime tre classi di consumo: acquistano cioè al massimo 2.500 kWh/anno. Il 72,3% dei consumatori residenti con potenza superiore a 3 kW appartiene alle classi di consumo più elevate (da 2.500 a 15.000 kWh/anno); queste stesse tre classi rappresentano però il 4% di tutti i clienti domestici serviti in maggior tutela. Per quanto riguarda, invece, i punti di prelievo non residenti (perlopiù seconde case), il 70% cade nella prima classe (consumi inferiori a 1.000 kWh/anno) e i consumi dell'84% di tali clienti non superano i 1.800 kWh/anno.

Tavola 3.16 Clienti non domestici nel mercato a condizioni standard per tipologia e per classe di consumo nel 2015

Volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO ^(A)	QUOTA %	CONSUMO MEDIO
0-5 MWh	3 683	19.4%	3 133	80.3%	1 176
5 – 10 MWh	2 471	13.0%	353	9.0%	7 007
10 - 15 MWh	1 662	8.8%	136	3.5%	12 228
15 - 20 MWh	1 336	7.0%	77	2.0%	17 331
20 - 50 MWh	4 530	23.9%	149	3.8%	30 501
50 - 100 MWh	2 699	14.2%	40	1.0%	67 961
100 - 500 MWh	2 388	12.6%	15	0.4%	161 446
500 – 2.000 MWh	127	0.7%	0	0.0%	708 339
2.000 – 20.000 MWh	17	0.1%	0	0.0%	2 942 074
20.000 – 50.000 MWh	52.1	0.3%	0	0.0%	20 963 040
TOTALE NON DOMESTICI	18 965	100.0%	3 902	100.0%	4 860
DI CUI					
Non domestici fino a 16,5 kW	9 888	52.1%	3 622	92.8%	2 730
Non domestici oltre 16,5 kW	8 715	46.0%	264	6.8%	32 950
Illuminazione pubblica	362	1.9%	16	0.4%	23 241

(B) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.16 propone la ripartizione dei volumi (19 TWh) e dei punti di prelievo (3,9 milioni) relativi agli usi non domestici serviti a condizioni standard per classe di consumo. L'80% dei clienti ricade nella prima fascia di consumo per un volume corrispondente a poco meno di un quinto dei consumi totali. La seconda classe, quella dei clienti con consumi annui che variano tra 5 e 10 MWh, comprende un altro 9% dei punti di prelievo non domestici e assorbe il 13,2% dell'elettricità venduta per usi non domestici. In pratica, il 90% dei clienti non domestici mostra consumi annui che non superano i 10 MWh.

I punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW rappresentano solo il 6,8% dei consumatori non domestici serviti a condizioni standard, ma assorbono il 46% delle vendite totali. Questi clienti sono ovviamente caratterizzati da consumi annui più elevati: metà dei punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW ricade nelle classi con consumi compresi tra 20 e 500 MWh e consuma l'85% del totale dell'energia venduta a questi clienti (8,7 TWh).

Servizio di salvaguardia

Tutti i clienti non domestici che non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela e che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero sono ammessi al servizio di salvaguardia. Il servizio di salvaguardia, però, è anche il regime in cui finisce questo stesso tipo di utenti quando perdurano in una condizione di morosità.

Dal 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta⁹¹, che ottengono il diritto a esercitare il servizio per due anni consecutivi. Nel novembre 2013 si è tenuta la procedura concorsuale per l'esercizio del servizio di salvaguardia, fissata (eccezionalmente per tre anni) dal 2014 al 2016. Le imprese che si sono aggiudicate il diritto sono due:

- Enel Energia per i territori di otto regioni: Veneto, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Sardegna, Campania, Abruzzo, Calabria e Sicilia;
- Hera Comm per i territori delle restanti 12 regioni, vale a dire: Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Lombardia, Toscana, Marche, Umbria, Lazio, Puglia, Molise e Basilicata.

Secondo i dati ricevuti da Enel Energia e da Hera Comm, nel 2015, diversamente da quanto è successo nei due anni precedenti, il regime della salvaguardia è tornato ad ampliarsi, essendo entrati circa 10.000 punti di prelievo in più rispetto al 2014. Più precisamente, lo scorso anno sono stati serviti in regime di salvaguardia 84.785 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die* e cioè conteggiati per le frazioni di anno per le quali sono stati serviti), che complessivamente hanno prelevato circa 3,8 TWh. In pratica, il mercato della salvaguardia è aumentato del 12,7% in termini di punti di prelievo e del 17,4% in termini di energia consumata rispetto al 2014.

Stando a quanto emerge dai dati inviati dagli operatori, l'ampliarsi del servizio di salvaguardia è da attribuire pressoché integralmente al passaggio in questo mercato di numerose utenze di illuminazione pubblica che sono invece diminuite nella maggior tutela e nel mercato libero. Per effetto della crescita dei relativi punti e volumi, la quota dell'illuminazione pubblica sull'intero mercato è salita dal 15% al 21% in termini di clienti e dal 9% al 12% in termini di volumi acquisiti. Gli usi industriali e commerciali hanno di conseguenza diminuito la loro importanza in questo

⁹¹ Come ha stabilito il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 23 novembre 2007.

mercato, pur rimanendo preponderanti: nel 2015, infatti, hanno prelevato l'88% di tutta l'energia venduta (nel 2014 la quota corrispondente era del 91%). Il 69% dell'energia acquistata da questi clienti viaggia sulle reti in media tensione, ma una quota non trascurabile (27%) viene fornita in bassa tensione.

Come nel 2014, la quota di Hera Comm è risultata superiore a quella di Enel Energia, ma il divario tra le due è diminuito per via della maggiore crescita registrata dalle vendite di Enel Energia rispetto a quelle di Hera Comm. Nel 2015 il servizio di salvaguardia è risultato, dunque, più equamente ripartito tra le due società: l'energia venduta da Enel Energia è salita al 45,5% (dal 42,5% del 2014), mentre quella venduta da Hera Comm è scesa al 54,5% (dal 57,5% del 2014).

Mercato libero

Come si è visto nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2015 sono stati venduti 192,4 TWh, il 3,1% in più del 2014, a 12,7 milioni di clienti, cresciuti dell'8,7% rispetto al 2014. Il mercato libero è in costante espansione per il numero dei clienti, ma non per l'energia venduta: quella dello scorso anno, infatti, è la prima variazione nettamente positiva dal 2011.

Indipendentemente dalle quantità vendute, si registra da anni una costante crescita nel numero di imprese attive e il 2015 non ha fatto eccezione: il numero di venditori attivi è salito di 39 unità (+12%) (da 320 a 359). Perciò il volume di vendita medio unitario delle imprese che operano su questo mercato continua invariabilmente a ridursi. Nel 2015 è sceso a 536 GWh, il valore storicamente più basso rilevato sinora, equivalente alla metà di quello del 2009, nonché al 40% di quello osservato nel 2007, anno di completa apertura del mercato.

Come sempre l'incremento numericamente più significativo delle imprese di vendita è avvenuto nella classe di operatori più piccola (che comprende le imprese con vendite inferiori a 0,1 TWh) dove il numero di venditori è salito di 40 unità, passando dai 222 del 2014 a 262. L'incremento delle vendite registrato nel 2015 è andato quasi integralmente a vantaggio degli operatori più grandi. Le prime 35 imprese (per quantità di energia venduta), corrispondenti a poco meno del 10% dei venditori attivi, hanno coperto l'86,5% delle vendite complessive del 2015; le stesse cifre, calcolate nel 2014, erano, rispettivamente, pari a 10% e a 86%. In pratica, come succede da diverso tempo, una porzione sempre leggermente più piccola di imprese attive riesce di anno in anno a soddisfare una quota di consumi sempre lievemente più ampia, a dispetto del numero dei nuovi entranti.

Meno della metà delle 359 imprese attive, il 45,7% per la precisione, vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; 55 imprese, pari al 15,3%, hanno venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; le restanti 140 società hanno operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 19.

La composizione societaria del capitale sociale dei venditori di energia elettrica al 31 dicembre 2014, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, mostra una scarsa presenza straniera: solo 6 società (sulle 345 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società svizzere o tedesche.

Il dettaglio dei clienti per tipologia e per tensione (Tavola 3.17) mostra che l'aumento dei punti serviti è stato ottenuto interamente nella bassa tensione (+8,7%), in particolare grazie all'aumento molto significativo del settore domestico (+11,3%). I clienti in media e in alta tensione sono invece

diminuiti, di poco quelli in media tensione (-0,5%) e proporzionalmente di più (-5,7%) quelli in alta tensione.

Non altrettanto è accaduto ai volumi di vendita, dove invece le variazioni rispetto al 2014 sono tutte positive, con l'unica eccezione dell'illuminazione pubblica servita in bassa tensione. La crescita più elevata riguarda, ancora una volta, i consumi delle famiglie che sono aumentati di 2,2 TWh rispetto all'anno precedente (+11,8%); anche l'elettricità fornita agli altri usi in bassa tensione ha registrato una crescita significativa, pari al 4,5%. Tassi di crescita meno elevati, ma comunque positivi, si notano anche per gli usi produttivi in media e alta tensione.

Da un punto di vista relativo si osserva che il 38,2% dei volumi è stato acquisito dai consumatori connessi in bassa tensione (era il 37,2% nel 2014), il 47,8% dalla media tensione (era il 48,6% nel 2014) e il 13,9% dall'alta e dall'altissima tensione (era il 14,1% nel 2014). Conseguentemente, quindi, la quota degli "altri usi" (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica), che nel 2014 era dell'87,1% sull'intero mercato libero, è scesa all'86,5% in termini di energia e al 24,5% in termini di punti di prelievo (era al 26,1% nel 2014).

Tavola 3.17 Mercato libero per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(A)		
	2014	2015	VARIAZIONE 2015/2014	2014	2015	VARIAZIONE 2015/2014
BT	69.589	73.578	5,7%	11.599	12.614	8,7%
Domestico	18.833	21.056	11,8%	8.425	9.377	11,3%
Illuminazione pubblica	4.879	4.592	-5,9%	224	217	-3,2%
Altri usi	45.877	47.930	4,5%	2.950	3.020	2,4%
MT	90.650	92.029	1,5%	99	99	-0,5%
Illuminazione pubblica	373	384	3,0%	1	0,99	-1,3%
Altri usi	90.277	91.645	1,5%	98	98	-0,5%
AT e AAT	26.348	26.813	1,8%	0,97	0,92	-5,7%
Altri usi	26.348	26.813	1,8%	0,97	0,92	-5,7%
TOTALE	186.587	192.420	3,1%	11.700	12.714	8,7%

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tra i clienti **domestici**, la classe più rilevante in termini di punti di prelievo è quella con consumi compresi tra 1.000 e 1.800 kWh, che raccoglie il 23,2% dei clienti. Tuttavia, anche le due classi successive possiedono un peso simile. Se si guarda ai volumi di acquisto, invece, la classe più importante risulta quella con consumi compresi tra i 2.500 e i 3.500 kWh/anno, cui viene venduto il 28% di tutta l'energia acquisita dal settore domestico nel mercato libero. Di fatto, l'85% dei punti di prelievo possiede un livello di consumo che non supera i 3.500 kWh/anno. In ogni classe i consumi medi che emergono dai dati relativi al mercato libero risultano molto simili a quelli dei clienti domestici serviti in maggior tutela.

Nel 2015 il 16,2% dei clienti domestici, circa 1,5 milioni, risulta aver sottoscritto un contratto *dual*

*fuel*⁹². Il numero di clienti domestici con questo tipo di contratto è cresciuto, in quanto lo scorso anno erano 1,3 milioni, ma la loro quota è rimasta sostanzialmente invariata rispetto a quella registrata nel 2014. Il consumo complessivo di questi clienti è pari a 3,3 TWh, quasi il 16% di tutta l'energia venduta ai clienti domestici sul mercato libero. Anche in questo caso emergono consumi medi simili a quelli generali.

In contrasto con quanto accade nel mercato a condizioni standard, dove la tariffa bioraria è largamente prevalente in quanto obbligatoria da una certa data in poi, la disaggregazione dei clienti per tariffa applicata nel mercato libero mostra una sostanziale preferenza per la modalità contrattuale monoraria, che è stata scelta da più di metà dell'intera clientela (59,1% dei punti di prelievo) ed è in crescita rispetto al 2014 (era al 55,4%). Il 34,2% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e solo il 6,7% quella multioraria. La semplicità di calcolo e di controllo in bolletta della tariffa monoraria è probabilmente l'elemento che la rende preferibile agli occhi dei clienti.

Per quanto riguarda i clienti **non domestici**, le vendite in termini di volumi risultano concentrate nelle classi di consumo che vanno da 100 a 20.000 MWh/anno, che insieme comprendono il 60,5% dell'energia complessivamente acquistata dal settore non domestico. Il 55,4% dei clienti, tuttavia, appartiene alla prima classe, cioè consuma meno di 5 MWh all'anno.

Tra la clientela non domestica i contratti *dual fuel* non hanno grande diffusione: i punti di prelievo che hanno preferito una fornitura di questo tipo sono circa 61.700 sugli oltre 3,3 milioni totali e pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è pari a circa 5,6 TWh sui 171 complessivi.

Concentrazione nel mercato della vendita di energia elettrica

Analizzando le quote di mercato nel settore della vendita a clienti finali, emerge come la concentrazione nel **mercato a condizioni standard** sia lievemente cresciuta rispetto al 2014. La quota del principale esercente, Enel Servizio Elettrico, è infatti risalita di tre decimi di punto percentuale, dall'85,4% del 2014 all'85,7%; seguono Acea Energia (5% come nel 2014), A2A Energia (3,4%, mentre nel 2014 era 3,6%) e Iren Mercato (1,2% come nel 2014). Come lo scorso anno, gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%.

Il gruppo Enel, che come si è visto domina il segmento tutelato del mercato finale elettrico, è decisamente meno importante nel **mercato libero**, seppure anche qui mantiene la prima posizione. Nel 2015, infatti, la sua quota di vendita è risultata del 18,1%, nove punti superiore a quella del gruppo Edison. La distanza rispetto al secondo gruppo si è ampliata rispetto al 2014, considerando che la quota di Enel è cresciuta, mentre si è ridotta quella di Edison (quest'anno all'8,9% contro il 10,7% dell'anno precedente). Al contrario, il gruppo Eni mantiene la terza posizione, con una percentuale in lieve aumento rispetto a quella del 2014 (5,6% al posto di 5,3%). Il grado di concentrazione nazionale nel mercato libero resta comunque basso: la quota dei primi tre gruppi è stabile intorno al 33% da diversi anni; quella dei primi dieci è scesa dal 57,5% al 56,7%.

⁹² Si considerano *dual fuel* i clienti che ricevono una stessa fattura per la fornitura di energia elettrica e di gas; dal conteggio sono, quindi, esclusi i clienti che, pur avendo un contratto con il medesimo fornitore sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale, ricevono fatture distinte per i due servizi.

Anche l'indice HHI è sceso da 597 a 575 ed è largamente inferiore alla soglia di 1.500 a partire dalla quale il mercato viene giudicato moderatamente concentrato.

Nell'intero mercato *retail*, l'operatore dominante resta il gruppo Enel, sebbene la sua quota si vada (lentamente) assottigliando nel tempo: nel 2015 il peso è sceso al 33,7%, contro il 34,1% del 2014. La sua importanza, però, è alquanto differenziata nei vari segmenti del mercato finale. Nel settore domestico e nel non domestico allacciato in bassa tensione, infatti, il gruppo detiene una quota estremamente ampia e, soprattutto, assai lontana da quelle dei gruppi inseguitori; al contrario, nella vendita a clienti non domestici in media e in alta/altissima tensione, dal 2013 Enel non è più il primo operatore e, ovviamente, possiede quote di mercato poco distanti da quelle dei suoi concorrenti.

I gruppi societari che nel 2015 hanno raggiunto una quota di mercato superiore al 5% sono 2: Enel con il 33,6% (aveva il 34,6% nel 2014) ed Edison con il 6,8% (8,2% nel 2014). Seguono il gruppo Eni, con una quota di mercato del 4,3%, e Gala (3,7%). I primi dieci operatori (gruppi societari) coprono il 65,4% delle vendite complessive (contro il 67,6% dell'anno precedente). La tavola 3.16 evidenzia il dettaglio per livello di tensione.

Tavola 3.18 Mercato *retail*: quote di mercato dei primi tre operatori per livello di tensione

LIVELLO DI TENSIONE	2014		2015	
	N. OPERATORI CON QUOTA >5%	QUOTA DEI PRIMI 3 OPERATORI	N. OPERATORI CON QUOTA >5%	QUOTA DEI PRIMI 3 OPERATORI
Bassa tensione (domestici)	2	83,7%	2	83,1%
Bassa tensione (non domestici)	2	52,1%	1	49,0%
Media tensione	4	26,6%	3	25,3%
Alta e altissima tensione	7	38,5%	6	42,1%
MERCATO TOTALE	2	46,9%	2	44,8%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

3.2.2.1 Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio

In tema di prezzi di vendita nel mercato al dettaglio, l'Autorità dispone di due rilevazioni:

- quella effettuata ai sensi della delibera 20 novembre 2008, ARG/elt 167/08, nella quale con cadenza trimestrale vengono rilevati i dati mensili relativi ai prezzi fatturati⁹³ dai venditori ai clienti domestici e non domestici, distinti in classi di consumo e per tipo di mercato;
- quella effettuata nell'ambito dell'*Indagine annuale sui settori regolati*, nella quale vengono rilevati dati di competenza per l'anno precedente e distinti secondo varie categorie di dettaglio

⁹³ Si tratta, più precisamente, di fatturati medi unitari ottenuti dal rapporto tra i ricavi incassati e i quantitativi di energia fatturata nel trimestre di riferimento.

(tipo di mercato, settore e classi di consumo, tipologia di contratto applicata).

Alla fine del 2011 l'Autorità ha approvato⁹⁴ il *Testo integrato del monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale* (TIMR), il quale prevede l'obbligo per gli esercenti l'attività di vendita finale di energia elettrica (con un numero di punti di prelievo serviti superiore a 50.000) di comunicare ogni trimestre all'Autorità i dati relativi ai prezzi medi mensili dell'energia elettrica praticati sul mercato finale, insieme a numerosi altri indicatori (vedi il paragrafo successivo). Di fatto, a partire da gennaio 2012, i prezzi medi raccolti dall'Autorità ai sensi della delibera ARG/elt 167/08 confluiscono, limitatamente ai venditori obbligati ai sensi del TIMR, nell'ambito del sistema di monitoraggio *retail*. In virtù di un accordo istituzionale, comunque, tutti i dati raccolti ai sensi della delibera ARG/elt 167/08 vengono forniti semestralmente al Ministero dello sviluppo economico che li invia all'Eurostat per adempiere agli obblighi previsti dalla direttiva 2008/92/CE del 22 ottobre 2008 concernente la procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica.

I dati della seconda rilevazione vengono invece utilizzati per le analisi statistiche effettuate dall'Autorità, specialmente quelle alla base della Relazione Annuale.

Per quanto concerne il monitoraggio sull'applicazione dei prezzi biorari, l'art. 6-ter del Testo Integrato vendita ("TIV") prevede che ciascun esercente la maggior tutela comunichi trimestralmente all'Acquirente unico (con riferimento a ciascun mese del trimestre considerato) il corrispettivo PED applicato a ogni cliente servito, distinguendo tra punti di prelievo per i quali è applicato un corrispettivo differenziato per fasce orarie e punti per i quali il corrispettivo applicato risulta monorario. Viene richiesta altresì la comunicazione del numero di clienti per i quali l'esercente la maggior tutela ha effettuato, prima dell'applicazione di corrispettivi PED differenziati per fasce, la comunicazione dei consumi differenziati per fascia e per mesi o per raggruppamenti di mesi. Tale informazione è stata utilizzata per finalità di controllo da parte dell'Autorità nella fase di prima implementazione dei prezzi biorari ai clienti domestici.

Nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, è stato chiesto agli operatori della vendita, come di consueto, di trasmettere i dati relativi ai prezzi finali praticati ai loro clienti sia al netto delle imposte sia per la parte connessa ai soli costi di approvvigionamento, intesa come somma delle componenti relative all'energia, al dispacciamento, alle perdite di rete, allo sbilanciamento e ai costi di commercializzazione della vendita.

L'analisi dei dati trasmessi dagli operatori, relativi sia alla sola componente dei costi di approvvigionamento sia ai prezzi finali al netto delle imposte, ha mostrato un'estrema variabilità della spesa unitaria dei clienti. Tale risultato è riscontrabile per tutte le classi di consumo, sia pure con alcuni distinguo.

Come si vede nella tavola 3.19, che mostra i prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo, i valori vanno da un minimo di 178,6 €/MWh, riscontrabile per la classe 1.800-2.500 kWh/anno, a un massimo di 331,7 €/MWh per la classe più piccola. Il prezzo al netto delle imposte possiede un andamento a "U", nel senso che scende all'aumentare della dimensione dei clienti

⁹⁴ Con la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11.

fino alla terza classe, per poi tornare a salire per i clienti di maggiore dimensione. Il tratto decrescente della curva riflette la riduzione dei costi fissi unitari, mentre quello crescente è dovuto alla struttura progressiva delle tariffe domestiche. Il costo di approvvigionamento, invece, com'è logico attendersi, diminuisce continuamente al crescere dell'ampiezza dei consumi, ma il suo calo non compensa l'effetto della progressività delle tariffe. A riprova dell'estrema variabilità dei prezzi praticati dai venditori, si possono osservare i dati presentati nella tavola 3.20 che, per ciascuna classe di consumo dei clienti domestici, suddivide per fasce di prezzo (esprese in €/MWh) i prezzi riscontrati nel mercato libero e la quota di elettricità venduta corrispondente. La variabilità risulta più ampia nella prima classe di consumo, mentre in quelle successive la numerosità dei prezzi rilevata è maggiore soprattutto nelle fasce centrali. La tavola riporta anche l'indicazione del prezzo minimo e del prezzo massimo che appaiono molto distanti (in qualche caso ben oltre il triplo).

Tavola 3.19 Prezzi medi finali al netto delle imposte per i clienti domestici nel 2015

€/MWh; dati provvisori

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
< 1.000 kWh	3 374	7 904	331.55	133.73
1.000-1.800 kWh	9 705	6 867	184.46	98.84
1.800-2.500 kWh	12 591	5 875	178.56	95.09
2.500-3.500 kWh	15 863	5 390	192.40	93.63
3.500-5.000 kWh	11 087	2 722	216.16	92.60
5.000-15.000 kWh	5 841	904	250.33	89.56
> 15.000 kWh	542	21	276.62	85.14
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	59 002	29 683	207.07	96.42

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.20 Percentuale di prezzi applicati ai clienti domestici nel 2015 per fascia di prezzo

prezzi minimo e massimo in €/MWh

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	FASCE DI PREZZO					PREZZO MINIMO	PREZZO MASSIMO
	30-75	75-100	100-125	125-150	>150		
< 1.000 kWh	6	15	33	23	23	34.7	286.0
1.000-1.800 kWh	5	41	39	11	4	56.3	179.6
1.800-2.500 kWh	5	49	34	8	4	50.0	185.6
2.500-3.500 kWh	6	52	34	6	2	48.6	164.5
3.500-5.000 kWh	10	52	29	7	2	48.0	166.4
5.000-15.000 kWh	17	53	22	6	2	33.9	189.8
> 15.000 kWh	30	46	17	5	2	36.3	189.8
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	12	54	24	7	3	33.9	189.8

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.21 Prezzi medi finali al netto delle imposte per i clienti non domestici nel 2015

€/MWh; dati provvisori

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
Bassa tensione	71.487	7.139	192,67	87,79
Media tensione	92.029	99	147,19	69,22
Alta e altissima tensione	26.813	0,92	106,06	60,65
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	190.330	7.239	158,48	74,99

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Con il progressivo sviluppo del mercato si è notevolmente ampliata la gamma di offerte disponibili per i clienti finali che possono scegliere tra tipologie di offerte anche molto diverse tra loro. Alcune di queste offerte includono pacchetti con servizi accessori (assistenza, manutenzione, assicurazione ecc.), per cui il prezzo offerto per l'elettricità tiene conto, in realtà, di elementi aggiuntivi, rispetto al costo dell'energia stessa. Altre offerte prevedono sconti sulla componente materia prima energia, altre ancora, invece, vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (come sconti al supermercato o sul carburante o sui servizi telefonici ecc). Alcuni venditori offrono anche strutture di prezzo, come quelle a prezzo bloccato, i cui meccanismi di aggiornamento dei corrispettivi non sono influenzati dalle dinamiche congiunturali dei prezzi dell'energia, ma dipendono in misura rilevante dalla data di sottoscrizione dei contratti (e in particolare dalle attese sull'andamento dei prezzi dei combustibili esistenti in quel momento), nonché dalla durata dei contratti stessi (più è lunga, più il prezzo pattuito deve tener conto dei rischi di mutamento del mercato). Ancora, altre offerte sono legate al rispetto di determinate soglie di consumo, superate le quali scattano componenti aggiuntive di prezzo. Considerando l'estrema varietà delle offerte disponibili appena descritta, e in analogia a quanto rilevato e pubblicato a livello internazionale, è quindi più opportuno elaborare un unico dato di sintesi per il mercato finale, comprensivo di tutte le formule contrattuali.

La tavola 3.22 riporta il valore dei prezzi al netto delle imposte suddividendo i clienti elettrici per tipo di tariffazione oraria, mentre le tavole successive mostrano i prezzi dell'energia elettrica pagati dai clienti che hanno aderito a un contratto *dual fuel*, che in media risultano quasi invariabilmente meno convenienti rispetto all'acquisto di elettricità con un contratto specifico. Le stesse tavole consentono tuttavia di notare la consistenza decisamente ridotta del numero di tali clienti e dell'energia da essi acquistata.

Tavola 3.22 Prezzi medi finali al netto delle imposte nel 2015 per tipo di tariffazione oraria

€/MWh; dati provvisori

TARIFFAZIONE ORARIA	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
Monoraria	30 354	6 104	179.67	90.48
Bioraria	98 286	23 078	179.69	83.99
Multioraria	120 691	4 404	168.87	74.24
TOTALE CLIENTI	249 332	33 585	174.45	80.06

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.23 Prezzi medi finali al netto delle imposte per l'acquisto di elettricità nel mercato praticati nel 2015 ai clienti domestici con contratto *dual fuel*

€/MWh; dati provvisori

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
< 1.000 kWh	106	279	442.07	151.65
1.000-1.800 kWh	532	376	189.78	110.98
1.800-2.500 kWh	729	341	185.23	106.77
2.500-3.500 kWh	931	317	199.42	105.49
3.500-5.000 kWh	634	156	224.89	105.05
5.000-15.000 kWh	337	52	261.43	104.82
> 15.000 kWh	44	1	246.90	92.08
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	3 313	1 522	214.34	107.81

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.24 Prezzi medi finali al netto delle imposte per l'acquisto di elettricità nel mercato praticati nel 2015 ai clienti non domestici con contratto *dual fuel*

€/MWh; dati provvisori

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
Bassa tensione	1 486	59.65	198.09	91.36
Media tensione	2 412	1.99	137.35	69.08
Alta e altissima tensione	1 712	0.03	111.80	67.52
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	5 610	61.67	145.65	74.51

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Monitoraggio del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

Il **sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio** è finalizzato a consentire all'Autorità l'osservazione regolare e sistematica delle condizioni di funzionamento della vendita al dettaglio, incluso il grado di apertura, la concorrenzialità e la trasparenza del mercato, nonché il livello di partecipazione dei clienti finali e il loro grado di soddisfazione.

Come detto nelle pagine precedenti, l'Autorità ha definito i soggetti obbligati al monitoraggio, vale a dire gli esercenti la vendita o le imprese distributrici aventi le caratteristiche necessarie (in termini di numero di punti serviti) tenuti all'invio dei dati di base necessari per il calcolo degli indicatori⁹⁵ da parte dell'Autorità, nonché l'insieme minimo di indicatori di mercato e le relative

⁹⁵ Gli indicatori sono formule sintetiche rappresentative dei fenomeni oggetto di monitoraggio *retail*.

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.

Nell'ambito del sistema di monitoraggio *retail* sono confluite, a partire da 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. Nel gennaio 2012, l'Autorità ha avviato la raccolta sistematica dei dati di base, che è poi continuata anche negli anni successivi. Tale raccolta è funzionale alla pubblicazione, da parte dell'Autorità, sia del *Rapporto sul monitoraggio retail* che riporta 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. Per l'anno 2015, l'Autorità ha 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 121 soggetti. Con riferimento al solo settore dell'energia elettrica, risultano obbligati 9 distributori di energia elettrica e 58 venditori di energia elettrica. Di questi ultimi, solo tre 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 2015, hanno avuto inizio dal mese di aprile 2015.

L'Autorità ha pubblicato, il 12 febbraio 2015, il rapporto relativo al *Monitoraggio retail. Rapporto annuale 2012 e 2013*, che sintetizza gli esiti dell'attività di monitoraggio⁹⁶ del mercato della vendita di energia elettrica e di gas naturale alla clientela di massa per gli anni 2012 e 2013, appunto. Per il settore elettrico, l'analisi ha evidenziato, relativamente al lato offerta, condizioni concorrenziali uniformi sul territorio nazionale, ma disomogenee per tipologia di clienti. Se, infatti, l'attività di vendita ai grandi clienti (in media tensione) presenta un'effettiva concorrenza, con positivi indici di concentrazione e di cambio di fornitore, emergono, invece, indicazioni di segno opposto per i clienti domestici e le piccole imprese. Il mercato a condizioni standard costituisce la modalità di fornitura prevalente, servendo nel 2013 ancora il 75% dei clienti domestici. Si rimarca, inoltre, che quasi il 60% dei clienti che hanno rinunciato alle condizioni standard in favore della fornitura sul mercato libero, ha scelto di approvvigionarsi dal venditore che in precedenza forniva il servizio a condizioni standard (o da un venditore appartenente al gruppo societario del medesimo esercente). Per quanto riguarda gli indici di concentrazione, nel biennio considerato il primo operatore detiene il 50% circa dei volumi serviti ai domestici nel mercato libero, mentre i principali tre operatori detengono oltre il 70%. A fronte delle criticità, anche per i clienti domestici il mercato libero presenta un certo dinamismo: la quota dei clienti che hanno lasciato la tutela rappresenta uno fra i migliori risultati a livello europeo, con un tasso di *switching* (cambio del fornitore), in Italia, pari al 7,6% nel 2013. Una situazione simile a quella dei clienti domestici si riscontra per le piccole imprese (i clienti in bassa tensione altri usi), seppur con criticità meno accentuate. Infatti, nonostante il mercato di maggior tutela rappresenti la modalità di approvvigionamento prevalente, il 40% di questi clienti nel 2013 ha scelto il mercato libero (il 68% in volumi venduti).

⁹⁶ Si veda il Rapporto 5 febbraio 2015, 42/2015/I/com disponibile qui: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/042-15.htm>.

Più in generale, in merito alle evidenze sugli indicatori relativi al processo di *switching* (in termini di rispetto della regolazione e di efficacia del processo), alla qualità del servizio di vendita e dei servizi telefonici ed alla qualità commerciale del servizio di distribuzione, nonché ai contratti non richiesti ed agli indicatori relativi alla morosità, nel biennio analizzato, sono emersi elementi che evidenziano, da un lato, miglioramenti significativi in diverse aree del Paese e, dall'altro, il permanere di aspetti critici su cui si sono concentrate le attività di approfondimento e di intervento da parte dell'Autorità.

In tema di misure adottate per promuovere un'effettiva concorrenza occorre menzionare il **Trova Offerte**, un sistema di ricerca delle offerte commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica e di gas rivolte ai clienti domestici.

A partire dalla data di prima pubblicazione del sistema, si è rilevata una media di circa 1.100 accessi/giorno alla pagina iniziale del percorso di ricerca, con numerosi picchi giornalieri superiori ai 5.000 accessi. In particolare, nel 2015 gli accessi complessivi alla pagina iniziale sono stati 330.000, mentre i calcoli effettuati sono stati 500.000. Le ricerche realizzate nel mese di marzo 2016, utilizzando il profilo di consumo medio del cliente domestico tipo⁹⁷, nelle maggiori città italiane mostrano la presenza per il servizio elettrico di circa 45 offerte, in prevalenza a prezzo bloccato, con l'offerta più economica che offre potenziali risparmi, calcolati sulla spesa annua al lordo delle imposte per abitazioni in Roma, di circa 40 €/anno (-8,5%) rispetto alla fornitura alle condizioni standard vigenti nel primo trimestre 2016, e di 130 €/anno (-22%) rispetto all'offerta meno economica. Confrontando i dati di marzo 2016 con quelli calcolati a marzo 2015 si osserva che l'offerta più economica offre oggi un maggiore risparmio potenziale rispetto alla fornitura a condizioni standard (nel 2015 era pari a -29 €/anno), così come più elevato è il potenziale risparmio rispetto all'offerta meno economica (che nel 2015 era pari a -110 €/anno).

La ricerca per offerte congiunte (elettricità e gas) visualizza fino a sei/sette risultati; la spesa annua associata all'offerta congiunta più economica risulta lievemente superiore, di circa 12 €/anno, a quella ottenuta sommando la spesa associata alle offerte più economiche per la fornitura singola di energia elettrica e di gas naturale disponibili nella medesima località (questo divario era quasi nullo nel mese di marzo 2015), ma comunque inferiore di circa 135 €/anno (-7,8%) rispetto alla somma della spesa associata ai prezzi tutelati (a marzo 2015, il risparmio risultava pari a 163 €/anno). Per entrambi i servizi, elettrico e gas, le offerte più economiche in base alla lista dei risultati di ricerca sono quelle che prevedono un prezzo bloccato, la stipulazione del contratto tramite internet, la domiciliazione dei pagamenti e l'invio di bollette in formato elettronico.

In tema di misure adottate per promuovere un'effettiva concorrenza occorre infine menzionare il **Sistema informativo integrato** (SII) per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, ideato dall'Autorità fin dal 2008 ed avviato nel 2012. La finalità SII, istituito presso l'Acquirente Unico con la legge del 13 agosto 2010, n. 129/10, è quella di gestire i flussi informativi fra i soggetti che partecipano ai mercati dell'energia elettrica e del gas secondo le regole e i procedimenti definiti dall'Autorità. È basato su una banca dati che contiene

⁹⁷ Servizio elettrico: abitazione di residenza anagrafica con potenza impegnata pari a 3 kW e consumo pari a 2.700 kWh/anno, ripartito per il 33,4% nella fascia F1 e per il 66,6% nella fascia F23; servizio gas: consumo pari a 1.400 m³/anno.

l'elenco completo dei punti di prelievo nazionali e dei dati fondamentali per la gestione dei processi trattati denominata Registro Centrale Ufficiale o RCU, condivisa tra tutti i soggetti interessati. Ad esempio, nel caso del settore elettrico, i dati sono condivisi tra Terna, le imprese distributrici, gli utenti del dispacciamento titolari di unità di consumo e gli esercenti la vendita.

Con riferimento al settore elettrico, a decorrere dal mese di luglio 2013, il SII è diventato il canale ufficiale per la messa a disposizione agli utenti del dispacciamento di alcuni dati rilevanti ai fini del *settlement*. Nel 2015, è stato dato l'avvio⁹⁸ alla sperimentazione della messa a disposizione, nell'ambito del SII, dei flussi contenenti i dati di misura relativi ai punti di prelievo non trattati orari e trasmessi dalle imprese distributrici agli utenti, ai fini della fatturazione del servizio di trasporto e di *settlement*. Il provvedimento rappresenta un'ulteriore azione verso la completa attuazione della legge 24 marzo 2012, n. 27, che ha conferito al SII anche la gestione dei dati di consumo dei clienti finali. Tale sperimentazione contribuirà allo sviluppo della messa a disposizione del cliente finale dei dati storici di consumo, ovvero all'individuazione del c.d. *energy footprint* o impronta energetica del cliente finale, in attuazione delle norme del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102.

L'Autorità ha inoltre fissato⁹⁹ all'1 novembre 2015 la data a decorrere dalla quale, per il settore elettrico, le transazioni e i processi funzionali relativi a una richiesta di voltura siano gestiti nell'ambito del SII. Tale decisione è stata assunta sulla base dei risultati ottenuti nella fase di sperimentazione, svolta tra aprile e luglio 2015, nell'ambito della quale sono state condotte verifiche di funzionamento, verifiche prestazionali e di efficacia, al fine di accertare l'affidabilità del SII stesso.

Ancora, nell'autunno del 2015 è stata definita¹⁰⁰ la nuova disciplina del processo di *switching* nell'ambito del SII, unitamente alla gestione della risoluzione contrattuale e all'attivazione dei servizi di ultima istanza. Gli aspetti più rilevanti di tale riforma riguardano:

- la radicale modifica di assetto del mercato, che prevede l'attribuzione al SII (e non più all'impresa distributtrice) della responsabilità di esecuzione dello *switching*, in caso sia di cambio di fornitore, sia di attivazione dei servizi di ultima istanza;
- la riduzione a tre settimane delle tempistiche necessarie all'esecuzione dello *switching*;
- la definizione di un unico processo, indifferenziato per tempistiche di esecuzione, nei casi in cui l'utente del dispacciamento richiedente manifesti la volontà di avvalersi o meno del c.d. "*switching con riserva*", che consiste nella facoltà di ritirare la richiesta di *switching* una volta note alcune informazioni relative al cliente finale in tema di morosità (presenza di richieste di sospensione della fornitura) e di propensione al cambio di fornitore (numero di richieste di *switching* presentate).

Rimangono, invece, nella sfera di responsabilità dell'impresa distributtrice sia l'attività di rilevazione e di messa a disposizione dei dati di misura e, transitoriamente, anche di quelli funzionali all'avvio della fornitura, sia l'esecuzione dei processi di energizzazione e di disalimentazione di un punto di prelievo, fermo restando l'obbligo di trasmissione al SII di alcuni esiti di tali prestazioni, affinché il SII possa procedere all'aggiornamento del Registro centrale ufficiale. L'entrata in esercizio definitiva del nuovo processo nel SII è fissata all'1 giugno 2016.

⁹⁸ Delibera 30 luglio 2015, 402/2015/R/eel.

⁹⁹ Delibera 6 agosto 2015, 419/2015/R/eel.

¹⁰⁰ Delibera 14 ottobre 2015, 487/2015/R/eel.

Con l'obiettivo di completare la riforma dello *switching*, l'Autorità ha infine ampliato il contenuto informativo dell'RCU¹⁰¹, il quale sarà corredato da un insieme di informazioni che potranno essere inserite nelle seguenti categorie:

- dati relativi al punto di prelievo e alla sua localizzazione;
- dati relativi al cliente finale associato al punto di prelievo;
- dati di rilevanza commerciale e statistica;
- dati utili ai fini della gestione del *settlement*;
- dati utili ai fini dell'erogazione del *bonus* sociale;
- dati identificativi degli operatori associati al punto di prelievo;
- dati tecnici relativi al misuratore installato.

I nuovi dati censiti nell'RCU sono stati individuati al fine di semplificare la gestione del processo di *switching* nel SII, in particolare in caso di risoluzione contrattuale e di attivazione dei servizi di maggior tutela e di salvaguardia, nonché al fine di pervenire a una complessiva riorganizzazione delle modalità di messa a disposizione dei dati di misura funzionali alla fatturazione del servizio di trasporto e del *settlement*, in maniera coerente rispetto alla sperimentazione avviata.

Switching

L'indagine annuale effettuata presso gli operatori della distribuzione di energia elettrica ha rivolto loro alcune domande anche sullo *switching*, vale a dire sul numero di clienti che ha cambiato il proprio fornitore nell'anno solare 2015¹⁰².

Sulla base dei dati raccolti, anche il 2015 è stato caratterizzato da un intenso *switching*. Complessivamente, oltre 3,5 milioni di clienti (15.000 punti in meno del 2014), cioè il 9,6%, hanno cambiato fornitore almeno una volta nel corso del 2015. In termini di volumi essi corrispondono quasi a più di un quarto (27,6%) del totale dell'energia distribuita (Tavola 3.25). Per i clienti caratterizzati da minori consumi (domestici e non domestici in bassa tensione) lo *switching* risulta stabile rispetto al 2014 in termini sia di volumi sia di punti di prelievo. Più in dettaglio, nel 2015 hanno cambiato fornitore:

- l'8% delle famiglie (cioè circa 2 milioni e 400.000 punti di prelievo), corrispondente a una quota di energia del 10%;
- il 15,8% (cioè poco più di 1,1 milioni) dei clienti non domestici allacciati in bassa tensione, corrispondente a una quota di energia pari al 15,5%.

Diversamente dagli anni più recenti, il livello di *switching* del settore non domestico in media o in alta tensione ha ripreso vivacità anche in termini di punti di prelievo e non solo di energia: oltre un

¹⁰¹ Delibera 17 dicembre 2015, 628/2015/R/eel.

¹⁰² Le domande sono state poste in modo da rilevare il fenomeno secondo la definizione prevista dalla Commissione europea. È stato quindi replicato il questionario già proposto negli scorsi anni. Per i dettagli si vedano gli Annual Report precedenti.

terzo di questa clientela ha cambiato fornitore nel corso del 2015, muovendo il 35% dei volumi complessivamente a essi distribuiti.

Tavola 3.25 Tassi di *switching* dei clienti finali

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2014		2015	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	10,3%	8,1%	10,1%	8,0%
Non domestico	28,0%	15,8%	32,6%	15,8%
<i>di cui:</i>				
- bassa tensione	28,5%	15,6%	28,6%	15,5%
- media tensione	32,3%	28,7%	34,8%	34,4%
- alta e altissima tensione	17,1%	11,9%	34,6%	35,2%
TOTALE	24,2%	9,6%	27,6%	9,6%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Reclami e segnalazioni

L'Autorità è tenuta ad assicurare il trattamento efficace dei reclami e delle procedure di conciliazione dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale e di energia elettrica, avvalendosi dell'Acquirente unico, e a vigilare affinché siano applicati i principi in materia di tutela dei consumatori di cui all'Allegato I delle direttive del Parlamento europeo e del Consiglio 2009/72/CE e 2009/73/CE, secondo quanto previsto dall'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11.

Lo **Sportello per il consumatore di energia** è lo strumento con il quale l'Autorità assicura (dalla fine del 2009, il trattamento efficace dei reclami, compresi quelli dei *prosumer* (consumatori-produttori), richiedendo agli esercenti le necessarie informazioni e fornendo ai clienti, alle loro associazioni rappresentative e agli esercenti le indicazioni necessarie per la risoluzione delle problematiche segnalate. Lo Sportello trasmette all'Autorità solo reclami compiutamente istruiti, che devono essere oggetto di valutazione da parte dell'Autorità stessa. L'1 gennaio 2015 è entrato in vigore il nuovo regolamento di funzionamento dello Sportello (descritto nel capitolo 5).

Nell'ultimo anno si è registrata una riduzione del 12% (da 46.323 a 40.775) delle comunicazioni complessivamente ricevute dall'Autorità e dallo Sportello, che comprendono reclami, richieste di informazioni e segnalazioni. La riduzione potrebbe essere legata al miglioramento di alcuni processi nel mercato *retail* e a un maggior numero di problematiche che si risolvono al primo livello di reclamo presso l'esercente. I clienti che si rivolgono allo Sportello sono in prevalenza domestici e il settore maggiormente interessato continua a essere quello elettrico che, tuttavia, presenta un numero di clienti superiore a quello del settore gas.

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2015 e il 31 dicembre 2015, le comunicazioni – cioè l'insieme di reclami, segnalazioni e richieste di informazione – relative al settore elettrico sono state 23.316 (circa il 66% del totale), con una riduzione rispetto al 2014. Mutamenti molto lievi hanno riguardato le proporzioni tra i reclami e le richieste di informazioni, le quali, in valore assoluto, hanno subito un lieve calo.

Tavola 3.26 Argomenti delle comunicazioni ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia

ARGOMENTI	2015		2014	
	NUMERO	QUOTA	NUMERO	QUOTA
Contratti	7.909	27%	7.770	29%
Fatturazione	7.813	26%	6.906	26%
Mercato	4.619	15%	4.894	18%
<i>Bonus</i>	5.425	18%	3.335	12%
Allacciamenti/Lavori	1.199	4%	916	3%
Qualità tecnica	591	2%	852	3%
Misura	478	2%	552	2%
<i>Prosumers</i>	573	2%	547	2%
Prezzi e tariffe	516	2%	433	2%
Qualità commerciale	321	1%	273	1%
Non competenza	396	1%	361	1%
TOTALE	29.840	100%	26.839	100%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati dello Sportello per il consumatore di energia.

Dall'analisi dei dati contenuti nella tavola 3.26, emerge che gli argomenti più frequenti delle comunicazioni ricevute nel 2015 sono, nell'ordine: i contratti, la fatturazione, il mercato e il *bonus*. Rispetto all'anno 2014, si nota una lieve crescita delle comunicazioni relative al mercato. Si rileva, invece, una diminuzione delle comunicazioni relative alla fatturazione, al *bonus* e ai contratti.

Le comunicazioni in merito alle fatturazioni riguardano principalmente le problematiche relative alla corretta quantificazione dei consumi, ai conguagli e ai rimborsi, nonché, sia pur in calo, alla periodicità di emissione delle bollette; quelle relative alla tematica mercato afferiscono, soprattutto e in numero maggiore rispetto al 2014, alle problematiche inerenti all'effettivo rispetto del Codice di condotta commerciale e alla non conoscenza del venditore, mentre sono in calo quelle relative alla doppia fatturazione e alla regolarità dei cambi di fornitore. Nella tematica mercato sono compresi i reclami (anch'essi in sensibile calo) gestiti secondo la procedura speciale di natura conciliativa.

Le comunicazioni in materia di *bonus* elettrico si sono concentrate sulla mancata erogazione del *bonus* stesso e sulle problematiche dovute al mancato allineamento delle banche dati, con diminuzione di quelle relative alla validazione della domanda da parte dei distributori.

Per quanto attiene alle comunicazioni in merito ai contratti, le principali criticità riscontrate hanno riguardato il tema del corrispettivo di morosità (C_{MOR}) nell'ambito del sistema indennitario, che hanno avuto un lieve aumento nel 2015, mentre si sono dimezzate le comunicazioni relative alla voltura. Infine, con riferimento alla tematica degli allacciamenti e dei lavori, le comunicazioni ricevute hanno riguardato principalmente i subentri, sia pur dimezzati, i tempi di esecuzione, l'attivazione e la variazione di potenza.

3.2.2.2 Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza

Prezzi finali di vendita

Nel 2015 in tema di prezzi e concorrenza, l'Autorità ha sostenuto diverse audizioni presso le commissioni del Parlamento¹⁰³, e ha inviato una segnalazione al Governo e al Parlamento. In particolare:

- il 22 aprile è stata audita presso la 10^a Commissione industria, commercio e turismo del Senato della Repubblica in tema di prezzi;
- il 18 giugno ha inviato una segnalazione al Governo e al Parlamento in tema di tariffe e prezzi;
- il 23 giugno ha presentato alle Commissioni riunite finanze e attività produttive commercio e turismo della Camera le proprie osservazioni in merito al disegno della Legge annuale per il mercato e la concorrenza;
- sullo stesso disegno di legge, il 24 novembre ha presentato alla Commissione industria, commercio e turismo del Senato le proprie osservazioni, passato nel frattempo all'esame dell'altro ramo del Parlamento, come prevede il meccanismo di formazione delle leggi italiane.

Sui contenuti dell'**audizione del 22 aprile** si è già ampiamente detto nell'*Annual Report* dello scorso anno, al quale si rimanda.

Con la **segnalazione del giugno 2015**, l'Autorità ha richiamato l'attenzione del Governo e del Parlamento sull'avanzamento delle attività dell'Autorità stessa per la riforma della struttura delle tariffe elettriche applicabili ai clienti domestici (già descritta nel paragrafo 3.1.3).

Nell'**audizione del 23 giugno 2015** l'Autorità ha presentato le proprie osservazioni in merito al disegno di legge recante Legge annuale per il mercato e la concorrenza (AC 3012), con specifico riferimento:

- alle modalità di approvvigionamento del gas naturale per i clienti domestici;
- alle modalità di approvvigionamento dell'energia elettrica per i piccoli clienti industriali e per i clienti domestici;
- all'attuazione della cessazione della disciplina transitoria dei prezzi dell'energia elettrica e del gas.

In particolare, l'Autorità ha sottolineato come l'abolizione delle tutele di prezzo richieda l'identificazione preventiva di un percorso di riforma graduale delle stesse, in cui siano chiaramente individuati gli interventi che si considera opportuno attuare e le relative tempistiche

¹⁰³ Depositando in tutti i casi una memoria. Si tratta in particolare dei documenti:

- Memoria 21 aprile 2015, 174/2015/I/com;
- Segnalazione 18 giugno 2015, 287/2015/I/com;
- Memoria 18 giugno 2015, 286/2015/I/com;
- Memoria 20 novembre 2015, 545/2015/I/com.

di implementazione. Al contrario, ad avviso del regolatore, la netta soppressione operata dal disegno di legge degli attuali meccanismi di tutela per tutti i clienti (domestici e non) prevista a partire da l'1 gennaio 2018 non risulterebbe prendere in debita considerazione le problematiche presenti nel mercato *retail* e l'effettivo grado di maturità per l'accesso al mercato raggiunto dai clienti di piccole dimensioni.

Nel caso tale ipotesi non fosse ritenuta percorribile, l'Autorità ha evidenziato l'opportunità di disporre la soppressione dei regimi di tutela per fasi successive, iniziando, anche prima del 2018, dai clienti non domestici.

Nell'**audizione del 24 novembre 2015** l'Autorità ha svolto alcune osservazioni sulle norme del DDL concorrenza, soffermandosi, in particolare, sul Capo V dedicato all'energia, come risultante a seguito dell'approvazione in prima lettura alla Camera dei Deputati.

Nel corso di tale audizione l'Autorità ha rammentato che la revisione degli attuali meccanismi di mercato per la tutela di prezzo dei clienti domestici e delle piccole imprese, nella prospettiva di un loro graduale assorbimento, era stata già definita dall'Autorità stessa attraverso una *Roadmap* volta a consentire la maturazione di un mercato *retail* di massa e, quindi, l'uscita volontaria e consapevole dei clienti finali dagli attuali servizi di tutela, anche prevedendo l'introduzione del nuovo regime della c.d. **tutela simile**, in cui si prevedeva che i consumatori potessero volontariamente accedere a una fornitura di energia elettrica offerta da fornitori del mercato libero con struttura di prezzo (ma non livelli) e condizioni contrattuali vigilate dall'Autorità (di cui s'è detto al paragrafo 3.1.3 e si dirà più oltre nel capitolo 5).

L'art. 28, al comma 1, nel predisporre una procedura finalizzata a garantire la confrontabilità delle offerte di fornitura di energia elettrica e gas, attribuisce all'Autorità il compito di realizzare un portale informatico per la raccolta e la pubblicazione delle offerte sul mercato *retail*, specificando che l'indipendenza dei contenuti di tale portale sia assicurata da un Comitato tecnico costituito appositamente presso l'Autorità con diversi rappresentanti delle istituzioni e delle associazioni. Sul punto, l'Autorità ha evidenziato che, poiché è già essa stessa garante della neutralità e della imparzialità dei contenuti del suddetto portale, così come del suo buon funzionamento, il Comitato tecnico dovrebbe limitarsi a far emergere le istanze dei diversi portatori di interesse, anche istituzionali.

Inoltre, l'Autorità ha segnalato la necessità di modificare la data dell'1 marzo 2016, entro cui i venditori sono tenuti a ottemperare all'obbligo di fornire almeno una proposta di offerta di fornitura di energia elettrica o gas a prezzo variabile per le utenze domestiche e non domestiche e almeno una proposta a prezzo fisso per le utenze domestiche e non domestiche alimentate in bassa tensione, diretta alla definizione delle modalità di adempimento del suddetto obbligo, per consentire agli operatori di adeguarsi alle strutture di offerta e alle relative condizioni contrattuali necessarie per la comparabilità delle offerte delineate dal regolatore.

L'Autorità ha inoltre accolto con favore l'art. 34 che prevede, per quanto concerne la sola vendita di energia elettrica, l'istituzione presso il Ministero dello sviluppo economico, dall'1 gennaio 2016, di un elenco dei soggetti abilitati alla vendita ai clienti finali; i requisiti e le modalità per l'iscrizione a tale elenco sono stabiliti con decreto ministeriale, su proposta dell'Autorità. In merito e per coerenza e omogeneità normativa, l'Autorità ha chiesto un'integrazione del decreto legislativo n. 93/11, affinché anche per il settore del gas le modalità e i requisiti per l'inclusione nell'elenco dei venditori siano individuati su proposta dell'Autorità.

Svolgimento di indagini, ispezioni e imposizione di misure per la promozione effettiva della concorrenza

In riferimento all'attività svolta al settore elettrico nel 2015 si sono concluse le due indagini conoscitive descritte nell'Annual Report dello scorso anno. Inoltre, l'Autorità ha svolto, come di consueto, un intenso programma di vigilanza e controlli tramite ispezioni presso le imprese e richieste di informazioni.

All'inizio di agosto, in particolare, si è conclusa¹⁰⁴ **l'Istruttoria conoscitiva relativa all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica** che era stata avviata nell'ottobre 2013¹⁰⁵. L'Indagine si è focalizzata sulle attività di misura eseguite dai gestori di rete in relazione all'installazione dei misuratori, all'acquisizione da remoto dei dati di misura, nonché all'archiviazione e alla trasmissione dei dati di misura agli esercenti la vendita e al Gestore dei servizi energetici (GSE).

Le informazioni ricavate, acquisite grazie a una specifica raccolta dati on line, attraverso incontri e richieste di informazioni a Terna e al GSE, nonché mediante l'effettuazione di otto verifiche ispettive nei confronti di altrettante imprese distributrici hanno consentito di individuare e approfondire numerosi problemi nell'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica.

Le maggiori criticità riscontrate hanno riguardato: il sistema di misura dell'energia elettrica entrante e uscente dalla Rete di trasmissione nazionale (RTN); l'acquisizione in telelettura dei dati di misura; il sistema di invio al GSE dei dati di misura rilevati.

In esito all'Indagine, l'Autorità ha finalizzato alcuni interventi di aggiornamento, di modifica o di integrazione della vigente regolazione in materia di misura dell'energia elettrica¹⁰⁶ e interventi di tipo prescrittivo nei confronti degli esercenti¹⁰⁷, al fine di favorire la risoluzione dei problemi riscontrati. Ulteriori provvedimenti sono previsti nel corso del 2016.

Successivamente si è conclusa¹⁰⁸ **l'Indagine conoscitiva sulle modalità e le tempistiche di fatturazione** avviata alla fine del 2013¹⁰⁹ in considerazione dell'elevato numero di reclami ricevuti dallo Sportello per il consumatore di energia (Sportello) in materia di fatturazione da parte dei clienti finali, sia nel settore dell'energia elettrica sia in quello del gas naturale.

L'Indagine è stata condotta con riferimento al servizio di vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti di piccole dimensioni (intesi come clienti domestici e clienti non domestici serviti in bassa tensione o con consumi di gas inferiori a 200.000 m³/anno), serviti in regime di tutela o nel mercato libero, e si è svolta attraverso una raccolta di dati e informazioni presso un campione di 140 venditori e un programma di verifiche ispettive. Al fine di raggiungere la massima rappresentatività del campione delle imprese partecipanti alla raccolta dati, sono state intimate 27 società venditrici che alla data di scadenza non avevano ancora trasmesso i dati richiesti.

¹⁰⁴ Delibera 6 agosto 2015, 413/2015/E/eel.

¹⁰⁵ Con la delibera 31 ottobre 2013, 475/2013/E/eel.

¹⁰⁶ Cfr. delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel.

¹⁰⁷ Cfr. delibera 21 dicembre 2015, 639/2015/E/eel.

¹⁰⁸ Cfr. delibera 17 settembre 2015, 440/2015/E/com.

¹⁰⁹ Con la delibera 28 novembre 2013, 542/2013/E/com.

Successivamente sono stati avviati anche due procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettanti esercenti che non hanno adempiuto all'intimazione.

Le risultanze dei questionari e delle verifiche ispettive hanno posto in luce la presenza di problematiche connesse sia a carenze di carattere organizzativo e prestazionale da parte di alcune aziende sia ad aspetti regolatori già in corso di aggiornamento da parte dell'Autorità, tra i quali la fatturazione nel mercato *retail*, oggetto di consultazione¹¹⁰.

In particolare, con riferimento al rapporto tra i distributori e i venditori, dall'Indagine è emersa la presenza di contatori non telegestiti nel settore elettrico, di dati di misura sia elettrici sia gas messi a disposizione dai distributori in ritardo rispetto a quanto previsto dalla regolazione, nonché un'alta incidenza dei valori stimati nelle misure trasmesse ai venditori.

Con riferimento al ruolo del venditore, è risultata chiara la priorità attribuita dagli esercenti, sia del settore gas sia di quello elettrico, al rispetto dei propri cicli di fatturazione, a discapito dell'utilizzo di una maggiore percentuale dei dati di misura effettivi; in alcuni casi è, altresì, emerso che la fatturazione avviene senza attendere la data prevista dalla normativa per la messa a disposizione dei dati di misura, producendo di conseguenza un aumento delle fatture stimate e di quelle a conguaglio al cliente finale. La periodicità di fatturazione è sostanzialmente rispettata, con alcune eccezioni nel settore del gas.

Con riferimento al rapporto tra il venditore e il cliente finale, è risultato che i clienti finali utilizzano in maniera apprezzabile le autoletture, le quali nel settore del gas costituiscono una fonte importante per determinare i dati di consumo, essendo in servizio pochi misuratori teleletti. Nel settore elettrico le autoletture trasmesse non sono, invece, utilizzate dal venditore, che utilizza ai fini della fatturazione i dati di misura messi a disposizione dal distributore e riferiti allo stesso periodo. Restano, comunque, quote rilevanti di consumi stimati in fattura, relativamente ai quali si renderebbe utile l'utilizzo dell'autolettura.

A supporto dell'Indagine, sono state effettuate otto verifiche ispettive nei confronti di altrettanti venditori. In esito a una di esse è stato avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di un venditore di medie dimensioni, per mancato rispetto dell'obbligo di trasmettere all'impresa distributrice, entro il quinto giorno lavorativo successivo a quello in cui gli è stata trasmessa, l'autolettura eventualmente ricevuta dal cliente finale. Sempre in esito all'indagine, inoltre, nel novembre 2015 è stata effettuata una segnalazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato per gli eventuali seguiti di competenza: la segnalazione ha riguardato due società per ritardata emissione di fatture nei confronti di clienti finali.

Nel periodo giugno 2015 - settembre 2015 sono state effettuate tre verifiche ispettive, nei confronti di imprese di vendita in materia di contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, con l'obiettivo di accertare la corretta applicazione delle regole vigenti per la promozione della trasparenza dei contratti di vendita di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Le disposizioni dell'Autorità prevedono, infatti, un sistema di tracciatura dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili che mira a evitare che la stessa energia rinnovabile sia inclusa in più contratti di vendita. Per questo vi sono obblighi in capo ai venditori di energia rinnovabile, che vanno dall'approvvigionamento di apposite "garanzie di origine",

¹¹⁰ Cfr. il documento per la consultazione 30 luglio 2015, 405/2015/R/com.

certificanti la natura verde di questa energia, all'esposizione di informazioni a beneficio dei clienti finali nel proprio materiale promozionale e commerciale, nonché in fattura.

Le verifiche ispettive hanno evidenziato il sostanziale rispetto delle regole ma hanno anche evidenziato la necessità di apportare loro alcune integrazioni al fine di migliorare la tutela del consumatore, secondo i principi di concorrenza e di trasparenza. Le integrazioni sono state effettivamente disposte nel marzo 2016¹¹¹.

Nel periodo ottobre 2015 - dicembre 2015 sono state effettuate anche cinque verifiche ispettive nei confronti di imprese di vendita di energia elettrica per il controllo dell'applicazione delle agevolazioni relative agli oneri generali di sistema delle imprese a forte consumo di energia, previste dal decreto del Ministero dell'economia e delle finanze 5 aprile 2013. Le verifiche avevano lo scopo di esaminare alcuni casi di imprese beneficiarie delle agevolazioni previste, per le quali i consumi dichiarati dal soggetto energivoro sono risultati diversi da quelli comunicati dai distributori elettrici, responsabili della misura, prevalentemente a causa di informazioni anagrafiche non coerenti. In quest'ambito è stato riscontrato il caso di un cliente finale che, per ottenere le agevolazioni, ha effettuato una dichiarazione non veritiera in merito alla titolarità di un punto di consegna dell'elettricità in media tensione.

¹¹¹ Delibera 17 marzo 2016, 118/2016/R/efr.

3.3 Sicurezza delle forniture

3.3.1 Monitoraggio del bilancio tra domanda e offerta di energia elettrica

Il monitoraggio del bilancio fra domanda e offerta di energia elettrica non rientra fra le competenze dell'Autorità: ai sensi dell'art. 1 del decreto legislativo n. 93/11 tale competenza è attribuita al Ministero per lo sviluppo economico (MSE).

3.3.2 Monitoraggio degli investimenti in capacità di generazione in riferimento alla sicurezza delle forniture

Ai sensi del decreto legislativo n. 93/11 le seguenti funzioni in materia di monitoraggio degli investimenti di capacità sono state attribuite al MSE:

- sicurezza operative delle reti (art. 7 direttiva 89/2005/CE);
- investimenti nelle capacità di interconnessione nei prossimi 5 anni o più (art. 7 direttiva 89/2005/CE);
- domanda e fornitura prevista per i prossimi 5 anni e 1-15 anni (art. 7 direttiva 89/2005/CE).

Mercato della capacità

Il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, ha introdotto un nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica (Mercato della capacità) – finalizzato a incrementare il grado di coordinamento tra le scelte di investimento in capacità produttiva e in capacità di trasmissione dei diversi attori (Terna e gli operatori) – riducendone i rischi e allo stesso tempo accrescendo la contendibilità del mercato. Il medesimo decreto ha stabilito che sia l'Autorità a definire i criteri e le condizioni in base ai quali Terna è tenuta a elaborare lo schema di disciplina del nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica, e che tale schema sia approvato con decreto del Ministero dello sviluppo economico, sentita l'Autorità. Il Ministero dello sviluppo economico, dopo il parere positivo espresso dall'Autorità¹¹², ha approvato lo schema di disciplina del Mercato della capacità con il decreto 30 giugno 2014.

Al fine di accelerare gli effetti pro-competitivi e di garanzia per l'adeguatezza del sistema elettrico connessi all'avvio del Mercato per la remunerazione della capacità (CRM), nel marzo 2015 l'Autorità ha formulato al Ministro dello sviluppo economico una proposta di revisione della disciplina del medesimo Mercato¹¹³. La proposta prevede l'articolazione del processo in due fasi: una prima attuazione semplificata da avviare in tempi rapidi, entro la fine del 2016, ed una seconda fase più articolata, costruita in modo da consentire la partecipazione attiva sia della domanda sia dei produttori esteri.

Al fine di verificare preventivamente la compatibilità della disciplina del mercato della capacità italiano con la disciplina comunitaria degli aiuti di Stato, nel corso del mese di agosto 2015 è stato

¹¹² Provvedimento 30 giugno 2014, 319/2014/l/eel.

¹¹³ Delibera 10 marzo 2015, 95/2015/l/eel.

avviato, con il coordinamento del Ministero dello sviluppo economico, un processo di pre-notifica della misura alla Direzione Generale della concorrenza della Commissione europea. Il menzionato processo, che è tuttora in corso, è consistito prevalentemente nel fornire le informazioni e i dati che, a più riprese, sono stati richiesti per valutare la necessità, l'adeguatezza e la proporzionalità delle misure pre-notificate, nonché per escludere che queste ultime siano idonee a incidere negativamente sulla concorrenza e sugli scambi tra gli Stati membri.

3.3.3 Misure per coprire picchi di domanda o carenze dell'offerta

Le misure per far fronte ai picchi della domanda e alle carenze delle forniture di uno o più fornitori non rientrano fra le competenze dell'Autorità: ai sensi dell'art. 1 del decreto legislativo n. 93/11 tale competenza è attribuita al Ministero per lo sviluppo economico.

4 IL MERCATO DEL GAS NATURALE

4.1 Regolamentazione delle infrastrutture

4.1.1 Unbundling

Regolamentazione dell'unbundling

La disciplina dell'*unbundling* funzionale e contabile è comune ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Pertanto, per questa parte si rinvia a quanto illustrato per il settore elettrico al paragrafo 3.1.1.

Certificazione del gestore del sistema di trasmissione

Anche per questa parte si rinvia a quanto illustrato per il settore elettrico al paragrafo 3.1.1.

4.1.2 Regolamentazione tecnica

Bilanciamento di merito economico del gas naturale

Nel 2015 la disciplina del bilanciamento nazionale, così come delineata dalla delibera 14 aprile 2011, ARG/gas/45/11, e dalle successive sue implementazioni, ha subito la prima modifica significativa al fine di recepire il regolamento (UE) 312/2014 del 26 marzo 2014, che istituisce un Codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto. Per l'efficiente applicazione di tale regolamento nel contesto italiano, l'Autorità ha avviato una prima consultazione¹¹⁴ con cui sono stati identificati, da un lato, gli elementi di continuità della disciplina nazionale rispetto al regolamento e, dall'altro, i principali aspetti di innovazione introdotti da quest'ultimo, prospettando le linee prioritarie dell'evoluzione, necessarie ai fini dell'implementazione del sistema.

Nel successivo documento per la consultazione¹¹⁵ sono state affrontate specificamente le possibili modalità di applicazione dell'art. 11 del regolamento stesso, in materia di incentivi destinati al responsabile del bilanciamento, finalizzati ad una gestione efficiente del bilanciamento del gas. A tal fine, l'orientamento prospettato dall'Autorità prevedeva l'introduzione di un sistema di incentivazione (comprensivo anche di penalità, ossia di incentivi di valore negativo) basato su una serie di misurazioni dell'azione e delle performance del responsabile del bilanciamento. Al riguardo, nel documento sono state analizzate le possibili soluzioni per misurare dette prestazioni e sono stati identificati i valori di riferimento rispetto ai quali valutare le performance tecniche (accuratezza delle previsioni di equilibrio della rete) e quelle economiche (minimizzazione dei costi degli sbilanciamenti).

¹¹⁴ Consultazione 23 aprile 2015, 187/2015/R/gas.

¹¹⁵ Consultazione 23 luglio 2015, 378/2015/R/gas.

Inoltre nell'ulteriore documento per la consultazione¹¹⁶, sono stati espressi gli orientamenti dell'Autorità in merito alla richiesta di posticipo della piena implementazione del nuovo regime di bilanciamento, trasmessa da Snam Rete Gas. Tale richiesta è risultata in linea con le considerazioni contenute nei precedenti documenti per la consultazione, che individuavano i prerequisiti necessari alla piena implementazione del nuovo regime, tra i quali, *in primis*, un periodo non inferiore a tre mesi per consentire agli utenti di ricevere e interpretare le informazioni trasmesse da Snam Rete Gas sullo stato di bilanciamento della rete prima del loro utilizzo ai fini del bilanciamento (periodo di "apprendimento").

L'Autorità¹¹⁷ ha accolto la richiesta di Snam Rete Gas di posticipare l'avvio del nuovo regime di bilanciamento, stabilendo di fissare con un successivo provvedimento la definizione del termine, in ogni caso non prima di tre mesi dal completamento delle attività necessarie per l'attuazione dello stesso, tenendo conto della preferenza espressa dagli operatori per l'avviamento nel periodo estivo e, comunque, non oltre il limite ultimo previsto dal regolamento dell'1 ottobre 2016.

Inoltre l'Autorità ha approvato le modifiche al Codice di rete di Snam Rete Gas, che prevedono una trasposizione dei principi del regolamento in materia di azioni di bilanciamento a disposizione del responsabile del bilanciamento. Tali modifiche costituiscono la base per la futura definizione degli ulteriori aspetti di attuazione – in particolare, in merito al completamento del quadro regolatorio relativo al nuovo sistema di bilanciamento, ai meccanismi per assicurare sufficiente liquidità al mercato e al necessario periodo transitorio tra l'attuale regime e il nuovo – che verranno dettagliati con separati documenti, secondo una scaletta temporale delle attività necessarie all'implementazione del sistema, assicurando un efficace coordinamento di tutti i soggetti istituzionali coinvolti.

La disciplina del *settlement*

L'Autorità ha adottato alcune disposizioni urgenti¹¹⁸ in relazione agli esiti della prima sessione di aggiustamento dall'avvio della nuova disciplina del *settlement*, ossia della regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento¹¹⁹. Al termine, dunque, della suddetta sessione di aggiustamento, avvenuta nel mese di maggio 2015, è stata rilevata una serie di anomalie, segnalate anche dagli operatori, che ha portato l'Autorità a sospendere il pagamento delle fatture emesse dal responsabile del bilanciamento, nonché il conteggio delle fatture stesse ai fini del calcolo dell'esposizione potenziale del sistema nei confronti degli utenti del bilanciamento, e a prevedere l'applicazione da parte del responsabile del bilanciamento, nell'ambito delle sessioni, del fattore di correzione annuale γ_A (che misura la differenza tra il quantitativo immesso al punto di riconsegna della rete di trasporto e il prelievo complessivo) con valore pari a zero.

Successivamente sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità¹²⁰ in merito alle possibili modifiche e alle integrazioni della regolazione vigente in materia, prospettando alcuni indirizzi

¹¹⁶ Consultazione 6 agosto 2015, 422/2015/R/gas.

¹¹⁷ Con la delibera 7 ottobre 2015, 470/2015/R/gas.

¹¹⁸ Delibera 9 giugno 2015, 276/2015/R/gas.

¹¹⁹ Disposta con la delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas.

¹²⁰ Con il documento per la consultazione 14 gennaio 2016, 12/2016/R/gas.

relativi all'algorithmo utilizzato nella sessione di aggiustamento e una serie di proposte integrative funzionali al perfezionamento della disciplina medesima.

Qualità del servizio di trasporto del gas naturale

La *Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017* (RQTG 2014-2017) attualmente in vigore è stata approvata nel dicembre 2013¹²¹.

Nel 2015 l'Autorità ha apportato delle modifiche alla RQTG, anche in tema di odorizzazione del gas. Queste ultime sono state introdotte per dare esecuzione a una sentenza del giudice amministrativo. Successivamente l'Autorità ha approvato le proposte di aggiornamento del Codice di rete di Snam Rete Gas¹²² e della Società Gasdotti Italia¹²³, che recepiscono le nuove disposizioni contenute nella RQTG e nel provvedimento in materia di odorizzazione del gas appena menzionato¹²⁴. Gli aggiornamenti al Codice di rete hanno principalmente riguardato:

- la sicurezza del servizio: gestione delle emergenze di servizio, modalità di effettuazione del servizio di trasporto alternativo di gas naturale mediante carro bombolaio e criteri per l'odorizzazione del gas naturale riconsegnato ai clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto;
- la continuità del servizio: monitoraggio della pressione di fornitura dei punti di riconsegna gas e indennizzi automatici per il superamento, nei punti di riconsegna, del numero massimo annuo sia dei giorni di riduzione/interruzione della capacità, sia di interruzioni della fornitura.

L'aggiornamento del Codice di rete della Società Gasdotti Italia approvato, ha recepito anche le disposizioni in materia di *Direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale e disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi*¹²⁵. I principali aggiornamenti al Codice di rete hanno riguardato:

- la sicurezza del servizio: standard di qualità e standard concernenti l'odorizzazione del biometano da immettere nelle reti del gas naturale;
- l'accesso alle reti: procedura per la richiesta di connessione alla rete, determinazione del contributo di connessione alla rete e indennizzi automatici;
- la misura del biometano immesso in rete: installazione e manutenzione dei sistemi di misura, raccolta, validazione e registrazione delle misure di quantità e di qualità del biometano immesso in rete.

¹²¹ Delibera 19 dicembre 2013, 602/2013/R/gas.

¹²² Con le delibere 17 dicembre 2015, 626/2015/R/gas, e 25 febbraio 2016, 69/2016/R/gas.

¹²³ Con la delibera 17 dicembre 2015, 626/2015/R/gas.

¹²⁴ Delibera 29 maggio 2015, 250/2015/R/gas.

¹²⁵ Previste dalla delibera 12 febbraio 2015, 46/2015/R/gas.

Qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale

Nel dicembre 2014, l'Autorità ha approvato¹²⁶ la nuova *Regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2015-2018* (RQSG 2015-2018).

In conformità a quanto disposto dalla nuova RQSG, l'Autorità¹²⁷ ha quindi approvato le proposte di aggiornamento del Codice di stoccaggio delle società Edison Stoccaggio e Stogit.

I principali aggiornamenti ai Codici di stoccaggio delle suddette società hanno riguardato, in tema di sicurezza del servizio, la messa in protezione catodica efficace del 100% delle *flow line* di collegamento in acciaio, la telesorveglianza del 100% dei sistemi di protezione catodica protetti con impianti a corrente impressa e l'effettuazione dell'ispezione con frequenza triennale di ogni tratto di *flow line* di collegamento in acciaio non protetto catodicamente tramite *pig* (ossia del dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno), ove tecnicamente possibile.

In materia di continuità del servizio, i principali aggiornamenti hanno riguardato l'introduzione di uno standard specifico, relativo al numero massimo di giorni di riduzione/interruzione della capacità a seguito di interventi non programmati.

Infine, in materia di qualità commerciale del servizio, le revisioni hanno riguardato l'introduzione di un nuovo standard specifico, relativo al tempo di ripristino di un applicativo informatico a seguito di un malfunzionamento, e la modifica dell'ammontare dell'indennizzo automatico in caso di mancato rispetto degli standard specifici.

Qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas

Alla fine del 2013 è stata approvata¹²⁸ la *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 – Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019* (RQDG). La RQDG disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste si ricordano il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione o per segnalazione da parte di terzi e l'odorizzazione del gas. La regolazione di tali materie ha l'obiettivo di minimizzare il rischio di esplosioni, di scoppi e di incendi provocati dal gas distribuito e, dunque, ha come fine ultimo la salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti da incidenti provocati dal gas distribuito.

I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano l'andamento della sicurezza del settore del gas, alcuni a partire dal 2002 laddove possibile, altri con stretto riferimento all'attività svolta nell'anno oggetto della presente Rapporto.

La figura 4.1 mostra la quantità di rete ispezionata per il periodo 2002-2015. In particolare fino al 2013 la regolazione prevedeva un obbligo minimo annuo, dal 2014 ha introdotto un obbligo di ispezione pari al 100% della rete nel triennio (rete in alta/media pressione, AP/MP) o nel

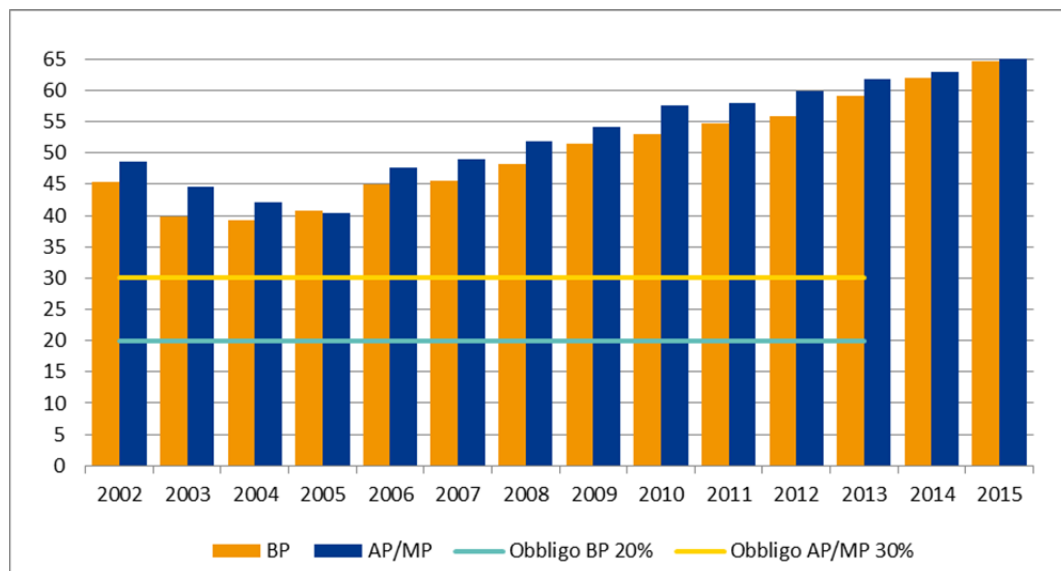
¹²⁶ Con la delibera 4 dicembre 2014, 596/2014/R/gas.

¹²⁷ Con le delibere 14 ottobre 2015, 485/2015/R/gas, e 29 ottobre 2015, 508/2015/R/gas.

¹²⁸ Con la delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas.

quadriennio (rete in bassa pressione, BP) mobile. Per il 2015 è confermato il trend annuale crescente registrato oramai da diversi anni. L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini.

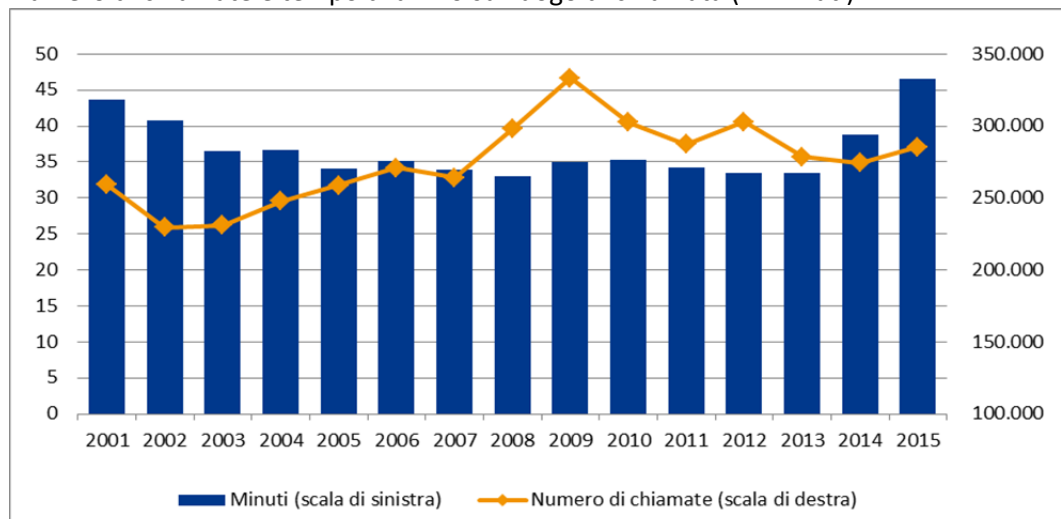
Figura 4.1 Percentuale di rete ispezionata dal 2002



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

Figura 4.2 Pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2015

Numero di chiamate e tempo di arrivo sul luogo di chiamata (in minuti)



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

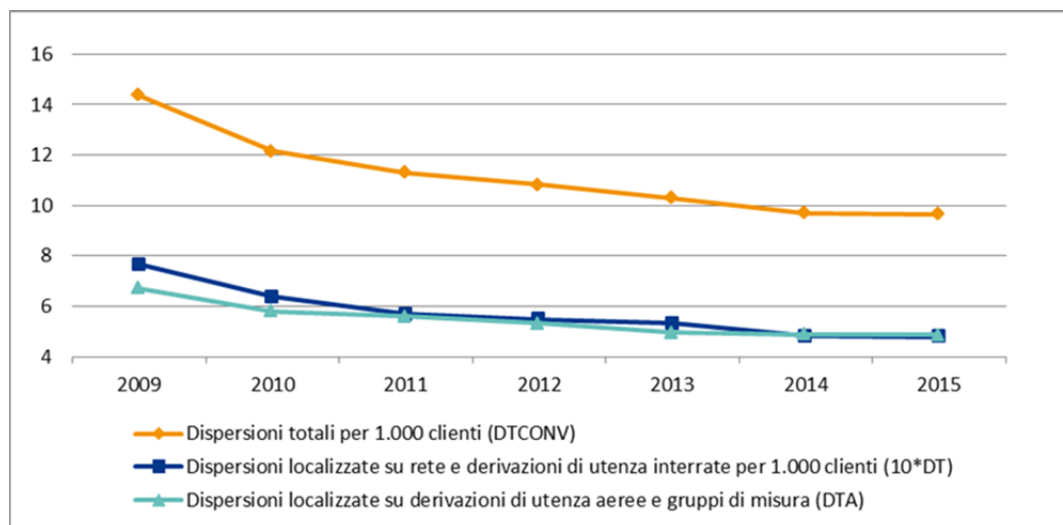
Con riferimento al tema degli obblighi in materia di pronto intervento, la figura 4.2 mostra un tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) nel 2015 pari a un valore medio nazionale inferiore a 47 minuti, peggiore di circa otto minuti rispetto al tempo medio nazionale registrato nel 2014. L'obbligo prevede una percentuale minima annua di chiamate con tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti, pari al 90%. L'obbligo di registrazione vocale delle chiamate introdotto dalla RQDG a partire dall'1 luglio 2009, accompagnato dalla consueta campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende e attuato con l'ausilio della Guardia di Finanza, induce le aziende a registrare i dati in

modo preciso. Inoltre va aggiunto che la platea delle imprese obbligate a partecipare alla regolazione premi-penalità relativa ai recuperi di sicurezza è via via aumentata e il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei premi.

L'attenzione dell'Autorità sul tema del pronto intervento rimane sempre alta. Infatti, il servizio di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini. Solo attraverso di esso, se svolto tempestivamente e nel rispetto delle disposizioni stabilite in materia dall'Autorità nella RQDG, si possono evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi.

Figura 4.3 Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi ogni 1.000 clienti

Ambiti provinciali soggetti a regolazione incentivante – Periodo 2009-2015



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

La figura 4.3 illustra il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaia di clienti per gli impianti di distribuzione soggetti alla regolazione premi-penalità: si evidenzia un significativo trend decrescente, pressoché costante per le dispersioni localizzate su rete interrata (10*DT) e per quelle su rete aerea (DTA); nel 2015 entrambi i parametri, 10*DT e DTA, si sono attestati a poco meno di cinque dispersioni per migliaia di clienti finali, registrando, peraltro, una ulteriore diminuzione rispetto al 2014.

La regolazione della qualità prevede un meccanismo di premi e penalità della sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale (recuperi di sicurezza) che prevede due componenti indipendenti: la prima incentiva la riduzione delle dispersioni di gas localizzate su segnalazione di terzi, con riferimento a un percorso di miglioramento fissato *ex ante* (obiettivi di miglioramento annuo), mentre la seconda premia un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas, rispetto al minimo annuale obbligatorio definito dalla regolazione. Il meccanismo, con riferimento alla componente dispersione, premia *ex post* i comportamenti virtuosi delle imprese distributrici che erogano un servizio caratterizzato da livelli di sicurezza maggiori, rispetto agli obiettivi di miglioramento annui definiti dall'Autorità con appositi provvedimenti.

In attuazione di tale regolazione, sono stati determinati¹²⁹ i premi e le penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2013: complessivamente, sono stati erogati premi per 28 miliardi di euro e penalità per 4,5 miliardi di euro.

Misura

Dopo apposita consultazione¹³⁰, l'Autorità ha riformato¹³¹ la disciplina della misura dei prelievi di gas naturale dei clienti finali, anche con riferimento al processo di *switching*, allo scopo sia di garantire l'incremento del numero di dati effettivi e validati nella disponibilità del venditore e, conseguentemente, del cliente finale, sia di incentivare il ricorso da parte di quest'ultimo all'utilizzo dell'autolettura. Nello specifico, sono state approvate numerose modifiche e integrazioni alla vigente disciplina.

- *Frequenza di lettura, messa a disposizione delle misure e delle eventuali rettifiche da parte delle imprese di distribuzione.*

Con riferimento a tale insieme di tematiche, l'Autorità ha approvato una serie di disposizioni tra le quali, *in primis*, la riparametrazione delle classi di consumo vigenti, sulla base delle quali sono state determinate le frequenze di rilevazione del dato di misura, attraverso l'introduzione di un'ulteriore soglia di consumo pari a 1.500 S(m³)/anno, per cui la rilevazione viene prevista con cadenza quadrimestrale. Sono, inoltre, stati individuati dei periodi temporali dell'anno considerati rilevanti in termini di consumo per ciascuna categoria di punto di riconsegna, stabilendo che l'impresa di distribuzione è tenuta a rilevare il dato di misura coprendo almeno l'80% dei giorni di ogni intervallo temporale considerato. Inoltre, per quanto riguarda la data ultima entro la quale sono rese disponibili le misure rilevate dall'impresa di distribuzione, è stato individuato un termine mensile unico, pari al sesto giorno lavorativo del mese, ed è stato riconosciuto all'impresa di distribuzione un tempo massimo di tre giorni lavorativi per l'espletamento delle attività di validazione. Anche in tema di rettifiche, infine, sono stati confermati gli orientamenti già espressi in sede consultiva, fissando una data limite entro la quale l'impresa di distribuzione invia le rettifiche dei dati stimati o effettivi ma errati o comunicati in precedenza per errore.

- *Gestione delle autoletture e delle indisponibilità dei dati di misura effettivi.*

Con lo scopo di incentivare l'utilizzo dell'autolettura da parte del cliente finale, l'Autorità ha stabilito che tutti i venditori sono tenuti a mettere a disposizione una modalità di autolettura dei consumi per i loro clienti, prevedendo una comunicazione di presa o meno in carico del dato trasmesso e specificando, in aggiunta, che la mancata presa in carico è possibile solo per manifesto errore materiale, dovendo in tutti gli altri casi garantire che l'autolettura sia trasferita all'impresa di distribuzione per le attività di competenza, tra le quali, *in primis*, la validazione. Il provvedimento ha reso anche obbligatoria l'acquisizione delle misure lette dal cliente finale e da questi messe a disposizione del personale dell'impresa di distribuzione per mezzo di una nota cartacea affissa alla porta della propria abitazione o luogo similare. Inoltre,

¹²⁹ Con la delibera 21 gennaio 2016, 20/2016/R/gas.

¹³⁰ Documento per la consultazione 29 maggio 2014, 251/2014/R/gas.

¹³¹ Delibera 19 marzo 2015, 117/2015/R/gas.

è stato stabilito che il venditore possa trasmettere all'impresa di distribuzione una sola autolettura per punto di riconsegna in ciascun mese entro il termine massimo di quattro giorni lavorativi dalla ricezione della medesima, al fine di evitare di sovraccaricare inutilmente l'impresa di distribuzione. In ogni caso il distributore è tenuto a effettuare la validazione dell'autolettura trasmessa entro tre giorni lavorativi dalla data di ricezione. Oltre a ciò, la delibera ha introdotto alcune disposizioni volte a incentivare la raccolta della misura per i punti di riconsegna con misuratori non accessibili o con accessibilità parziale, per i quali il tentativo di rilevazione risulti fallito almeno due volte consecutive e in assenza di autolettura validata: per tali casi è stato introdotto l'obbligo di effettuare un nuovo tentativo, al più tardi nel mese successivo a quello nel quale il secondo tentativo è fallito;

- *Modalità e tempistiche di rilevazione e messa a disposizione della lettura di switching.*

L'Autorità ha confermato l'anticipazione al sestultimo giorno del mese precedente l'avvio dello *switching* per la messa a disposizione al venditore subentrante dei dati tecnici e contrattuali caratterizzanti il punto di riconsegna (non più al massimo dopo 30 giorni dall'inizio del mese di fornitura). Inoltre, per consentire una rapida fatturazione, il termine ultimo per la comunicazione della lettura di *switching* da parte dell'impresa di distribuzione a favore di entrambi i venditori – subentrante e uscente – è stato anticipato al sesto giorno lavorativo successivo alla data di *switching*. Nel caso di assenza del dato effettivo raccolto dal distributore, l'Autorità ha anche previsto la possibilità di utilizzare l'autolettura quale lettura di *switching*. È stata altresì introdotta, anche per il venditore entrante, la possibilità di richiedere la verifica della lettura di *switching*, a oggi prevista esclusivamente per il venditore uscente.

A completamento della suddetta riforma, sono stati standardizzati¹³² i flussi informativi tra impresa di distribuzione e utenti, funzionali alla messa a disposizione dei dati di misura – sia rilevati dall'impresa di distribuzione, sia derivanti da procedura di autolettura effettuata dal cliente finale – e delle eventuali rettifiche dei medesimi.

In materia di diffusione dei nuovi misuratori elettronici, è stato aggiornato¹³³ il piano di installazione e messa in servizio degli *smart meter* nel gas. In particolare:

- è stato completato il piano di messa in servizio degli *smart meter* di classe G10 per le imprese distributrici di ogni dimensione;
- è stato aggiornato al 2018 il piano di installazione e messa in servizio degli *smart meter* di classe G4 e G6 per le imprese di distribuzione con più di 100.000 clienti finali;
- sempre per gli *smart meter* di classe G4 e G6, sono stati introdotti i primi obblighi di messa in servizio per le imprese con numero di clienti finali compresi tra 50.000 e 100.000.

¹³² Con la determina 20 marzo 2015, 4/2015 – DMEG.

¹³³ Con la delibera 20 novembre 2015, 554/2015/R/gas.

Revisione dei tempi di *switching*

L'Autorità ha rivisto la procedura di *switching*¹³⁴ nel settore del gas naturale, anche al fine di ridurre le tempistiche del processo a tre settimane. Nel dettaglio, pur confermando l'avvio vincolato al primo giorno del mese, è stata fissata la data ultima per la presentazione di una richiesta di *switching* al decimo giorno del mese precedente a quello di decorrenza del rapporto di fornitura con il nuovo venditore.

A livello più generale è stato razionalizzato l'intero processo, prevedendo peraltro un conteggio dei tempi basati sui giorni lavorativi e stabilendo l'allineamento delle tempistiche dell'istituto dello "*switching con riserva*"¹³⁵ a quelle dello "*switching ordinario*".

A seguito della riforma delle procedure di *switching* sono stati standardizzati anche i flussi informativi tra impresa di distribuzione e utenti¹³⁶, funzionali all'applicazione delle nuove disposizioni della misura.

Tempi di connessione alle reti di trasporto e distribuzione

I dati relativi alle connessioni sono distinti a seconda che si tratti di allacciamenti a metanodotti di trasporto o di allacciamenti a condotte di distribuzione. All'interno di ciascuna tipologia di impianto, sono evidenziati i dati relativi al numero di connessioni effettuate e al tempo medio trascorso per ottenerle, al netto di quello necessario per acquisire eventuali autorizzazioni amministrative o adempimenti da parte del cliente finale che ha richiesto la connessione stessa. Il tempo medio è indicato in numero di giorni lavorativi impiegati per la realizzazione del punto di riconsegna e delle eventuali altre opere necessarie per rendere disponibile la capacità di trasporto, secondo quanto previsto dal contratto stipulato.

Nel 2015 sono state realizzate 66 connessioni con la Rete di trasmissione nazionale (RTN), di cui 52 in alta pressione e 14 in media pressione (Tavola 4.1). Mediamente, esse hanno richiesto un'attesa di 52,2 giorni lavorativi (100 giorni per le condotte in alta pressione e 4,4 giorni per quelle in media pressione). Rispetto al 2014, lo scorso anno sono state realizzate 6 connessioni in più sulla rete in alta pressione e cinque in meno sulle reti di trasporto in media pressione. Il tempo medio di realizzazione degli allacciamenti, invece, è nettamente cambiato rispetto all'anno precedente in entrambi i casi: aumentato nel caso delle reti in alta e diminuito nelle reti in media. Questo dato risente probabilmente della diversa composizione delle imprese rispondenti al questionario.

Anche per la rete di distribuzione si osserva una discesa nel numero di connessioni realizzate (Tavola 4.2): nel 2015 è risultato pari a 130.703 contro le 173.714 del 2014. Come sempre la maggior parte degli allacciamenti è avvenuta in bassa pressione (97%) e la restante in media pressione. Analogamente al trasporto si registra un incremento dei tempi di attesa per le connessioni, passato in media da 9,2 a 28,5 giorni lavorativi. Anche qui l'allungamento dei tempi medi è dovuto alla crescita del tempo medio per gli allacciamenti in alta pressione.

¹³⁴ Delibera 29 maggio 2015, 258/2015/R/com.

¹³⁵ Per *switching con riserva* si intende la facoltà di ritirare la richiesta di *switching* una volta note alcune informazioni relative al cliente finale in tema di morosità (presenza di richieste di sospensione della fornitura) e propensione al cambio di fornitore (numero di richieste di *switching* presentate).

¹³⁶ Con la determina 7 agosto 2015, 15/2015 – DMEG.

Tavola 4.1 Connessioni alle reti di trasporto e tempo medio di allacciamento

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2014		2015	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	46	59,0	52	100
Media pressione	19	36,0	14	4,4
TOTALE	65	48,1	66	52,2

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 4.2 Connessioni alle reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2014		2015	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Bassa pressione	5	2	2	62,5
Alta pressione	4.204	18,8	3.903	16,2
Media pressione	169.505	6,8	126.798	6,8
TOTALE	173.714	9,2	130.703	28,5

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Accesso al servizio di trasporto

Nel 2014 l'Autorità ha riformato¹³⁷ i requisiti per l'accesso al servizio di trasporto e i criteri di conferimento della capacità di trasporto presso i punti interconnessi con l'estero, al fine di dare attuazione anticipata alle disposizioni del *Network code on capacity allocation mechanisms in gas transmission systems*, di cui al regolamento (UE) 984/2013 (regolamento CAM).

Lo scorso anno l'Autorità ha aggiornato¹³⁸ alcune delle disposizioni adottate nel 2014, al fine di favorire l'armonizzazione dei processi di gestione dei conferimenti di capacità tra i sistemi interconnessi.

L'Autorità ha illustrato¹³⁹ i propri orientamenti in merito ad una prima revisione dei criteri di conferimento della capacità nei punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano gli impianti di generazione elettrica, realizzando il passaggio verso più flessibili ed efficienti meccanismi di conferimento, sul modello di quelli adottati presso i punti di interconnessione con l'estero. Tale intervento di riforma, di tipo sperimentale (progetto pilota), si inserisce in un percorso di revisione più ampio che, inizialmente, ha riguardato gli impianti di generazione elettrica, i quali, oltre ad essere limitati nel numero, hanno evidenziato, anche per effetto del

¹³⁷ Con la delibera 27 marzo 2014, 137/2014/R/gas.¹³⁸ Con la delibera 20 novembre 2015, 555/2015/R/gas.¹³⁹ Con il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 409/2015/R/gas.

rilevante sviluppo delle fonti rinnovabili, maggiori criticità rispetto all'attuale regolazione con riferimento alla prevedibilità del profilo di utilizzo del gas.

Successivamente l'Autorità¹⁴⁰, oltre ad illustrare gli indirizzi finali in merito al conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica, nonché in merito alla gestione degli scostamenti tra le capacità conferite e le capacità utilizzate presso i punti di interconnessione con i gasdotti esteri.

Infine l'Autorità ha formulato¹⁴¹ i propri orientamenti per il completamento del processo di implementazione delle disposizioni europee relative alla gestione delle congestioni presso i punti di interconnessione con l'estero del sistema nazionale dei gasdotti (*Congestion management procedures*, regolamento CMP). Il regolamento CMP definisce, infatti, le regole europee per la gestione delle c.d. "congestioni contrattuali", situazioni in cui la capacità di trasporto risulta scarsa, poiché interamente conferita – spesso su base pluriennale – anche a fronte di capacità fisica (tecnica) disponibile. Il regolamento CMP prevede che i gestori dei sistemi di trasporto rendano disponibile agli utenti l'eventuale capacità derivante dall'applicazione di specifiche procedure di gestione delle congestioni. Le disposizioni prospettate nel citato documento si inseriscono in un più ampio percorso intrapreso dall'Autorità per la promozione di una sempre maggiore integrazione del mercato italiano con quelli confinanti.

Accesso al servizio di stoccaggio

Nell'anno termico 2015-2016, il conferimento della capacità di stoccaggio è avvenuto in base a meccanismi d'asta. Ciò è coinciso con una situazione di mercato, in Italia e in Europa, caratterizzata ancora una volta da differenziali stagionali molto ridotti e tali, almeno nella prima parte del semestre estivo del 2015, da rendere l'acquisto di capacità di stoccaggio un'opportunità per gli operatori e non una necessità. Ciò in ragione della disponibilità di gas invernale a prezzi di poco superiori al gas estivo.

In questo contesto, si è reso necessario, anche nel 2015, definire le modalità di funzionamento del meccanismo di sterilizzazione (con saldi a credito oppure a debito) degli impatti di natura finanziaria sulle imprese di stoccaggio derivanti dalle procedure d'asta per l'assegnazione della capacità di stoccaggio¹⁴²; in particolare, è stato rinnovato, anche per l'anno 2015, il meccanismo secondo cui la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) provvede a saldare mensilmente la differenza, a favore delle imprese di stoccaggio, tra i ricavi che sarebbero stati percepiti da tali imprese con l'applicazione dei previgenti corrispettivi tariffari fissati dall'Autorità e quanto effettivamente fatturato sulla base degli esiti delle aste. Il meccanismo, riferito al periodo 1 aprile 2015 – 30 marzo 2016, è sostanzialmente analogo a quello attivato nell'anno precedente¹⁴³.

L'Autorità ha definito¹⁴⁴ i criteri di conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico 2016-2017. In anticipo rispetto alle disposizioni definite con il decreto del Ministro dello sviluppo

¹⁴⁰ Con il documento per la consultazione 11 dicembre 2015, 613/2015/R/gas.

¹⁴¹ Con il documento per la consultazione 18 febbraio 2016, 60/2016/R/gas.

¹⁴² Delibera 16 aprile 2015, 171/2015/R/gas

¹⁴³ Delibera 19 giugno 2014, 295/2014/R/gas.

¹⁴⁴ Con la delibera 29 febbraio 2016, 77/2016/R/gas.

economico 25 febbraio 2016, l'Autorità aveva presentato¹⁴⁵ i propri indirizzi per il conferimento della capacità di stoccaggio mediante procedure di mercato, confermando sia l'impianto generale dei servizi di stoccaggio, definito già nel 2013¹⁴⁶ (servizio di punta e servizio uniforme), sia le modalità di organizzazione delle procedure introdotte¹⁴⁷ per le aste sequenziali mensili.

Anche per l'anno termico 2016-2017, l'intervento si è inserito in un contesto di mercato con differenziali stagionali di prezzo del gas che si pongono a livelli prossimi, quando non addirittura inferiori, ai costi connessi all'acquisto della capacità di stoccaggio e al suo utilizzo. Anche per il 2016, in ciascuna procedura di allocazione i partecipanti sono chiamati a presentare la propria offerta per la capacità di stoccaggio, per i servizi uniforme e di punta, articolata in due diversi prodotti:

- uno prevede la disponibilità della capacità di iniezione dal mese successivo a quello di conferimento sino al termine della fase di iniezione (prodotto con iniezione stagionale);
- l'altro considera la disponibilità di capacità di iniezione nel solo mese successivo a quello di conferimento (prodotto con iniezione mensile).

A fronte delle capacità di stoccaggio che si sono rese disponibili a seguito della scadenza (31 marzo 2016) dei contratti di stoccaggio quinquennali sottoscritti in virtù del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130 (pari a più di 2,5 miliardi di metri cubi), il menzionato decreto del 25 febbraio 2016, nell'ambito del servizio uniforme, ha introdotto le seguenti novità:

- l'offerta di un servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio volto a favorire l'importazione di nuovo GNL nel nostro Paese in estate, assicurando, a chi lo richieda, la capacità di stoccaggio necessaria a stoccare il corrispondente volume di gas fino all'inverno successivo;
- l'utilizzo di riferimenti di mercato, in luogo di quelli tariffari, per il conferimento in asta della capacità di stoccaggio su base pluriennale (due anni ai sensi del predetto decreto ministeriale).

Infine l'Autorità ha definito¹⁴⁸ i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il conferimento della capacità di stoccaggio. Tali prezzi di riserva non sono resi noti al sistema e, dunque, non vengono pubblicati, come stabilito dal decreto 25 febbraio 2016. Allo stesso modo l'Autorità ha definito¹⁴⁹ i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio.

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

L'Autorità è intervenuta¹⁵⁰ sulla disciplina relativa all'utilizzo flessibile della capacità di rigassificazione del GNL e alla risoluzione delle congestioni per l'accesso ai terminali. Il

¹⁴⁵ Con il documento per la consultazione 28 gennaio 2016, 30/2016/R/gas.

¹⁴⁶ Con la delibera 21 febbraio 2013, 75/2013/R/gas.

¹⁴⁷ Con la delibera 27 febbraio 2014, 85/2014/R/gas.

¹⁴⁸ Con le delibere 4 marzo 2016, 84/2016/R/gas e 85/2016/R/gas.

¹⁴⁹ Con la delibera 24 marzo 2016, 135/2016/R/gas.

¹⁵⁰ Con la delibera 19 marzo 2015, 118/2015/R/gas.

provvedimento ha, dunque, introdotto alcuni aggiustamenti ritenuti opportuni alla luce dell'attuale contesto di mercato, caratterizzato da abbondanza di capacità di rigassificazione disponibile non conferita presso tutti i terminali italiani, a fronte di un calo della domanda di gas in tutta Europa.

L'Autorità ha prorogato¹⁵¹ fino al 31 dicembre 2017 il periodo di sperimentazione¹⁵² per la fornitura di servizi di flessibilità da parte delle imprese di rigassificazione. In particolare, detti servizi consentono agli utenti di richiedere, con maggiore duttilità, modifiche del programma di rigassificazione.

Con l'obiettivo poi di aumentare la flessibilità del sistema e di diversificare le fonti di approvvigionamento in Italia, il decreto del Ministro dello sviluppo economico 25 febbraio 2016 ha introdotto, per la prima volta nel nostro Paese, la possibilità di conferire capacità di rigassificazione attraverso procedure d'asta, con prezzo di riserva fissato dall'Autorità.

Vigilanza sulle misure di salvaguardia del sistema gas

Gli articoli 4 e 8 del decreto legislativo n. 93/11 definiscono le misure e i piani di salvaguardia che il Ministero dello sviluppo economico deve attuare in caso di crisi improvvisa sul mercato dell'energia e quando sono minacciate l'integrità fisica o la sicurezza delle persone, come previsto dall'art. 46 della direttiva 2009/73/CE. L'art. 43.3, lett. c) del medesimo decreto attribuisce al regolatore italiano la vigilanza sull'applicazione da parte degli operatori di tali misure, coerentemente a quanto previsto dall'art. 41.1, lett. t) della direttiva 2009/73/CE.

In materia di salvaguardia del sistema gas, nell'anno termico in corso l'Autorità ha dato attuazione¹⁵³ alle disposizioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 ottobre 2013, relative alla gestione e all'approvvigionamento, da parte dei terminali di rigassificazione, dei quantitativi di GNL da mantenere stoccati e da rendere disponibili nell'ambito del c.d. "servizio di *peak shaving*". Ciò consente di fronteggiare le eventuali situazioni di emergenza del sistema, determinando i prezzi base d'asta in ragione del costo-opportunità per un utente di fornire il gas da immobilizzare nei serbatoi dei rigassificatori e da utilizzare in caso di crisi del sistema.

Immissione di biometano nelle reti di trasporto e distribuzione

L'Autorità ha approvato¹⁵⁴ le prime direttive in tema di processi di mercato relativi all'immissione di biometano nella reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale, nonché le modalità di prima attuazione nei casi di ritiro dedicato dei quantitativi di biometano da parte del Gestore dei servizi energetici (GSE). La medesima delibera ha individuato, inoltre, nuovi obblighi informativi a carico delle imprese di distribuzione e delle altre imprese di trasporto, funzionali alle procedure del *settlement* del gas naturale e alla redazione dei bilanci provvisori. Tale provvedimento,

¹⁵¹ Con la delibera 22 ottobre 2015, 499/2015/R/gas.

¹⁵² Avviato con la delibera 7 novembre 2015, 502/2013/R/gas.

¹⁵³ Con la delibera 14 ottobre 2015, 488/2015/R/gas.

¹⁵⁴ Con la delibera 7 maggio 2015, 210/2015/R/gas.

congiuntamente a quello¹⁵⁵ che approva le direttive per la connessione degli impianti di biometano alle reti del gas naturale e alle disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili all'incentivazione, fornisce un primo inquadramento organico della materia.

4.1.3 Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti e ai terminali di rigassificazione

Metodologie e criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito, nei settori elettrico e gas

Come illustrato nel terzo capitolo relativamente al settore elettrico, con l'approvazione del TIWACC¹⁵⁶ l'Autorità ha definito i nuovi criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nei servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2016-2021.

Al fine di rendere coerenti le disposizioni per il settore del gas con i criteri suddetti, l'Autorità ha inoltre modificato la disciplina relativa alla determinazione delle tariffe di rigassificazione (*Regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto per il periodo di regolazione 2014-2017 – RTRG*¹⁵⁷), trasporto (*Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017 – RTTG*¹⁵⁸), distribuzione (*Regolazione delle tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 – RTDG*¹⁵⁹), stoccaggio (*Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014 – RTSG*¹⁶⁰), con specifico riferimento alla modalità di determinazione e di aggiornamento del WACC.

È stato quindi definito il valore puntuale del WACC per i servizi infrastrutturali del settore gas, in coerenza con le disposizioni del TIWACC, considerando i valori dei parametri specifici relativi ai diversi servizi (coefficiente β e *gearing*) previsti dalle regolazioni tariffarie di tali servizi.

Tavola 4.3 Valori del WACC per i servizi infrastrutturali gas per gli anni indicati

SERVIZIO	2016	2017	2018
Stoccaggio	6,5%	6,5%	6,5%
Rigassificazione	6,6%	6,6%	(A)
Tasporto	5,4%	5,4%	(B)
Distribuzione	6,1%	6,1%	6,1%
Misura	6,6%	6,6%	6,6%

(A) I valori saranno definiti in occasione della revisione tariffaria per il quinto periodo di regolazione per il servizio di rigassificazione.

¹⁵⁵ Delibera 12 febbraio 2015, 46/2015/R/gas.

¹⁵⁶ Delibera 2 dicembre 2015, 583/2015/R/com.

¹⁵⁷ Allegato A delibera 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas, come successivamente modificato e integrato.

¹⁵⁸ Allegato A delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas.

¹⁵⁹ Allegato A delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas, come successivamente modificato e integrato.

¹⁶⁰ Allegato A delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10.

(B) I valori saranno definiti in occasione della revisione tariffaria per il quinto periodo di regolazione per il servizio di trasporto del gas naturale.

In particolare, il WACC è stato fissato pari al 5,4% per il servizio di trasporto e pari al 6,6% per il servizio di rigassificazione per gli anni 2016-2017, pari al 6,5% per il servizio di stoccaggio, al 6,1% per il servizio di distribuzione e al 6,6% per il servizio di misura per gli anni 2016-2018. La tavola 4.3 sintetizza i valori del WACC per i diversi servizi infrastrutturali del gas nel periodo 2016-2018.

Trasporto

Nel novembre 2013, sono stati definiti¹⁶¹ i criteri di determinazione delle tariffe di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2014-2017. In Italia la tariffa di trasporto si articola in tre parti:

- remunerazione del servizio di trasporto sulla rete nazionale di tipo *entry-exit*, con allocazione dei costi di tipo matriciale (*matrix cost allocation*) e con ripartizione 50/50 dei costi tra corrispettivi di *entry* e corrispettivi di *exit*, e 85/15 tra *capacity* e *commodity*;
- remunerazione del servizio di trasporto sulla rete regionale, per il quale si applica una tariffa unica c.d. “a francobollo”;
- una componente tariffaria variabile legata ai volumi trasportati.

Per la parte della tariffa a remunerazione del servizio svolto sulla rete regionale sono previsti sconti proporzionali alla distanza per gasdotti regionali che distano meno di 15 km dalla rete nazionale; data l'omogeneità della medesima tariffa sulla rete regionale, sono previsti specifici meccanismi di perequazione. Per il servizio continuo su base inferiore all'anno la tariffa subisce una rimodulazione su base mensile dei corrispettivi unitari di capacità sulla rete nazionale, mentre per il servizio interrompibile il medesimo corrispettivo viene ridotto in modo da tener conto del rischio di interruzione del servizio. Le modalità di calcolo della riduzione del corrispettivo sono decise dall'impresa maggiore di trasporto e approvati dall'Autorità.

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie relative ai ricavi di riferimento per l'anno 2016¹⁶², i corrispettivi di trasporto e di dispacciamento del gas naturale e il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto del gas per l'anno 2016¹⁶³.

¹⁶¹ Delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas.

¹⁶² Con la delibera 4 dicembre 2015, 587/2015/R/gas.

¹⁶³ Con la successiva delibera 11 dicembre 2015 606/2015/R/gas.

Rigassificazione

La definizione dei criteri di regolazione delle tariffe di rigassificazione del GNL per il quarto periodo di regolazione (2014-2017) è avvenuta nell'ottobre 2013¹⁶⁴.

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione¹⁶⁵ l'Autorità ha determinato le tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL per l'anno 2016. Al contempo, con riferimento ai servizi marittimi l'Autorità ha stabilito che a partire dall'anno 2016 i corrispettivi per tali servizi siano definiti liberamente da parte delle singole imprese di rigassificazione.

Stoccaggio

Nell'ottobre 2014 l'Autorità ha definito¹⁶⁶ i criteri per la regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2015-2018. Nel febbraio 2015 sono stati poi completati i criteri per il calcolo dei corrispettivi tariffari, prevedendo tra l'altro la rimozione dei corrispettivi variabili e l'applicazione di soli corrispettivi di capacità (spazio, erogazione e iniezione)¹⁶⁷.

A partire dall'anno termico 2013-2014, il conferimento di una parte della capacità di stoccaggio avviene in base a procedure concorsuali. I corrispettivi dei servizi relativi a tale capacità sono determinati dal mercato in esito alle svolgimento di apposite aste. Con il successivo aumento della quota di capacità assegnata attraverso meccanismi concorsuali, la tariffa di stoccaggio ha, quindi, assunto un ruolo residuale, in quanto applicata solamente alle capacità ancora attribuite per via amministrata secondo criteri di accesso prioritario.

Le procedure concorsuali sono aperte alla partecipazione di tutti gli operatori del mercato del gas naturale e attualmente riguardano l'allocazione di circa il 70% delle capacità di stoccaggio. I corrispettivi sono determinati con il metodo del prezzo marginale per la prima asta per il servizio di punta stagionale e del *pay-as-bid* per tutte le altre.

Distribuzione

Alla fine del 2013, è stata definita¹⁶⁸ la Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG), per il periodo di regolazione 2014-2019. Tali disposizioni sono state integrate con quelle relative alle gestioni per ambito di concessione¹⁶⁹.

Nel corso del 2015, sono state apportate altre modifiche alla regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e di misura del gas. In particolare, sono state prorogate per l'anno 2016 le norme in vigore per gli anni 2014 e 2015 in merito alle componenti tariffarie relative alla copertura dei costi centralizzati per i sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori. L'Autorità ha

¹⁶⁴ Delibera 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas.

¹⁶⁵ Con la delibera 17 dicembre 2015, 625/2015/R/gas.

¹⁶⁶ Delibera 30 ottobre 2014, 531/2014/R/gas.

¹⁶⁷ Delibera 12 febbraio 2015, 49/2015/R/gas.

¹⁶⁸ Con la delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas.

¹⁶⁹ Con la delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas.

ritenuto opportuno che, ai fini della determinazione di tali componenti, si procedesse con ulteriori approfondimenti, per individuare un livello di costi efficienti nella realizzazione degli investimenti in sistemi di telelettura/telegestione e nei concentratori.

Sono state approvate¹⁷⁰ le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e di misura del gas naturale per l'anno 2016. Con il medesimo provvedimento è stato approvato l'ammontare massimo del riconoscimento dei maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione¹⁷¹.

È stato avviato un procedimento¹⁷² per l'aggiornamento infra-periodo della RTDG, con riferimento:

- alla definizione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi, ai fini della loro applicazione a valere dall'1 gennaio 2017;
- alla revisione della componente $\Delta CVR_{unit,t}$, ai fini della sua applicazione a valere dall'1 gennaio 2017;
- alla determinazione delle componenti a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, espresse in euro per punto di riconsegna, ai fini della loro applicazione a partire dall'anno 2017;
- alla definizione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura, espressi in €/gruppo di misura, per gli anni successivi al 2016.

Esclusione di trasferimenti incrociati tra attività della filiera

Gli obblighi di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas sono stati introdotti, tra le altre cose, con la finalità di escludere che le imprese operanti nel settore elettrico e del gas effettuino trasferimenti incrociati di risorse tra diverse attività della filiera. Nel corso del 2015 l'Autorità non ha avviato né concluso, nel settore del gas naturale procedimenti volti all'accertamento di violazioni della disciplina in materia di obblighi di separazione contabile, tuttavia ha irrogato a un operatore una sanzione di 3.267.000 €, in seguito all'accertamento di violazioni della regolazione dell'*unbundling* funzionale e contabile, oltretutto della regolazione tariffaria dell'attività di stoccaggio del gas.

¹⁷⁰ Con la delibera 22 dicembre 2015, 645/2015/R/gas.

¹⁷¹ La RTDG prevede che, qualora i Comuni concedenti abbiano incrementato il canone delle concessioni di distribuzione, le imprese distributrici interessate possano presentare apposita istanza all'Autorità per il riconoscimento dei maggiori oneri che ne derivano. Le condizioni necessarie perché l'Autorità riconosca tali maggiori oneri sono che il Comune non abbia assegnato una nuova concessione successivamente all'entrata in vigore del decreto-legge n. 159/07 e che la concessione sia scaduta; inoltre sono escluse dal riconoscimento le imprese che non dimostrino che le risorse aggiuntive derivanti dall'aumento del canone siano state destinate dai Comuni all'attivazione di meccanismi di tutela nei confronti delle fasce deboli di utenti, poiché è solo questa la destinazione prevista dalle disposizioni di legge che si riflette favorevolmente sul sistema e può quindi configurare un costo riconoscibile in tariffa. Il riconoscimento dei maggiori oneri è comunque limitato al periodo che intercorre dalla data di efficacia dell'aumento del canone fino alla data in cui viene aggiudicata la nuova gara.

¹⁷² Con la delibera 25 febbraio 2016, 68/2016/R/gas.

4.1.4 Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere

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

L'art. 26 della legge 29 luglio 2015, n. 115, *Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea (Legge europea 2014)*, ha modificato il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, di recepimento del Terzo pacchetto energia, rafforzando i poteri dell'Autorità e la sua indipendenza dal Ministero dello sviluppo economico.

In materia di piano decennale di sviluppo della rete elettrica, in particolare, sono stati modificati gli artt. 15 e 16 del decreto legislativo n. 93/11 e, in conseguenza di tale misure, è stato abrogato il decreto del Ministro dello sviluppo economico 27 febbraio 2013, n. 65, recante *Regolamento di cui all'art. 16, comma 1, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, per la redazione del Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto del gas*. Il Gestore è tenuto a trasmettere annualmente il Piano al Ministero dello sviluppo economico e all'Autorità che lo sottopone alla consultazione degli utenti della rete effettivi e potenziali, rendendo pubblici i risultati della consultazione stessa. Ai fini della revisione e del monitoraggio dell'attuazione del Piano, l'Autorità valuta, altresì, se questo contempra tutti i fabbisogni in materia di investimenti, individuati nel corso della procedura consultiva, e se sia coerente con il Piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo. Al termine di tale processo l'Autorità deve trasmettere l'esito della propria valutazione al Ministero.

A seguito della modifica normativa l'Autorità sta predisponendo le attività per la consultazione del Piano di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale, così come ha già fatto per quello della rete di trasmissione elettrica nazionale (come descritto al paragrafo 3.1.4).

Coordinamento internazionale con ACER e CEER

Nel corso del 2015 l'Autorità ha continuato a collaborare con gli altri regolatori europei a livello multilaterale, attraverso l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (**ACER**).

In relazione al settore del gas naturale, l'Autorità ha partecipato attivamente alle attività dei Gruppi di lavoro ACER, responsabili dell'analisi dei Codici di rete europei predisposti da ENTSO-G; in particolare, alle modifiche del Codice di rete CAM, nonché al processo di revisione del Gas target model avviato all'inizio dell'anno.

I documenti frutto dell'attività menzionata sono:

- la raccomandazione del 15 ottobre 2015 alla Commissione europea, relativa alla modifica del Codice di rete per l'allocatione della capacità approvato nel 2013 (CAM NC), per le regole che riguardano lo sviluppo di nuove capacità;
- il parere sul Piano decennale di investimenti di rete 2015 di ENTSO-G 2015, approvato il 22 ottobre 2015;
- il parere sul *template* per gli accordi di interconnessione, approvato il 20 ottobre 2015;
- i pareri, previsti ai sensi del Terzo pacchetto energia, sui documenti di ENTSO-G quali gli scenari per l'estate 2015 e quelli per l'inverno 2016, il *Rapporto Annuale 2015* e il Programma di lavoro 2016.

I regolatori, inoltre, hanno supportato l'ACER nell'emanazione di:

- un parere del gennaio 2015 sull'implementazione degli investimenti nelle reti di gas naturale;
- un rapporto consolidato del 22 luglio 2015 sullo stato di avanzamento dei PIC elettricità e gas;
- alcuni rapporti del 23 luglio 2015 sui costi di investimento unitari delle infrastrutture elettriche e del gas naturale;
- alcuni pareri del 13 novembre 2015 sulle proposte di liste regionali di PIC elettrici e gas;
- una raccomandazione del 18 dicembre 2015, relativa alle buone pratiche per la valutazione delle proposte di investimenti dei PIC elettrici e gas e dell'allocazione *cross-frontaliera* dei costi.

Tra le attività cui l'Autorità ha fornito il proprio contributo attraverso l'associazione indipendente delle Autorità nazionali di regolazione energetica (**CEER**), si annoverano i lavori relativi alla sicurezza delle forniture, degli stoccaggi e del GNL nel comparto del gas naturale. Tra questi ultimi si rilevano la risposta del CEER alla consultazione della Commissione europea in merito alla revisione del regolamento (UE) 994/2010 sulla sicurezza delle forniture gas, e l'elaborazione di una visione congiunta dei regolatori europei per lo sviluppo e la regolazione degli stoccaggi e del GNL funzionali al mutato contesto strutturale del settore del gas naturale.

Mercato dell'energia dei Paesi del Sud-Est Europa

Per quanto concerne il settore del gas naturale, l'*Energy Community Regulatory Board* (ECRB), in virtù dei poteri a esso assegnati dal Trattato, ha espresso opinione favorevole sulla certificazione preliminare effettuata dal regolatore albanese ERE¹⁷³ della società *Trans Adriatic Pipeline AG* (TAP AG)¹⁷⁴, quale operatore indipendente (*Independent Transmission Operator* – ITO) del gas naturale. Tuttavia, l'ECRB ha raccomandato al regolatore ERE di approfondire i requisiti di indipendenza dell'operatore TAP AG, in particolare la sussistenza di misure di salvaguardia contro i rischi di discriminazione commerciale a favore dell'operatore stesso. Inoltre, nel *Gas Working Group* (GWG), che da dicembre 2014 è presieduto congiuntamente dall'Autorità e dal regolatore croato, sono state approfondite le questioni relative ai diversi sistemi tariffari e alla qualità del gas, con il supporto degli esperti ACER. È stata, inoltre, estesa l'iniziativa regionale gas dell'ACER per il Sud-Est Europa anche alle *Contracting parties* facenti parte dell'EnC. Particolare attenzione è stata rivolta all'avvio di due studi, uno teso a individuare gli indicatori utili al monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas, l'altro relativo all'integrazione dei mercati transfrontalieri del gas, nei Paesi dell'area.

¹⁷³ Decisione di *Albanian Energy Regulatory Entity* (ERE) n. 130 del 31 ottobre 2015.

¹⁷⁴ *Trans Adriatic Pipeline AG* è la società che sviluppa, costruisce e gestisce operativamente il gasdotto TAP, per il trasporto di gas proveniente dalla Repubblica di Azerbaijan. Il percorso del TAP parte dal confine tra Grecia e Turchia, dove si collega al gasdotto turco *Trans Anatolian Pipeline* (TANAP), e prosegue attraverso i territori di Grecia e Albania fino a collegarsi con il litorale adriatico italiano.

Mercato dell'energia nei Paesi dell'area del Mediterraneo

Nel corso del 2015, l'Autorità ha mantenuto costante il proprio impegno internazionale nell'ambito del bacino del Mediterraneo, in particolare attraverso MEDREG, di cui è fondatrice e promotrice (già ampiamente descritto nel capitolo 3).

Per quanto riguarda l'attività svolta nel settore gas, il *Working Group Gas naturale (GAS WG)*, copresieduto dal regolatore portoghese (ERSE) e da quello greco (RAE), ha realizzato il secondo report sulla trasparenza dei mercati, *2nd Status review on transparency in the Mediterranean region and monitoring of the MEDREG guidelines of good practice (GGP) on transparency*. Il documento ha consentito di verificare i progressi realizzati a livello di trasparenza nel Mediterraneo fin dal 2011, anno cui risale il primo report di valutazione.

A seguito della Conferenza di Roma del 19 novembre 2014, promossa dal Governo italiano in occasione del semestre di Presidenza dell'Unione europea, *Building an Euro Mediterranean energy bridge: the strategic importance of Euromed gas and electricity networks in the context of energy security*, è stata lanciata una piattaforma sul gas naturale, sotto l'egida della Commissione europea nell'ambito del processo dell'Unione per il Mediterraneo. L'obiettivo perseguito è quello di promuovere il confronto tra i principali *stakeholders* (governi, imprese, istituzioni finanziarie, regolatori, gestori di rete), per supportare lo sviluppo degli investimenti e giungere a una progressiva integrazione energetica dei sistemi e dei mercati euromediterranei. In particolare gli obiettivi principali della piattaforma sono: promuovere la sicurezza energetica regionale; valutare le situazione attuale ed esaminare i fattori che influenzano gli sviluppi futuri in materia di domanda e offerta di gas; studiare le strutture di mercato esistenti e valutare il livello di apertura del mercato nei diversi segmenti della filiera; promuovere la cooperazione in ambito tecnologico; favorire lo sviluppo di progetti di gas non convenzionale, *onshore* e *offshore*; individuare le esigenze di infrastrutture per lo sviluppo dei mercati energetici nazionali e mediterranei.

4.1.5 Conformità alla normativa comunitaria

Nell'anno appena trascorso non sono state adottate decisioni giuridicamente vincolanti da parte dell'Agenzia o della Commissione a cui l'Autorità abbia dovuto dare attuazione ai sensi dell'articolo 41.1.d) della direttiva 73/2009/CE.

Conformità dei compiti attribuiti all'Autorità ai sensi della direttiva gas

Per un'illustrazione delle principali competenze e poteri attribuiti all'Autorità dalla normativa vigente si rimanda alla Relazione annuale 2013 e alle novità normative riportate nel paragrafo 2.

4.2 Promozione della concorrenza

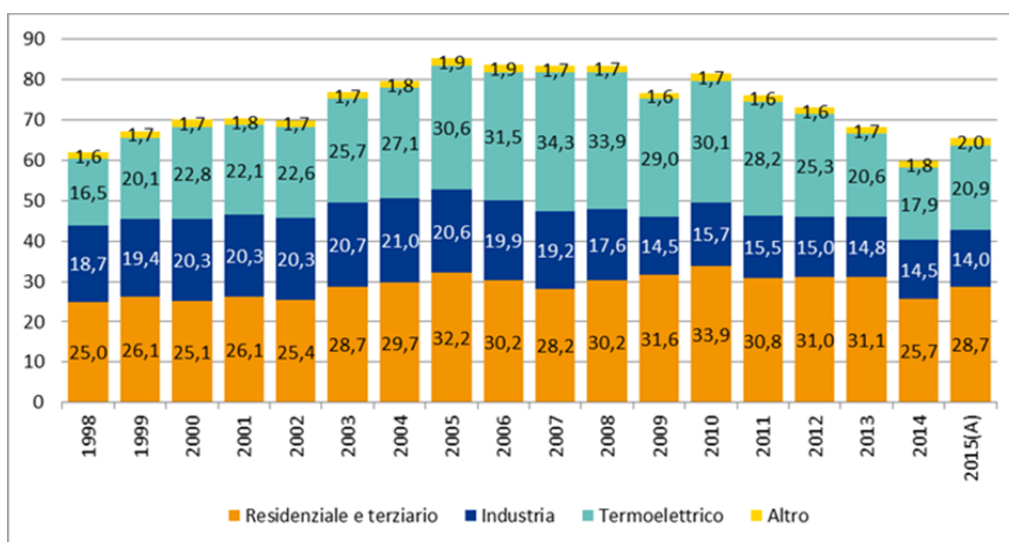
4.2.1 Mercati all'ingrosso

Lo scorso anno il consumo interno lordo di gas naturale, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, è aumentato di 5,6 miliardi di metri cubi, risalendo a 67,5 G(m³) dai 61,9 G(m³) del 2014. In termini percentuali, il consumo lordo è cresciuto del 9,1% rispetto al 2014.

Coerentemente agli andamenti economici e climatici già descritti nel capitolo 3, nel 2015 si sono registrati, in particolare, una marcata risalita (11,8%) dei consumi civili (residenziale e terziario), una ancor più un'elevata crescita nei consumi della generazione termoelettrica (16,8%), peraltro favorita anche dai bassi prezzi del gas, nonché un incremento significativo (7,7%) degli altri usi, specie di quelli per autotrazione, in aumento da anni (Figura 4.4.). Solo l'industria ha registrato ancora un ripiegamento, pari a -3,4%. Nonostante l'elevato recupero, la domanda finale complessiva resta ancora lontana dal punto di massimo toccato nel 2005: nel 2015 risulta, infatti, al 75% del livello raggiunto in quell'anno.

Figura 4.4 Consumi di gas naturale per settore

G(m³)



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

La corposa risalita della domanda finale è stata coerentemente accompagnata da un aumento delle importazioni nette (9,8%). I volumi di gas importato dall'estero sono, infatti, cresciuti di 5,4 G(m³) rispetto al 2014, tornando a 61,2 G(m³); le esportazioni si sono ridotte di 16 M(m³). È proseguito, invece, il trend di riduzione della produzione nazionale (-5,3%). Nel corso dell'anno i prelievi da stoccaggio sono risultati inferiori alle immissioni; pertanto i volumi in stoccaggio a fine anno sono risultati di 228 M(m³) più elevati dei quantitativi di inizio anno. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il valore netto dei consumi nazionali nel 2015 è risultato pari a 65,6 G(m³), un valore del 9,5% più alto del 2014.

Poiché l'aumento delle importazioni è stato superiore a quello dei consumi, anche nel 2015 il livello di dipendenza dall'estero (misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il consumo

interno lordo) è risalito al 90,6%, allontanandosi sempre di più dall'88,4% registrato nel 2013.

In base ai dati raccolti nella consueta *Indagine annuale sui settori regolati* svolta dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, nel 2015 sono stati estratti complessivamente 7.465 M(m³) da 21 imprese, riunite in 15 gruppi societari. Come in passato, l'84% circa di tutta la produzione nazionale è stato estratto dalle società del gruppo Eni, che rimane l'operatore dominante di questo segmento con una quota assolutamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo societario, Royal Dutch Shell con il 9,4%. Quest'ultimo accresce la propria quota lentamente, di anno in anno: anche nel 2015 è salita di circa un punto percentuale rispetto al 2014, distanziandosi maggiormente dal gruppo Edison (4,8% nel 2015 e 4,3% nel 2014) con il quale da diversi anni si alterna nella seconda e nella terza posizione. Sempre in quarta posizione rimane Gas Plus, quest'anno con una quota dell'1,6%.

Secondo i dati preconsuntivi del Ministero dello sviluppo economico, nel 2015 le importazioni lorde di gas sono risalite a 61.201 M(m³), recuperando quindi quasi integralmente il calo registrato lo scorso anno, cioè 5,4 dei 6,2 M(m³) persi nel 2014. Le esportazioni, al contrario, sono lievemente diminuite da 237 a 221 M(m³). Per questo le importazioni nette hanno registrato un tasso di crescita sostanzialmente uguale a quello delle importazioni lorde, pari al 9,8%, e sono risalite a 60.980 M(m³) dai 55.520 M(m³) del 2014.

La figura 4.5 espone i quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per Paese di provenienza¹⁷⁵ del gas stesso. L'aumento delle importazioni nel 2015 riguarda tutti i Paesi da cui l'Italia tradizionalmente acquista gas naturale, con l'eccezione del Nord Europa. Dall'Olanda, infatti, lo scorso anno è stato prelevato un miliardo e mezzo di gas in meno rispetto al 2014 (-22%), mentre i quantitativi provenienti dalla Norvegia sono rimasti sostanzialmente invariati rispetto al 2014.

La crescita complessiva del 10% dei volumi provenienti dall'estero, infatti, costituisce la media ponderata dei tassi di incremento registrati per i flussi provenienti dal Qatar (34%), dalla Russia (15%) e dalla Libia (9%). Una significativa ripresa si è registrata anche sui quantitativi algerini (7%), così come dal gruppo misto degli Altri (17%). In pratica, sono aumentate in misura maggiore le importazioni dai Paesi nei quali il prezzo del gas è tuttora indicizzato al petrolio che nel 2015 ha registrato un sostanziale crollo. Al contrario, si è avuto un contenimento delle forniture il cui prezzo è legato all'andamento degli *hub* europei che già nel 2014 avevano scontato riduzioni nei prezzi.

Le importazioni dall'Algeria, che negli ultimi due anni avevano registrato una corposa riduzione, nel 2015 si sono riprese (+0,5 miliardi) attestandosi a 7.244 M(m³), anche grazie al graduale ritorno in funzione dei giacimenti che nel 2013 erano stati danneggiati dagli attacchi terroristici in quel territorio. Anche dalla Libia sono giunte maggiori importazioni per 600 M(m³), ma la situazione politica di quel paese resta critica.

Per effetto di queste variazioni, nel 2015 il peso della Russia tra i Paesi che esportano in Italia è tornato al 45%, quasi metà dell'intero approvvigionamento estero italiano. Con una quota dell'11,8% del gas complessivamente importato, l'Algeria ha conservato la seconda posizione, seguita e quasi raggiunta dalla Libia (11,6%). L'incidenza del Qatar è salita di quasi due punti

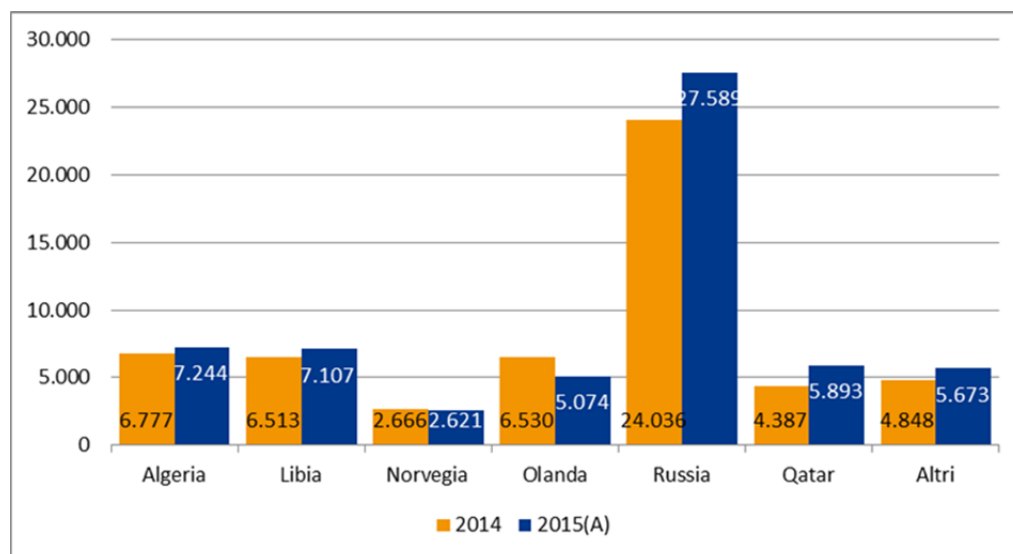
¹⁷⁵ Le importazioni sono suddivise per Paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale. Anche il gas importato in regime di *swap* è contabilizzato in funzione dell'origine fisica del gas stesso.

percentuali, essendo passata dal 7,9% del 2014 al 9,6%. Il 9,3% delle importazioni italiane del 2015 è arrivato dall'insieme degli altri Paesi, l'8,3% dall'Olanda e solo il 4,3% dalla Norvegia.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2015 sono stati importati in Italia 59,6 G(m³), 4,6 in più rispetto al 2014. L'aumento è stato, quindi, dell'8,4%, leggermente inferiore a quello valutato nei dati del Ministero dello sviluppo economico¹⁷⁶. Il 7,5% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 4,5 G(m³) circa, è stato acquistato presso le Borse europee.

Figura 4.5 Importazioni lorde di gas secondo la provenienza

M(m³); stime effettuate in base al punto di ingresso del gas



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Come sempre, il primo posto nella classifica delle imprese importatrici è detenuto da Eni, i cui quantitativi acquistati all'estero nel 2015, pari a 32,1 G(m³), sono risultati del 3,3% superiori a quelli del 2014. L'aumento delle importazioni di Eni, inferiore a quello registrato dal totale delle importazioni nazionali, ha fatto scendere la quota di mercato della società al 53,8% (52,4% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), dal 56,5% evidenziato nel 2014. Si tratta della prima riduzione dal 2010, quando – grazie all'operatività dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 – la porzione di gas estero approvvigionata da Eni era scesa al 39,2%. Da allora, scaduti gli effetti del provvedimento legislativo, tale quota è stata sempre in aumento.

Molto più forte è stata la crescita delle importazioni di Edison, seconda in classifica, che ha approvvigionato quasi 3 G(m³) in più rispetto al 2014. Pertanto, la sua quota nel mercato dell'importazione è salita al 21,2% e la distanza da Eni si è ridotta di sei punti percentuali rispetto a quella dell'anno precedente. Ancor di più sono aumentate le importazioni di Enel Trade, passate

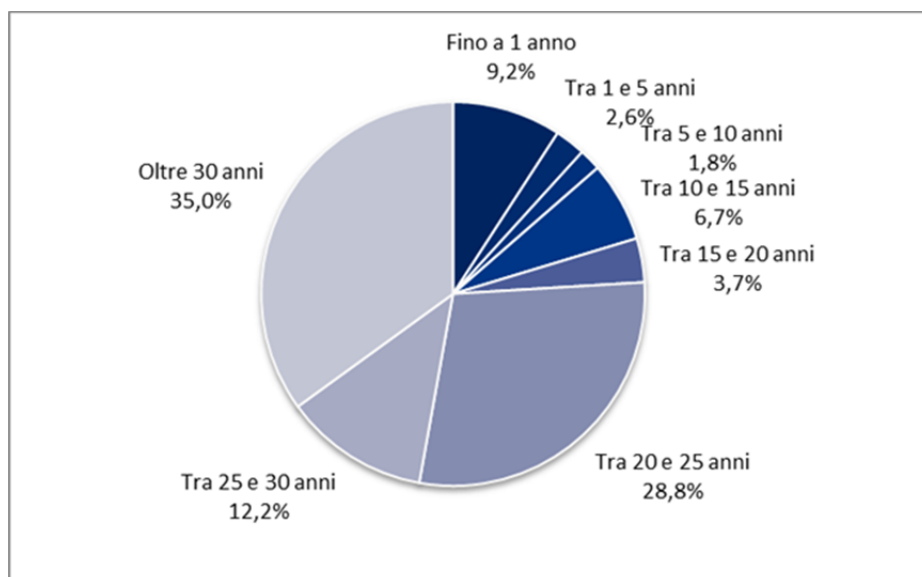
¹⁷⁶ Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono in parte dal numero di imprese che risponde all'Indagine annuale dell'Autorità e in parte da discordanze nella classificazione dei dati di importazione. In altre parole, è probabile che alcuni quantitativi che il ministero classifica come importazioni, nell'Indagine dell'Autorità vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana", in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

da 4,9 a 6,7 G(m³) nel 2015. Ciò nonostante, Enel Trade è rimasta al terzo posto, anche se con una quota dell'11,2% che si confronta con il 9% del 2014.

Come negli anni scorsi i gruppi¹⁷⁷ che possiedono ciascuno una quota superiore al 5% del gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono Eni, Edison ed Enel. Insieme i primi tre importatori hanno importato 51,4 dei 59,6 G(m³), cioè l'86,2% del gas entrato nel mercato italiano. Considerando anche le quantità prodotte all'interno dei confini nazionali, i tre gruppi incidono per l'86,5% di tutto il gas approvvigionato. Come in passato, tale quota è in aumento (era 84% nel 2014), per l'incremento delle quote di Edison ed Enel non compensato dalla discesa della quota di Eni. I tre gruppi sono anche gli unici che possiedono ciascuno una quota maggiore del 5% del gas disponibile, con una quota complessiva per i tre (87,5%) lievemente superiore a quella del gas approvvigionato.

L'analisi delle *Annual Contract Quantity* pattuite nei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2015 secondo la durata intera (Figura 4.6) evidenzia una struttura piuttosto lunga. La quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni, è infatti pari al 76% e risulta in aumento rispetto allo scorso anno (era 65,3%). L'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è leggermente cresciuta (10,6% nel 2014, 11,7% nel 2015), mentre quella dei contratti di media durata (5-20 anni) si è dimezzata rispetto allo scorso anno (24,1% nel 2014, 12,3% nel 2015).

Figura 4.6 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2015, secondo la durata intera



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

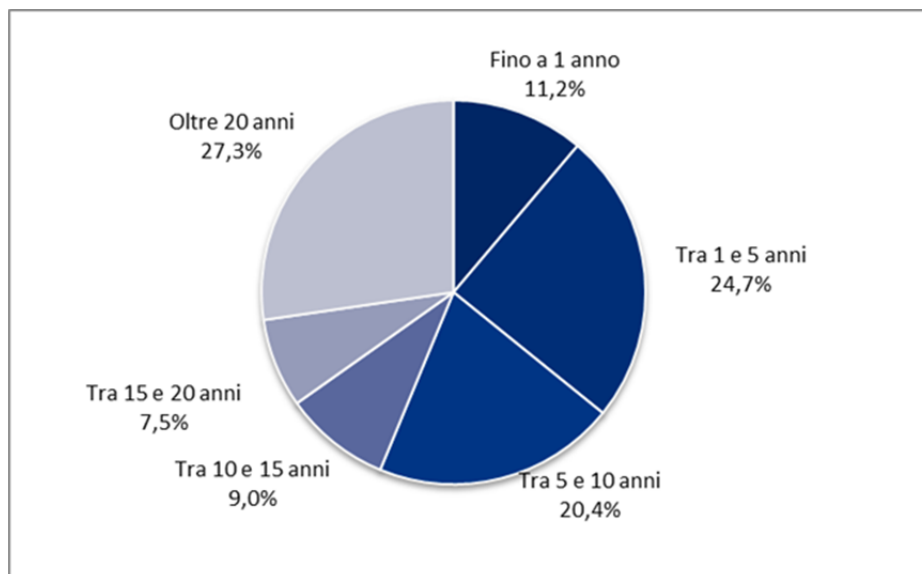
È proseguito, tuttavia, anche nel 2015 il restringimento di questo mercato in atto da anni. Con il passare del tempo, le *Annual Contract Quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura sono complessivamente sempre più basse: dai circa 119 G(m³) pattuiti cinque anni fa, nel 2015 i volumi contrattati sono complessivamente scesi a circa 85 G(m³). È rimasta sostanzialmente invariata

¹⁷⁷ Nell'ambito dell'indagine sul mercato del gas la partecipazione a un gruppo societario è definita in base a quanto specificato dall'art. 7 della legge 10 ottobre 1990, n. 287: in estrema sintesi l'appartenenza a un gruppo viene cioè stabilita anche se vi è un controllo di fatto della partecipante nella partecipata.

l'incidenza delle importazioni *spot*¹⁷⁸, quelle cioè con durata inferiore all'anno, nel 2015 pari al 9,2%, contro il 9,3% del 2014.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2015 (Figura 4.7) si rivelano complessivamente ancora abbastanza lunghi, ma la struttura contrattuale si va, seppure molto lentamente, accorciando: il 56,2% dei contratti (63,5% nel 2014) scadrà entro i prossimi dieci anni e il 35,8% di essi (29,3% nel 2014) esaurirà i propri effetti entro i prossimi cinque anni. Il 34,8% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni (31,8% nel 2014).

Figura 4.7 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2015, secondo la durata residua



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2015 la domanda totale del settore gas, intesa come somma dei volumi di gas venduti sul mercato all'ingrosso (incluse le rivendite) e al dettaglio più gli autoconsumi, è cresciuta del 16%, avendo raggiunto 244,6 G(m³). Il mercato all'ingrosso ha movimentato 177,6 G(m³) in notevole aumento rispetto al 2014 (+21%), 53,8 G(m³) ne ha movimentati il mercato al dettaglio registrando un lievissimo aumento rispetto al 2014 (+0,3%), mentre gli autoconsumi sono ammontati a 10,5 G(m³), anche questi ultimi in notevole aumento (+25,7%). Gli operatori che nel 2015 risultano avere una quota di tale mercato superiore al 5% sono scesi a 4, mentre nel 2014 erano 5.

Più precisamente i gruppi industriali e le rispettive quote, indicate tra parentesi, sono: Eni (23,9%), Engie (ex GdF Suez) (17%), Edison (9,8%), Enel (7,5%). Tranne Eni, tutti evidenziano una quota superiore a quella dello scorso anno. Al quinto posto Royal Dutch Shell con il 4,5% (mentre nel 2014 aveva il 5,8%). I primi tre gruppi coprono insieme il 50,6% della domanda totale, una quota in diminuzione rispetto a quella dello scorso anno (che era 51,4%).

Nel paragrafo che segue sono descritte in dettaglio le vendite e i prezzi del mercato all'ingrosso.

¹⁷⁸ Vale la pena ricordare che questa è stata valutata, come negli anni passati, escludendo le *Annual Contract Quantity* di contratti *spot* che non hanno dato origine a importazioni in Italia, in quanto il gas è stato rivenduto direttamente all'estero dall'operatore, attivo in Italia, che l'ha acquistato.

Tavola 4.4 Sviluppo del mercato all'ingrosso

Anno	Domanda Totale ^(A) G(m ³)	Domanda di punta ^(B) M(m ³)/giorno	Produzione G(m ³)	Capacità di importazione G(m ³)/anno				N. di società con una quota di produzione e capacità di importazione >5%	N. di società con una quota di gas disponibile >5%	Quota dei tre maggiori gruppi sulla domanda totale
				Totale	Accesso prioritario per transito ^(C)	Accesso prioritario per contratti LT	Accesso non riservato			
2001	125,1	n.d.	15,5	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2	68,2%
2002	111,8	n.d.	14,3	84,0	0,5	77,3	4,2	3	3	67,4%
2003	123,6	n.d.	13,9	84,8	0,5	78,8	3,1	3	3	63,8%
2004	127,3	386	12,9	88,7	0,5	84,6	2,1	3	3	62,4%
2005	138,3	421	12,0	90,6	0,5	73,5	16,7	3	3	66,7%
2006	134,3	443	11,0	92,3	0,5	74,5	17,3	3	3	66,5%
2007	136,1	429	9,7	98,4	0,5	86,1	11,8	3	3	63,8%
2008	151,5	410	9,3	100,3	0,5	96,1	3,7	3	3	57,1%
2009	147,2	436	8,0	110,9	0,3	102,6	8,0	3	4	49,2%
2010	173,5	459	8,3	116,0	0,3	103,1	12,6	3	5	42,3%
2011	178,9	401	8,4	116,3	0,2	103,0	13,0	3	3	42,1%
2012	178,3	464	8,6	116,9	0,2	102,5	14,2	3	3	40,5%
2013	180,8	360	7,7	122,1	0	102,6	19,5	3	3	42,7%
2104	210,9	330	7,1	121,7	0	95,5	26,1	3	3	51,4%
2015	244,6	340	6,8	120,9	0	87,6	33,3	3	3	50,6%

(A) Volumi di gas venduto sul mercato nazionale all'ingrosso e al dettaglio; include le rivendite e gli autoconsumi.

(B) Picco di immissione raggiunto nei giorni: 26/01/2004, 19/12/2005, 25/01/2006, 18/12/2007, 18/02/2008, 21/12/2009, 17/12/2010, 25/01/2011, 7/02/2012, 11/02/2013, 29/01/2014, 3/02/2015; il volume indicato comprende le immissioni, le erogazioni da stoccaggio, le perdite e i consumi interni di rete.

(C) In Italia non esiste un trattamento differenziato per i transiti che sono trattati alla stregua di un normale trasporto; il valore indicato in tabella è riferito a un contratto di transito che ha ottenuto accesso prioritario in quanto appartenente a un contratto pluriennale.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas e su dichiarazioni degli operatori.

4.2.1.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso

I dati relativi al mercato all'ingrosso del gas provengono, come di consueto, dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'Indagine annuale che l'Autorità realizza sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas nell'anno precedente. Per quanto riguarda il settore della vendita del gas, l'Indagine era rivolta alle 565 società accreditate all'Anagrafica operatori, che hanno dichiarato di svolgere attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale nel 2015 (anche per un periodo limitato dell'anno). Di queste, hanno risposto 493 imprese, di cui 37 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Delle 456 attive, 77 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 260 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 119, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso, sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti.

Tavola 4.5 Vendite e prezzi nel mercato all'ingrosso nel 2015M(m³); c€/m³

Operatori	Numero	Vendite	Prezzo
Grossisti puri	77	86.936	24,74
Operatori misti	119	90.642	25,68
Totale	196	177.602	25,22

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Il mercato all'ingrosso, che complessivamente ha movimentato 177,6 G(m³), è stato alimentato per il 49% da grossisti puri e per il restante 51% da operatori misti. Come accade da molti anni, nel 2015 il numero delle imprese che hanno operato nel mercato all'ingrosso è cresciuto, come pure il gas che hanno complessivamente intermediato: infatti, 196 venditori, dodici in più rispetto all'anno precedente, hanno venduto complessivamente 30,8 G(m³) in più del 2014. In percentuale, l'aumento del numero degli operatori è stato inferiore a quello dei volumi di gas trattati, per questo il volume medio unitario è cresciuto quasi del 14%, passando da 798 a 906 M(m³) nel complesso del mercato. Dopo diversi anni in cui andava diminuendo, per il secondo anno consecutivo il valore medio unitario di vendita ha ripreso a salire.

Tra l'inizio del 2015 e il primo quadrimestre del 2016 12 imprese hanno avviato l'attività di vendita all'ingrosso di gas naturale, mentre 4 imprese hanno cessato l'attività; nel luglio 2015 Simecom ha acquisito parte dell'attività di acquisto e vendita all'ingrosso del gas naturale da Energia Ambiente e Servizi, mentre dall'1 aprile 2016 Multiutility ha ceduto parzialmente l'attività a Dolomiti Energia. Vi sono state 5 incorporazioni. In particolare: Beetwin, dopo aver cambiato ragione sociale in Geko a metà novembre 2015, ha incorporato alla fine dell'anno la società General Construction che svolge attività di produzione di energia elettrica; Green Network Luce & Gas è stata incorporata in Green Network a fine novembre 2015; Eni ha incorporato Est Più (che era già al 100% di Eni) dall'1 dicembre 2015; Chiara Gaservizi è stata incorporata in Simecom con decorrenza dall'1 gennaio 2016 e, alla stessa data, SEL AG ha cessato l'attività di acquisto e vendita all'ingrosso di gas naturale prima di essere incorporata in O.9, divenuta poi Alperia. 5 imprese hanno cambiato gruppo societario. Nel 2015, inoltre, due aziende hanno cambiato ragione sociale: New Gas Trade è divenuta Terni Energia Gas & Power, dopo che Terni Energia l'aveva acquisita al 100%, e GdF Suez SA ha assunto la nuova denominazione di Engie Sa.

Nel 2015 il livello di concentrazione di tale mercato ha ripreso a scendere, dopo l'aumento registrato lo scorso anno che seguiva le diminuzioni osservate sino al 2012. La quota delle prime tre società (Eni, Gdf Suez Trading Italia, Eni Trading & Shipping) è tornata infatti al 31,4% dal 35,8% calcolato nel 2014. Parimenti, è diminuita dal 48% al 46,1% anche la quota cumulata delle prime cinque imprese: le tre già citate più Edison ed Enel Trade (quest'ultima al quinto posto che era di Shell Energy Europe Limited nel 2014). Ovviamente anche l'indice HHI calcolato sul solo mercato all'ingrosso è calato rispetto al 2014, da 643 a 560, restando comunque al di sotto del valore 1.500 ritenuto primo sintomo di concentrazione.

Nel 2015 il prezzo mediamente praticato nel mercato all'ingrosso è stato di 25,22 c€/m³, più elevato rispetto ai 23,45 c€/m³ del PSV (il dato è di fonte Platts), ma ancora in forte diminuzione (-9,8%) rispetto al valore osservato nel 2014, pari a 27,97 c€/m³.

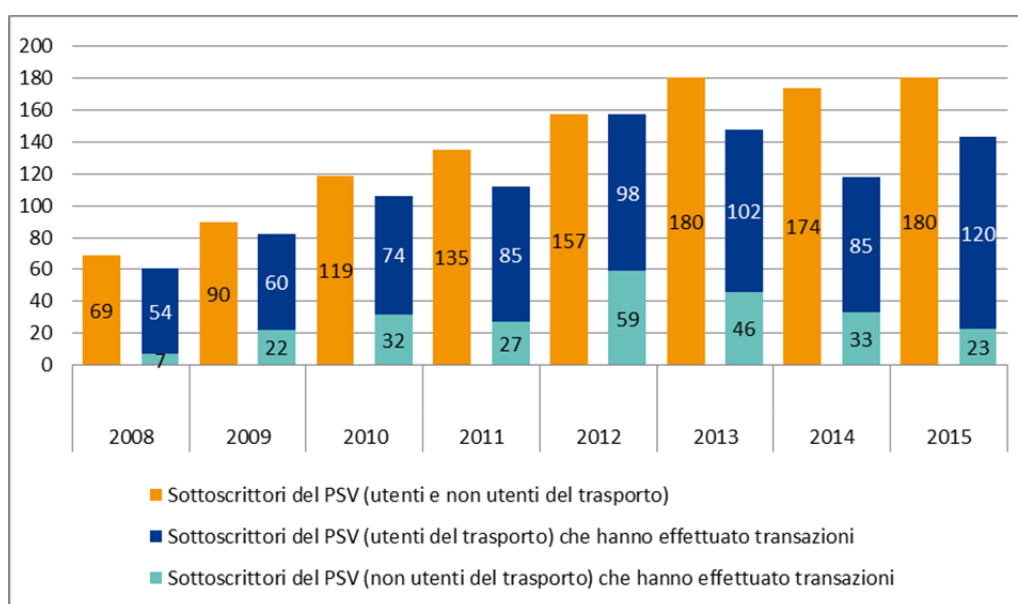
Il prezzo praticato dagli operatori misti è risultato di 25,68 c€/m³, ovvero 0,94 c€ superiore a quello praticato dai grossisti puri.

Punto di scambio virtuale

La principale piattaforma di scambio nel mercato all'ingrosso in Italia è il Punto di scambio virtuale (PSV), gestita dal principale operatore della rete di trasporto, Snam Rete Gas. Le cessioni che possono essere registrate sono sia quelle avvenute attraverso contratti bilaterali (detti *over-the-counter* – OTC), sia quelle realizzate nell'ambito dei mercati regolamentati gestiti dal GME. La novità è che dal mese di settembre dello scorso anno è possibile registrare al PSV anche i contratti gestiti dalle Borse terze¹⁷⁹. Le nuove regole approvate dall'Autorità hanno, infatti, reso operativo l'accesso al mercato nazionale italiano, attraverso il GME, delle Borse terze di altri Paesi europei, allargando così l'offerta di prodotti a termine con consegna fisica del gas al PSV.

Nel 2015, 143 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; soltanto 23 di questi erano trader puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto.

Figura 4.8 Sottoscrittori del PSV dal 2008



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

L'andamento positivo della domanda di gas naturale nel 2015 ha riportato in aumento il numero dei sottoscrittori del PSV, tornati a 180 unità, così come il numero di quelli che hanno effettuato transazioni, quest'anno pari a 143 soggetti. Lo scorso anno il numero dei sottoscrittori che avevano effettuato scambi al PSV era sceso a 118 unità dalle 143 del 2013. Un'ulteriore riduzione, invece, si è avuta nel numero dei trader puri (cioè sottoscrittori non utenti del sistema di trasporto) calati a 23 unità, contro le 33 del 2014. Questo trend è in atto da tre anni, dopo il massimo storico di 59 unità toccato nel 2012.

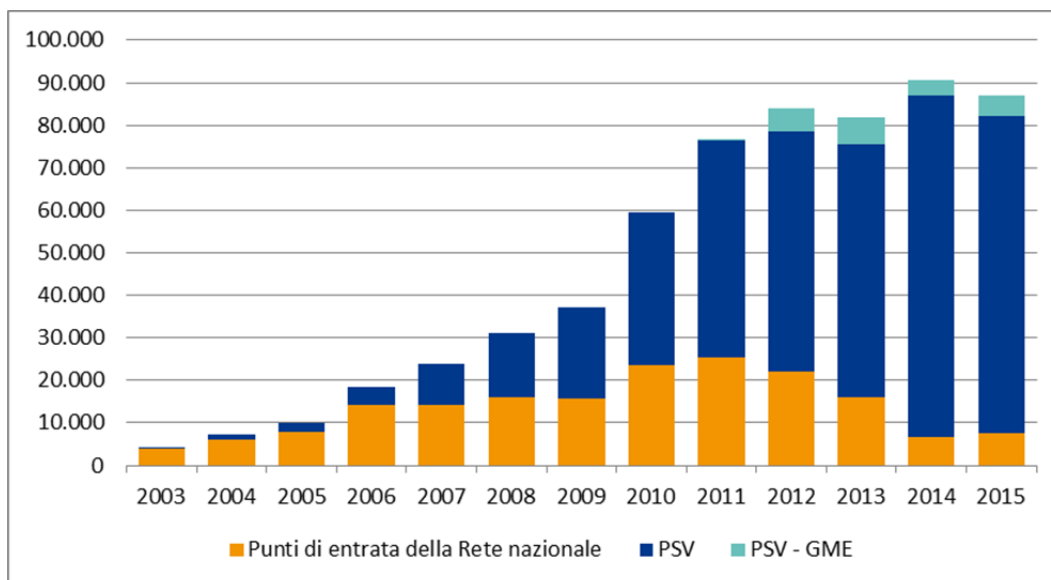
La figura 4.9 mostra lo sviluppo delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e gli scambi registrati al PSV. Nel grafico vengono raggruppate le

¹⁷⁹ Per borsa terza si intende il gestore di un mercato regolamentato estero, in cui sono scambiati strumenti finanziari derivati che prevedono la consegna fisica e le cui attività di compensazione e garanzia delle transazioni concluse su tale mercato siano regolate attraverso una *clearing house* (cioè il soggetto terzo che si assume il rischio di controparte); oppure è la *clearing house* stessa che, direttamente o attraverso società dalla medesima controllate o partecipate, è responsabile degli adempimenti per la consegna fisica dei prodotti offerti.

importazioni presso gli *entry point*, le riconsegne al PSV e, con l'indicazione "PSV-GME", l'insieme degli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sui mercati gestiti dal GME, cioè quelli avvenuti sulla Piattaforma per il bilanciamento del gas (PB-GAS), innanzitutto, ma anche nei mercati G+1, G-1, M-GAS e, da ultimo, quelli gestiti come *clearing house*.

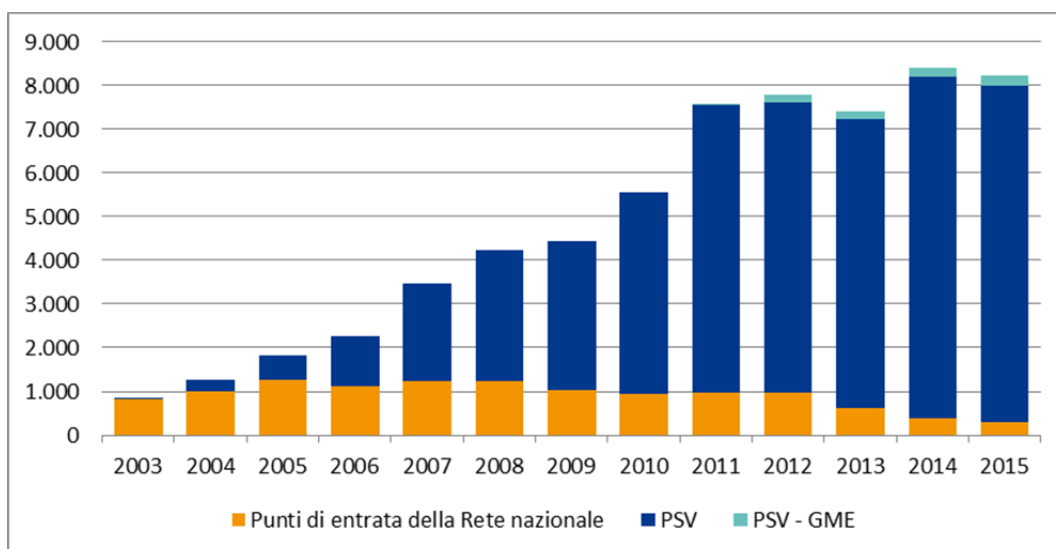
Figura 4.9 Volumi delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale

M(m³) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in rete dall'utente cedente



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Snam Rete Gas.

Figura 4.10 Numero di transazioni nei punti di entrata della rete nazionale



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Snam Rete Gas.

Le importazioni presso gli *entry point*, che comprendono tutte le transazioni (commerciali e doganali), sono raggruppate in un'unica voce, che accoglie le cessioni registrate presso Tarvisio, Passo Gries, Mazara, Gorizia, Gela, nonché le riconsegne di gas che avvengono presso il terminale di Panigaglia da parte della società GNL Italia, come pure quelle che avvengono da ottobre 2009 presso il terminale di Porto Viro (Rovigo) da parte della società Terminale GNL Adriatico, collegata

alla RTN tramite l'*entry point* di Cavarzere. Da ultimo, nell'ottobre 2013 si sono aggiunte le riconsegne di gas presso il terminale di Livorno, gestito dalla società OLT Offshore LNG Toscana.

Come si vede, il PSV è andato crescendo in misura notevole nel corso del tempo, in termini sia di numero delle transazioni sia di volumi scambiati, mentre è andata riducendosi la quota degli scambi ai punti di ingresso della RTN, erosa, in parte, dal diminuire delle importazioni e, in parte, dalle altre modalità di acquisto disponibili: PSV e mercati organizzati. Nel 2015, tuttavia, grazie all'incremento delle importazioni, i volumi registrati ai punti di entrata della RTN hanno registrato una significativa ripresa (+16%), mentre una riduzione del 7% rispetto al dato del 2014 ha interessato i volumi OTC scambiati presso il PSV. Una notevole crescita, pari al 27%, ha interessato la voce PSV-GME, per la netta crescita soprattutto delle transazioni presso la PB-GAS, come pure dei mercati G+1 e G-1 (vedi oltre).

A partire dall'autunno, inoltre, la società Intercontinental Exchange, attraverso la piattaforma Ice Endex, ha iniziato a offrire (e registrare) contratti di gas futuri con consegna fisica al PSV. Il primo contratto è stato sottoscritto il 14 settembre 2015 tra Axpo Italia ed Electrade, per 5 MW con consegna in ottobre.

Borsa gas

La creazione di una Borsa del gas in Italia ha preso le mosse nel 2007 con il decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito con la legge 2 aprile 2007, n. 40, che ha stabilito l'obbligo per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato e, per gli importatori, di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità. Con la legge 23 luglio 2009, n. 99, la gestione economica del mercato del gas è stata affidata in esclusiva al GME, il quale gestisce in maniera esclusiva le offerte di acquisto e vendita (e tutti i servizi connessi) secondo criteri di merito economico.

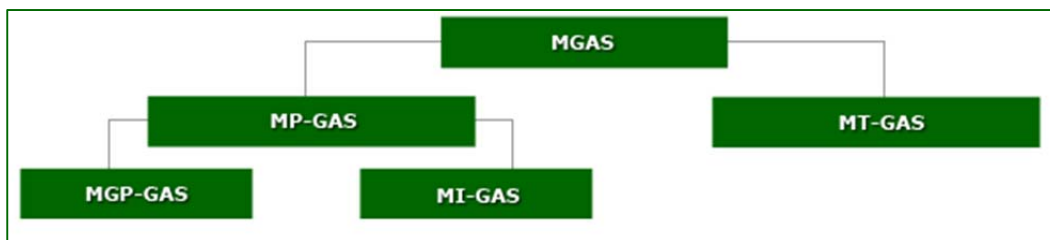
Il primo nucleo della Borsa è stato creato nel marzo 2010 con l'istituzione della Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato, denominata P-GAS. Ma l'avvio del vero e proprio mercato *spot* del gas naturale con il GME che svolge il ruolo di controparte centrale è avvenuto nell'ottobre 2010, con la nascita della **M-GAS**. Su tale mercato gli operatori, che siano stati abilitati a effettuare transazioni sul PSV, possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti. A quella data esso si articolava in:

- MGP-GAS (Mercato del giorno prima del gas), nel quale avviene la contrattazione con offerte di vendita e di acquisto relative al giorno-gas successivo. La modalità di negoziazione è continua con asta di chiusura;
- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso. La modalità di negoziazione è continua.

Con decreto 9 agosto 2013, il Ministero dello sviluppo economico ha definito la data del 2 settembre 2013 per l'avvio del mercato a termine gestito dal GME (MT-GAS). Tale mercato, che è stato affiancato agli esistenti mercati a pronti, si svolge secondo le modalità della negoziazione continua con tanti *book* di negoziazione, ognuno per ciascuna tipologia di prodotto negoziabile e riferiti a diversi periodi di consegna, dove sono selezionate offerte di acquisto e di vendita di gas.

Pertanto a partire da settembre 2013 il mercato *spot* del gas naturale M-GAS si articola in MGP-GAS, MI-GAS e MT-GAS, come mostrato nella figura 4.11.

Figura 4.11 Articolazione della M-GAS



Fonte: GME.

La PB-GAS, entrata in esercizio alla fine del 2011 ha sostituito il sistema di bilanciamento “a stoccaggio” con un sistema di bilanciamento “a mercato”, dove il prezzo non è più stabilito dall’Autorità, ma determinato dall’intersezione tra domanda e offerta relative al gas stoccato. Coloro che possiedono capacità di stoccaggio hanno l’obbligo di partecipazione a tale meccanismo. La partecipazione obbligatoria, unitamente alla presenza di Snam Rete Gas in qualità di Responsabile del bilanciamento (RdB), ha permesso una movimentazione di gas molto più elevata in questo mercato rispetto agli altri gestiti dal GME.

La PB-GAS è articolata nei seguenti comparti:

- Comparto G-1, un vero e proprio mercato del giorno prima dove, su base volontaria, diverse risorse flessibili, tra cui il GNL e lo stoccaggio di Edison, possono essere chiamate a rispondere alle possibili offerte di Snam Rete Gas per la copertura dello sbilanciamento previsionale del sistema;
- Comparto G+1, un mercato del giorno dopo, dove gli operatori offrono giornalmente, in acquisto e in vendita, le risorse di stoccaggio nella propria disponibilità. Allo stesso modo Snam Rete Gas offre in acquisto o in vendita una quantità di gas corrispondente allo sbilanciamento complessivo del sistema, al fine di approvvigionarsi delle risorse offerte dagli operatori che si rendano necessarie per mantenere bilanciato il sistema.

Come si è già detto, a settembre 2015 l’Autorità, in collaborazione con il GME e Snam Rete Gas, ha completato il processo regolatorio¹⁸⁰ che consente di estendere la registrazione al PSV di transazioni concluse presso Borse gestite da soggetti diversi dal GME. In particolare, il GME è stato incaricato di registrare al PSV le transazioni eseguite su Borse terze. Le piattaforme di *trading* gas che offrono prodotti con consegna fisica al PSV sono ICE Endex e PEGAS del gruppo EEX gestito da Powernext, che già a marzo 2015 aveva lanciato prodotti *futures* PSV senza consegna fisica. Questa novità permette di aumentare la liquidità in Italia, oggi molto bassa per i limitati scambi delle Borse a termine e a pronti del gas gestite dal GME, nettamente inferiori a quelli registrati sulla PB-GAS e ancor di più agli scambi OTC con consegna al PSV.

¹⁸⁰ Delibere 12 giugno 2015, 282/2015/R/gas, e 10 settembre 2015, 436/2015/R/gas.

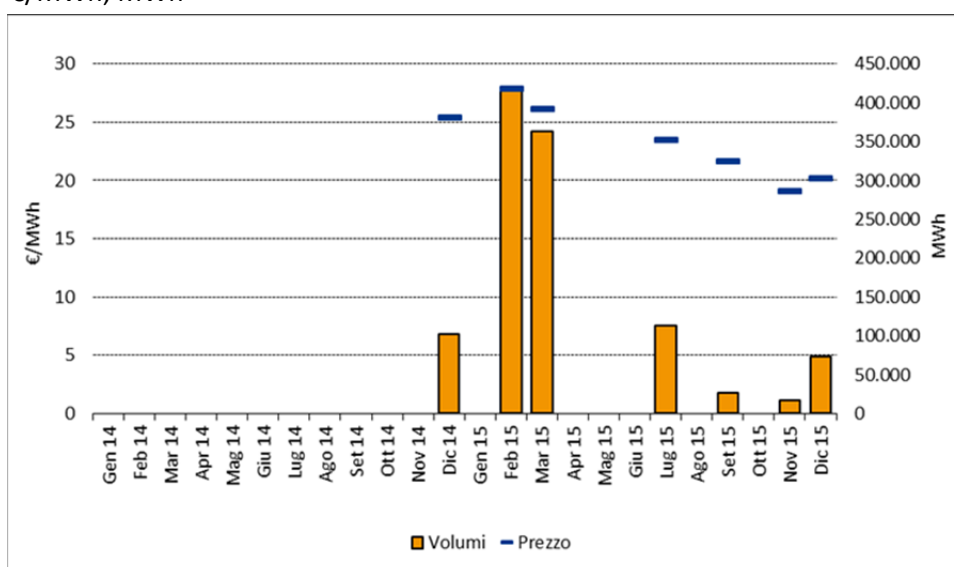
Nel corso del 2015, come durante l'anno 2014, sull'MGP-GAS non è stato registrato alcun abbinamento.

Anche per quanto attiene all'operatività dell'MT-GAS, dalla data di avvio del 2 settembre 2013 a oggi non sono state registrate transazioni con riferimento alle diverse tipologie di prodotti negoziabili: annuale termico e annuale di calendario, semestrale, trimestrale, mensile, *Balance of Month* (prodotto che include i giorni del mese in corso non ancora consegnati).

Sul MI-GAS, nel 2015 ci sono state 33 sessioni utili, in netto aumento rispetto alle quattro dell'anno precedente (Figura 4.12). Il prezzo medio registrato è stato pari a 24,38 €/MWh, in calo del 4% rispetto al 2014, a fronte di volumi transitati pari a 1.009.437 MWh, contro i 102.130 MWh del 2014.

Figura 4.12 Prezzi e volumi per il contratto giornaliero sul MI-GAS

€/MWh; MWh



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati GME.

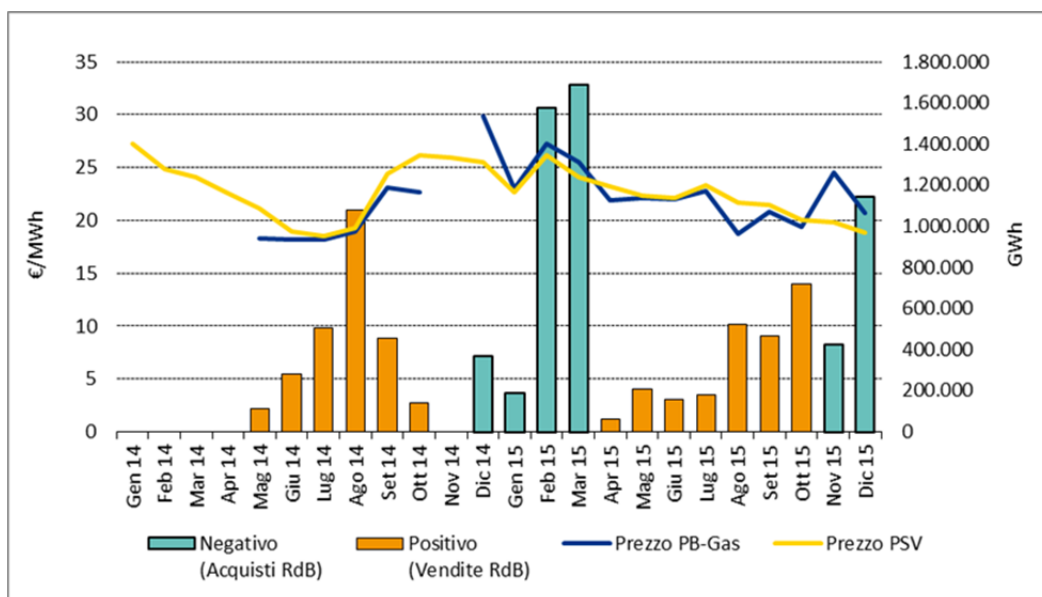
L'unico mercato tra quelli gestiti dal GME effettivamente utilizzato dagli operatori e sul quale si registra una liquidità rilevante e in costante crescita è il comparto PB-GAS, dedicato al bilanciamento giornaliero e che rappresenta il 98% della liquidità complessiva scambiata nei mercati gestiti dal GME. Con 99 operatori iscritti e 70 attivi, sulla PB-GAS sono stati scambiati nel 2015 volumi complessivi (tra G-1 e G+1) pari a 48.2 TWh (in aumento del 16% rispetto al 2014).

Nel corso del 2015 il comparto *ex ante* G-1 è stato attivato in 88 sessioni su 365 potenziali (circa il 22%), per complessivi 7,3 TWh (pari a circa il 18% dei volumi scambiati su G+1). In base al Codice di rete, Snam Rete Gas opera solo in vendita nel periodo di iniezione (da aprile a ottobre) e solo in acquisto nel periodo di erogazione (da novembre a marzo), attivando il comparto con una propria offerta quando lo sbilanciamento previsionale di sistema risulti, rispettivamente, negativo (sistema lungo, Snam Rete Gas in vendita) o positivo (sistema corto, Snam Rete Gas in acquisto). Nello specifico, Snam Rete Gas nel periodo di iniezione ha operato per 73 sessioni, per volumi complessivamente pari a 2,3 TWh, mentre nel periodo di erogazione, fino a dicembre, ha operato per 15 sessioni, per un volume cumulato pari a 5 TWh. Il prezzo medio 2015 (22,92 €/MWh) è allineato al prezzo al PSV, che si attesta a 22,16 €/MWh (Figura 4.13).

Nel comparto G+1 sono stati scambiati complessivamente 40,9 TWh a un prezzo medio di 22,14 €/MWh (-6% rispetto al 2014), sostanzialmente allineato al prezzo medio del PSV (22,16 €/MWh).

Figura 4.13 Prezzi e volumi sulla PB-GAS (G-1)

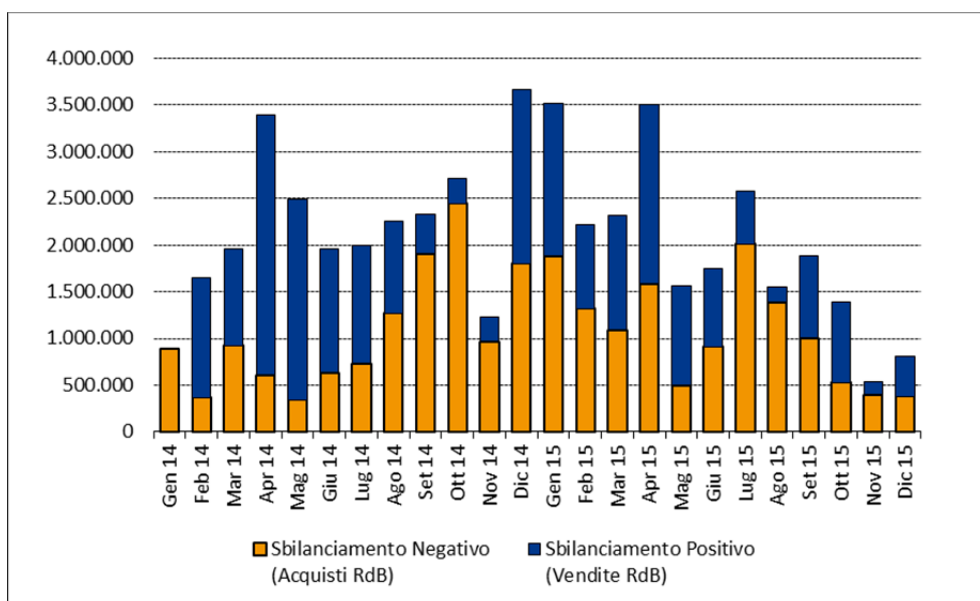
€/MWh; MWh



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati GME.

Figura 4.14 Volumi scambiati da Snam Rete Gas su PB-GAS (G+1)

MWh



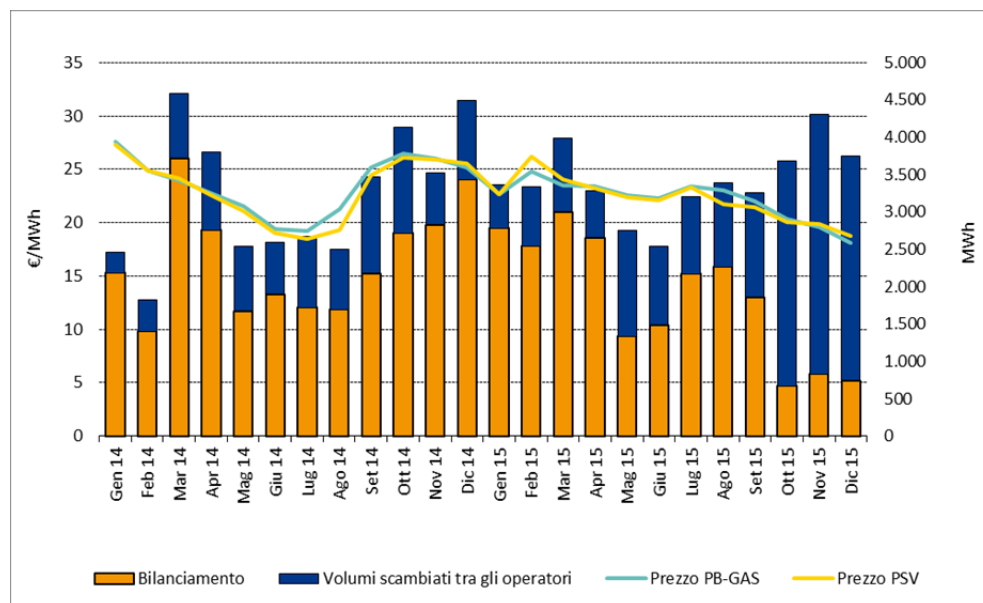
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GME.

Il 54% dei volumi (22 TWh) è stato scambiato da Snam Rete Gas in vendita o in acquisto, per correggere il difetto o l'eccesso del giorno gas precedente (Figura 4.14). In particolare, gli acquisti da parte dell'RdB sono stati pari a 13 TWh (sbilanciamento negativo), mentre le vendite sono state pari a 9 TWh (sbilanciamento positivo).

Gli scambi tra operatori, ossia gli scambi al di là delle necessità di bilanciamento, hanno raggiunto nel 2015 18 TWh, con un sensibile incremento rispetto ai 10 TWh del 2014 (Figura 4.15).

Figura 4.15 Prezzi e volumi complessivi scambiati su PB-GAS (G+1)

€/MWh; MWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GME.

4.2.1.2 Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza, e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

Misure per lo sviluppo della concorrenza nel mercato all'ingrosso

Il funzionamento dei mercati del gas naturale, le cui principali regole tecniche presentano un assetto ormai consolidato, ha richiesto soltanto alcuni aggiustamenti:

- è stata approvata¹⁸¹ la proposta di aggiornamento del Codice di trasporto e delle condizioni di accesso al Punto di scambio virtuale (PSV) da parte di Snam Rete Gas, che rafforza la figura del *trader*, ossia del soggetto che può accedere al sistema per la registrazione delle transazioni di compravendita di gas naturale senza essere utente della rete di trasporto e senza dover ricorrere – come in passato - ad accordi bilaterali con il c.d. “utente compensatore”. Grazie alle modifiche introdotte, il trader può prestare in proprio le garanzie finanziarie a Snam Rete Gas a copertura di eventuali sbilanciamenti;
- è stata approvata¹⁸² la proposta del Gestore dei mercati energetici (GME) di modifica del regolamento PB-gas, in merito alle misure disciplinari - relativamente ai diversi mercati gestiti dallo stesso GME - da adottare a seguito di violazioni da parte degli operatori e, in particolare, relativamente alla sospensione e all'esclusione dai mercati, ai criteri di riammissione dei

¹⁸¹ Delibera 29 gennaio 2015, 21/2015/R/gas.

¹⁸² Delibera 30 aprile 2015, 199/2015/R/gas.

soggetti precedentemente esclusi, nonché alle previsioni in materia di verifica delle contestazioni delle operazioni di mercato.

4.2.2 Mercati al dettaglio

I risultati provvisori dell'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas evidenziano che nel 2015 sono stati venduti al mercato finale, 53,8 G(m³) cui vanno aggiunti 312 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*, che lo scorso anno non erano enucleati, bensì considerati all'interno del mercato a condizioni standard¹⁸³. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali risulta pari a 54,1 G(m³), con una crescita di 448 milioni rispetto al 2014.

Tale esito, che quantifica la risalita del mercato totale in uno 0,8% rispetto all'anno precedente, appare modesto in confronto con il ben più significativo aumento del 9,5%, evidenziato nei dati, seppure anch'essi provvisori, del Ministero dello sviluppo economico commentati nelle pagine precedenti. La differenza con i dati ministeriali si abbassa notevolmente se si considerano i volumi relativi agli autoconsumi, oltre 13 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 67,3 G(m³), cioè a un valore del 5% circa superiore a quello del 2014. Le due fonti classificano i volumi di gas movimentati nell'anno in maniera diversa: l'Indagine annuale, infatti, include nelle vendite finali solo le cessioni di gas – avvenute nel mercato libero o nei mercati tutelati – che danno luogo all'emissione di una fattura. Viceversa, il dato ministeriale è relativo ai volumi di gas consumati nell'anno, indipendentemente dal fatto che il gas sia stato fatturato o direttamente impiegato dalla stessa impresa che ne ha la disponibilità (perché lo ha prodotto, importato o acquistato da altri rivenditori sul territorio nazionale).

Tavola 4.6 Consumi finali di gas naturale nel 2014 e nel 2015

Punti di prelievo in migliaia; volumi in M(m³)

	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2014	2015	VAR. % 2015-2014	2014	2015	VAR. % 2015-2014
Vendite finali	53.679	53.816	0,3%	21.466	21.221	-1,1%
Forniture di ultima istanza e <i>default</i> ^(A)	–	312	–	–	66	–
TOTALE MERCATO	53.679	54.127	0,8%	21.466	21.287	-0,8%
Autoconsumi	10.472	13.165	25,7%	1,8	2,0	13,8%
CONSUMI FINALI	64.152	67.292	4,9%	21.468	21.289	-0,8%

(A) Nel 2014 erano inclusi nelle vendite finali.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

¹⁸³ La richiesta dei dati relativi alle forniture di ultima istanza e di *default* è stata introdotta per la prima volta nell'Indagine annuale di quest'anno con una modalità molto semplificata. Pertanto, per questo tipo di forniture non sono disponibili i particolari (settore di consumo, tipo di allacciamento ecc.) con cui vengono solitamente analizzate le vendite finali. Quindi, nel resto del paragrafo tutte le analisi di dettaglio vengono effettuate al netto di questa componente del mercato.

La voce degli autoconsumi risulta notevolmente aumentata rispetto al 2014: del 26% circa in termini di volumi e quasi del 14% in termini di punti di prelievo. Tale voce possiede una fortissima incidenza nella generazione elettrica (l'88% degli autoconsumi appartiene, infatti, a questo settore). La risalita dei consumi finali, tanto nei dati che emergono dall'Indagine annuale, quanto in quelli ministeriali, appare pertanto strettamente legata agli andamenti climatici che nel 2015 hanno spinto i consumi per riscaldamento nei mesi invernali (vedi infra l'incremento dei consumi civili) e quelli per il raffrescamento (intermediati dalla generazione elettrica) nei mesi estivi.

Tavola 4.7 Vendite e prezzi al mercato finale nel 2015

M(m³); c€/m³

Operatori	Numero	Vendite	Prezzo
Venditori puri	260	11 784	49.61
Operatori misti	119	42 032	35.89
Totale	379	53 816	38.89

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Dei 53,8 G(m³) di gas venduti nel mercato finale, quasi 12 sono stati ceduti da venditori puri mentre i restanti 42 sono stati intermediati da venditori che operano anche nel mercato all'ingrosso. Il prezzo medio praticato ai clienti finali è diminuito di 3,43 c€ (-8,1%) rispetto al 2014. Al solito, tale prezzo è superiore a quello offerto al mercato finale dai grossisti, che – come si è visto nelle pagine precedenti – era pari a 35,89 c€/m³. La ragione del differenziale positivo, pari a 3 c€, risiede principalmente nel tipo di clientela servita e nelle connesse caratteristiche. Le imprese che operano prevalentemente nel mercato finale si rivolgono, infatti, per lo più ai clienti civili che sono allacciati alle reti di distribuzione e che, pur essendo numerosi, sono caratterizzati da consumi poco elevati. Viceversa, la clientela servita dai grossisti è prevalentemente quella dei grandi consumatori, specie industriali, che grazie agli alti livelli di consumo è sicuramente in grado di spuntare prezzi più favorevoli e che, inoltre, è spesso allacciata direttamente alla rete di trasporto e, dunque, non paga il costo della distribuzione.

Il differenziale di prezzo offerto ad altri rivenditori risulta, invece, decisamente più ristretto. A fronte di un valore di 25,22 c€/m³ praticato dai grossisti, i venditori del mercato finale hanno mediamente richiesto 25,68 c€/m³, cioè circa mezzo centesimo in più. Anche il prezzo praticato ad altri rivenditori è diminuito rispetto al 2014 (-8,2%). Nel confronto con i valori del 2014 si osserva anche che entrambi i differenziali sono leggermente aumentati: lo scorso anno quello sul prezzo fissato dai grossisti ai clienti del mercato finale era sostanzialmente nullo, mentre quello sul prezzo praticato agli altri intermediari era di 2,51 c€.

Nonostante la modesta crescita delle vendite sul mercato finale (come si è appena visto pari allo 0,8%), il numero di venditori attivi in questo segmento della filiera anche nel 2015 ha registrato un significativo incremento: dai 342 operatori presenti nel 2014, è salito infatti a 379¹⁸⁴. Permane

¹⁸⁴ Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas 493 imprese sulle 565 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas nel corso del 2015 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 37 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 456 ve ne sono 77 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, quindi, 379.

quindi il *trend* di ascesa, osservato anche nel mercato dell'energia elettrica, nel numero dei venditori, nonostante sia ormai dal 2006 che il mercato non si espande o si sviluppa in misura assai contenuta. Il volume medio unitario di vendita è sceso, ancora una volta, quasi del 12% rispetto a quello del 2014: in media ciascun venditore del mercato del gas nel 2015 ha venduto 142 M(m³) in luogo dei 157 M(m³) del 2014, il 60% circa del gas che ciascuna impresa vendeva nel 2009.

L'aumento del numero di venditori è anche spiegato dai numerosi movimenti che ogni anno si registrano tra le imprese. Nel 2015:

- 31 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali, 10 imprese in totale hanno cessato l'attività, 4 imprese hanno acquisito l'attività mediante contratti d'affitto di ramo d'azienda e, all'opposto, 4 imprese hanno ceduto l'attività di vendita a clienti liberi. La cessione è stata parziale in qualche caso e totale in altri.
- anche Est Più ha ceduto la vendita a clienti liberi e a clienti tutelati a Eni, da cui è stata successivamente incorporata. Oltre all'incorporazione di Est Più, altre 6 operazioni di fusione per incorporazione hanno riguardato: Edlo Energy, che ha incorporato due società Orobie Gas & Power e Lion Energy; Alento Gas, che è stata incorporata in Hera Comm Marche; Green Network Luce & Gas, che è stata incorporata in Green Network; Energetic Source, che ha incorporato Tecnoenergia; Compagnia Energetica Italiana, che ha incorporato InEnergy; Chiara Gaservizi, che è stata incorporata in Simecom.

L'8,7% (vale a dire 33 soggetti) dei 379 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale serve clienti in tutto il territorio nazionale cioè in tutte e 19 le regioni italiane metanizzate¹⁸⁵; il 61,2% delle imprese (232) ha venduto energia elettrica in un numero di regioni compreso tra 6 e 18; le restanti 119 imprese (il 30,1%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 1 e 5. Il numero di imprese che opera su tutto il territorio nazionale è in costante crescita (nel 2014 erano il 7%).

La composizione societaria del capitale sociale dei venditori di gas mostra una scarsa presenza straniera: solo 13 società (sulle 339 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società svizzere o tedesche, ma sono presenti anche società lussemburghesi, austriache e spagnole.

Per calcolare correttamente le quote di mercato e il livello di concentrazione del mercato della vendita finale occorre analizzare non l'operato delle singole ragioni sociali, bensì quello dei gruppi societari (Tavola 4.8).

Nel 2015 il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale, in costante diminuzione da anni, è ulteriormente sceso rispetto al 2014. I primi tre gruppi controllano il 44,8%, mentre l'anno precedente la quota era pari al 45,9%. Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 52,9% (contro il 54% del 2014).

L'indice di HHI calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 878 (era 929 nel 2014), un livello che comincia a distanziarsi dalla soglia di 1.000, valore al di sotto del quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa.

¹⁸⁵ In Sardegna il servizio gas non è presente.

Tavola 4.8 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2015Volumi in M(m³)

GRUPPO	VOLUME	QUOTA	POSIZIONE NEL 2014
Eni	12.763	23,7%	1°
Enel	5.701	10,6%	3°
Edison	5.665	10,5%	2°
Iren	2.228	4,1%	5°
Hera	2.105	3,9%	7°
E.On	2.091	3,9%	6°
Engie	1.926	3,6%	4°
Royal Dutch Shell Plc	1.351	2,5%	8°
A2A	1.334	2,5%	9°
Sorgenia	814	1,5%	10°
Ascopiave	801	1,5%	11°
Estra	701	1,3%	12°
Unogas	601	1,1%	17°
Erogasmet	585	1,1%	14°
Dolomiti Energia	547	1,0%	13°
Axpo Group	529	1,0%	19°
Gas Natural Sdg Sa	505	0,9%	15°
Metano Nord	368	0,7%	54°
Linea Group Holding	361	0,7%	21°
Repower Ag	337	0,6%	27°
Altri	12.501	23,2%	-
TOTALE	53.816	100,0%	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tuttavia, il peso di Eni è cresciuto di un punto percentuale rispetto al 2014 e resta più che doppio di quello di Enel, tornato il secondo operatore (nel 2014 era in terza posizione, dietro a Edison). La distanza tra il secondo e il terzo gruppo, Edison, si è ampliata per via del contemporaneo aumento della quota di Enel (passata dal 9,8% al 10,8%) e della diminuzione della quota di Edison (scesa dall'11,4 % al 10,5%). Ciò in quanto le vendite del gruppo Enel sono cresciute del 10% rispetto al 2014, mentre quelle di Edison si sono ridotte del 7%.

Circa l'avvicendamento dei gruppi nelle varie posizioni della classifica, oltre allo scambio di posizione tra Enel ed Edison sono da notare lo scivolamento verso il basso di Engie (ex GdF Suez) dal quarto al settimo posto e alcuni balzi in avanti, come quelli di Unogas e Metano Nord, anche grazie alle acquisizioni societarie.

La tavola 4.9 propone la sintesi dei dati riguardanti il mercato finale della vendita di gas naturale per tipo di mercato e per settore di consumo negli ultimi due anni, elaborata a partire dai dati raccolti tramite l'Indagine annuale che, è bene ricordarlo, per il 2015 sono provvisori.

Al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, lo scorso anno sono stati venduti 67 G(m³) – di cui 13,2 destinati all’autoconsumo e 53,8 alla vendita – a 21,3 milioni di clienti (punti di riconsegna).

Tavola 4.9 Mercato finale per settore di consumo

Clienti in migliaia e volumi in M(m³)

SETTORE DI CONSUMO	2014				2015			
	CONDIZIONI STANDARD ^(A)	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE	CONDIZIONI STANDARD	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE
VOLUMI								
Domestico	9.637	4.125	8	13.770	9.754	4.980	252	14.986
Condominio uso domestico	975	1.355	11	2.341	599	1.951	14	2.563
Commercio e servizi	143	6.314	206	6.663	28	7.140	73	7.241
Industria	41	18.836	1.763	20.639	15	17.907	1.169	19.090
Generazione elettrica	2	11.027	8.484	19.513	0	10.132	11.587	21.719
Attività di servizio pubblico	30	1.195	0	1.225	8	1.303	70	1.381
TOTALE VOLUMI	10.827	42.852	10.472	64.152	10.403	43.413	13.165	66.980
PUNTI DI RICONSEGNA								
Domestico	14.426	5.514	0	19.940	13.342	6.368	0	19.710
Condominio uso domestico	113	81	0	194	60	141	1	201
Commercio e servizi	52	1.003	1	1.056	12	1.041	1	1.054
Industria	10	190	0	200	3	181	0	184
Generazione elettrica	0	1	0	1	0	1	0	1
Attività di servizio pubblico	4	72	0	76	1	72	0	73
TOTALE PUNTI	14.605	6.861	2	21.468	13.417	7.803	2	21.223

(A) Comprende anche i clienti forniti nei servizi di fornitura di ultima istanza e di *default*.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Complessivamente i quantitativi di gas sono aumentati rispetto al 2014 su ogni settore, con l’eccezione dell’industria. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore termoelettrico, hanno registrato una notevole risalita (25,7%), il mercato libero ha evidenziato un incremento dell’1,3%, mentre una discreta perdita (-3,9%) si è avuta nelle vendite del mercato a condizioni standard. I valori di tale mercato illustrati nella tavola 4.6 per l’anno 2014 comprendono, però, anche i quantitativi forniti nei servizi di *default* e di ultima istanza, che nel 2015 sono risultati pari a 312 M(m³). Questi ultimi non sono inclusi nella tavola, in quanto non frazionabili nei vari settori. Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato a condizioni standard diviene pari a 10,7 G(m³) e la perdita si attenua, divenendo quantificabile in -1%.

I clienti che hanno acquistato il gas per autoconsumo sono fortemente cresciuti, così come quelli serviti nel resto del mercato (mercato libero); viceversa i clienti del servizio a condizioni standard si sono complessivamente ridotti dell’8,1% (ma anche qui, se si tiene conto dei servizi di *default* e ultima istanza il calo si riduce al 7,7%).

I volumi settoriali mostrano una marcata risalita dei consumi civili, con il settore domestico che cresce dell’8,8%, i consumi dei condomini con uso domestico che aumentano del 9,5%, il settore del commercio e servizi che evidenzia un incremento dell’8,7% e le attività di servizio pubblico che

salgono del 12,7%. Un'elevata crescita emerge anche nei consumi della generazione termoelettrica (11,3%), peraltro favorita anche dai bassi prezzi del gas. Solo l'industria ha registrato ancora un ripiegamento, pari a -7,5%. I tassi di variazione complessivamente positivi appena visti migliorano ulteriormente nel caso dei consumi civili, se si considerano le sole vendite effettuate sul **mercato libero**, dove i volumi di gas venduti alle famiglie risultano del 20,7% più elevati rispetto al 2014, quelli per i condomini registrano una crescita del 43,9%, quelli al terziario mostrano una variazione del 13,1%, così come il venduto alle attività di servizio pubblico è salito del 9%. Alla base della crescita dei volumi si osserva anche un significativo incremento dei clienti, aumentati complessivamente di quasi un milione di punti di riconsegna (+13,7%), che segue quelli già notevoli registrati nei due anni precedenti (rispettivamente, +1,4 milioni nel 2013 e +1,3 milioni nel 2014).

Il quadro cambia completamente se, invece, si osservano i dati del **mercato a condizioni standard**, dove si registrano perdite molto marcate in termini sia di clienti sia di volumi. In questo caso, l'unico segno moderatamente positivo si evidenzia per i volumi acquisiti dal settore domestico che salgono dell'1,2% rispetto al 2014, nonostante una perdita di clienti del 7,5%. Questo perché in tale mercato sono ancora in corso gli spostamenti dovuti alla graduale espulsione dalle condizioni standard – *ope legis* – di tutte le categorie di clienti non domestiche. Come si ricorderà, in base al decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, dalla seconda metà del 2013 l'obbligo di offerta delle condizioni economiche stabilite dall'Autorità riguarda soltanto i clienti finali domestici e non più anche le utenze con usi diversi e consumi limitati o quelle relative ad attività di servizio pubblico¹⁸⁶. A questo proposito è opportuno segnalare che la presenza di volumi di vendita e di clienti non domestici (o, per meglio dire, punti di riconsegna conteggiati secondo il criterio del *pro die*) nelle colonne delle tavole intestate al mercato a condizioni standard, è dovuta al fatto che il processo di uscita da tale mercato, in considerazione delle scelte esercitate dai clienti e nel rispetto della tempistica di preavviso prevista dal Codice di condotta commerciale, si è protratto anche nel 2015. Inoltre, diversi venditori, tra quelli che hanno risposto all'Indagine annuale, hanno inserito nel mercato a condizioni standard i dati di consumo relativi alla clientela che, pur non avendo più diritto a fruire delle condizioni economiche stabilite dall'Autorità, ha preteso condizioni contrattuali analoghe, pena l'abbandono del fornitore. Ma i volumi acquistati da tale clientela andrebbero più correttamente conteggiati nel mercato libero, giacché è proprio esercitando il potere di mercato che i clienti hanno potuto ottenere quel tipo di condizioni e non, dunque, appellandosi a una norma stabilita all'esterno del rapporto contrattuale tra cliente e fornitore.

Valutando il mercato nel suo complesso, si vede che nel 2015: il settore domestico ha acquistato 15 G(m³), cioè il 22,4% di tutto il gas complessivamente consumato; i condomini con uso domestico ne hanno acquisito il 3,8%, ovvero 2,6 G(m³); il commercio ne ha utilizzato l'11%, corrispondente a 7,2 G(m³); l'industria ne ha consumato il 28,5%, cioè 19,1 G(m³); la generazione elettrica ne ha assorbito il 32,4%, equivalente a 21,7G(m³); le attività di servizio pubblico, infine, ne hanno consumato il 2,1%, equivalente a 1,4 G(m³).

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 64,8%, quella del mercato a condizioni standard è del 15,5%, mentre il 19,7% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in

¹⁸⁶ Prima di tale norma avevano diritto al servizio di tutela i punti di riconsegna nella titolarità dei clienti: domestici, condomini con uso domestico con consumi annui inferiori a 200.000 m³/anno, non domestici con consumi inferiori a 50.000 m³/anno, attività di servizio pubblico.

senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, l'80,7% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 19,3% sul mercato a condizioni standard. In termini di clienti, invece, il 63,2% si rivolge al servizio a condizioni standard, mentre solo il 36,8% acquista nel mercato libero. Ovviamente, le frazioni di gas acquisite nel mercato libero divengono più rilevanti man mano che ci si sposta dal domestico ai settori per i quali il gas costituisce un *input* del processo produttivo e dove l'uso del gas è più intenso. Infatti, la quota di volumi acquistati sul mercato libero è pari al 34% nel domestico, al 77% per i condomini, al 100% nel commercio e servizi, nell'industria e nel termoelettrico e al 99% negli usi di servizio pubblico (tutte le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto).

Tavola 4.10 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2015

M(m³)

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)						TOTALE
	< 5.000	5.000- 50.000	50.000- 200.000	200.000- 2.000.000	2.000.000- 20.000.000	> 20.000.000	
MERCATO A CONDIZIONI STANDARD	9.648	661	84	1	9	-	10.403
Domestico	9.573	179	2	-	-	-	9.754
Condominio uso domestico	62	459	78	0	-	-	599
Commercio e servizi	11	15	3	0	-	-	28
Industria	2	3	0	0	9	-	15
Generazione elettrica	0	0	0	-	-	-	0
Attività di servizio pubblico	1	5	1	-	-	-	8
MERCATO LIBERO	6.353	5.048	2.573	5.894	9.299	14.245	43.413
Domestico	4.806	141	16	13	4	-	4.980
Condominio uso domestico	101	1.390	375	79	6	-	1.951
Commercio e servizi	1.130	2.373	1.095	1.765	747	31	7.140
Industria	246	748	806	3.549	7.560	4.997	17.907
Generazione elettrica	0	3	11	138	762	9.218	10.132
Attività di servizio pubblico	70	393	271	350	219	-	1.303
TOTALE	16.001	5.710	2.658	5.895	9.307	14.245	53.816

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti conferma le analisi già più volte offerte in passato: al crescere della dimensione dei clienti, il mercato libero acquisisce via via maggiore peso. Infatti, la quota di consumi coperta dal mercato libero sul totale risulta mediamente pari al 10,6% per i clienti delle prime due classi di consumo (meno di 5.000 m³/anno e 5.000-50.000 m³/anno), al 4,8% per la terza classe (50.000-200.000 m³/anno), all'11% per la quarta (200.000-2.000.000 m³/anno), al 17,3% per la penultima (2-20 milioni di m³/anno) e al 26,5% per l'ultima (oltre 20 milioni di m³/anno). Della presenza di volumi nelle classi di consumo servite a condizioni standard non domestiche (e superiori a 200.000 m³/anno nel caso dei condomini) si è già detto nelle pagine precedenti, ma la tavola 4.10 consente di osservare che la somma di tali volumi corrisponde a una quota davvero piccola dell'intero mercato (0,09%).

4.2.2.1 Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

In tema di prezzi di vendita nel mercato al dettaglio si segnala che l'Autorità dispone di due rilevazioni:

- quella delle condizioni medie di fornitura del gas naturale, effettuata ai sensi della delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, nella quale con cadenza trimestrale vengono rilevati i dati mensili relativi ai prezzi fatturati dai venditori ai clienti domestici e non domestici, distinti in classi e settori di consumo;
- quella effettuata nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, nella quale vengono rilevati dati di competenza per l'anno precedente e distinti secondo varie categorie di dettaglio (tipo di mercato, settore e classi di consumo, tipologia di allacciamento).

Come già detto nel Capitolo 3 (vedi il paragrafo 3.2.2.1), l'Autorità ha anche definito il sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale (TIMR), che prevede l'obbligo, per gli esercenti l'attività di vendita finale di energia elettrica e di gas naturale (con un numero di punti di prelievo serviti superiore a 50.000) di comunicare ogni trimestre all'Autorità i dati relativi ai prezzi medi mensili dell'energia elettrica praticati sul mercato finale, insieme a numerosi altri indicatori (vedi il paragrafo successivo). Di fatto, a partire da gennaio 2012, i prezzi medi raccolti dall'Autorità ai sensi della delibera ARG/gas 64/09 confluiscono, limitatamente ai venditori obbligati dal TIMR, in quel sistema di monitoraggio. In virtù di un accordo istituzionale, comunque, tutti i dati raccolti ai sensi della delibera ARG/gas 64/09 vengono forniti semestralmente al Ministero dello sviluppo economico che li invia all'Eurostat per adempiere agli obblighi previsti dalla direttiva 2008/92/CE del 22 ottobre 2008 concernente la procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica.

I dati della seconda rilevazione vengono invece utilizzati per le analisi statistiche effettuate dall'Autorità, specialmente quelle alla base della Relazione Annuale.

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2015 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dalle imprese di vendita che operano sul mercato finale, è stato pari a 38,9 c€/m³ (Tavola 4.11). Tale prezzo nel 2014 era risultato pari a 42,3 c€/m³. Complessivamente, dunque, il prezzo medio del gas in Italia presenta una diminuzione dell'8,1%. Le classi che presentano i maggiori decrementi (circa il 17%) sono quelle relative ai consumi superiori a 2 milioni di m³. Ciò ha contribuito ad ampliare il divario di prezzo tra i clienti più piccoli e quelli più grandi, che nel quinquennio considerato è passato da 19,5 a 29,2 c€/m³. Al crescere dei consumi, il prezzo tende naturalmente ad abbassarsi, per effetto della riduzione dei costi fissi unitari. In particolare, l'incidenza delle tariffe di distribuzione è molto più elevata per i piccoli consumi¹⁸⁷, mentre per i clienti più grandi, che sono direttamente allacciati alla rete di trasporto, questa componente non è nemmeno presente. Inoltre i piccoli consumi sono caratterizzati da una maggiore correlazione con l'andamento stagionale e climatico, che comporta maggiori oneri di modulazione. In aggiunta, le

¹⁸⁷ Nella media del 2015 il costo a copertura della distribuzione è stato di circa 12 c€/m³ per il consumatore tipo da 1.400 m³.

forniture dei grandi clienti sono caratterizzate da sistemi di prezzo più flessibili, nei quali le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni strutturali dei mercati internazionali. Più in generale, si può affermare che la capacità di ottenere condizioni di fornitura più convenienti sia direttamente proporzionale alle dimensioni del cliente, in relazione alla maggiore conoscenza del mercato e alla superiore attenzione alle condizioni contrattuali.

Infine, come già evidenziato nel settore elettrico, occorre considerare che con lo sviluppo del mercato si è notevolmente ampliata la gamma delle offerte dei venditori ai clienti finali, che possono quindi scegliere tra pacchetti molto diversi tra loro. Alcuni di questi includono servizi accessori (assistenza, manutenzione, assicurazione ecc.), per cui il prezzo del gas offerto può tenere conto di elementi aggiuntivi rispetto al solo costo del gas stesso. Altre offerte prevedono sconti sulla materia prima, altre ancora, invece, vantaggi sull'acquisto di beni o servizi diversi (sconti al supermercato, sul carburante, sui servizi telefonici ecc). Molti venditori offrono anche formule a prezzo bloccato, i cui meccanismi di aggiornamento dei corrispettivi non sono influenzati dalle dinamiche congiunturali dei prezzi dell'energia, ma dipendono in misura rilevante dalla data di sottoscrizione dei contratti (e in particolare dalle attese di quel momento sul futuro andamento dei prezzi dei combustibili), nonché dalla durata dei contratti stessi (più è lunga, più il prezzo pattuito deve tener conto dei rischi di mutamento del mercato). Ancora, altre offerte sono legate al rispetto di determinate soglie di consumo, superate le quali scattano componenti aggiuntive di prezzo.

Tavola 4.11 Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale

c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2011	2012	2013	2014	2015
Inferiore a 5.000	52,6	60,3	61,2	58,8	55,7
Tra 5.000 e 50.000	43,9	50,0	51,3	46,9	46,0
Tra 50.000 e 200.000	41,1	48,3	44,4	41,4	41,0
Tra 200.000 e 2.000.000	34,6	41,1	36,6	35,0	32,5
Tra 2.000.000 e 20.000.000	30,7	36,9	33,8	34,0	28,1
Superiore a 20.000.000	33,1	36,8	32,7	32,2	26,5
TOTALE	39,3	45,5	44,0	42,3	38,9

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 4.12 Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2015

c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)						TOTALE
	< 5.000	5.000- 50.000	50.000- 200.000	200.000- 2.000.000	2.000.000- 20.000.000	>	
Domestico	55,8	46,0	40,9	36,5	39,0	-	55,5
Condominio uso domestico	50,3	46,5	45,0	40,2	34,0	-	46,2
Attività di servizio pubblico	52,2	44,0	39,4	34,0	29,3	-	38,4
Commercio e servizi	54,9	45,8	40,7	33,2	30,2	25,8	41,7
Industria	57,5	46,1	39,8	31,9	27,6	26,3	29,8
Generazione elettrica	55,1	42,8	38,5	32,2	30,2	26,7	27,0
TOTALE	55,7	46,0	41,0	32,5	28,1	26,5	38,9

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 4.12 viene mostrato lo spaccato dei prezzi medi per settore di consumo. La media complessiva di ciascun settore dipende dalla ripartizione dei volumi venduti tra le classi di consumo. Per quanto detto sopra i domestici, caratterizzati dalla prevalenza dei consumi unitari più bassi, presentano un prezzo medio totale più elevato, mentre l'industria e la generazione elettrica presentano prezzi più bassi per la ragione opposta.

Monitoraggio del livello di trasparenza incluso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza e il grado e l'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza.

Il sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio (già ampiamente descritto nel Capitolo 3 e nel paragrafo precedente) è finalizzato a consentire all'Autorità l'osservazione regolare e sistematica delle condizioni di funzionamento della vendita al dettaglio, incluso il grado di apertura, la concorrenzialità e la trasparenza del mercato, nonché il livello di partecipazione dei clienti finali e il loro grado di soddisfazione.

Nel paragrafo 3.2.2.1 si è detto che l'Autorità ha pubblicato, il 12 febbraio 2015, il rapporto relativo al *Monitoraggio retail. Rapporto annuale 2012 e 2013*, che sintetizza gli esiti dell'attività di monitoraggio¹⁸⁸ del mercato della vendita di energia elettrica e di gas naturale alla clientela di massa per gli anni 2012 e 2013, appunto. Per il settore gas naturale, a differenza dell'elettrico, emerge dal rapporto come la concorrenza - lato offerta - abbia luogo principalmente su scala geografica regionale o sub-regionale e non nazionale. Nel 2012-2013 solo quattro venditori detenevano quote di mercato significative in più di cinque regioni e, di questi, solo due erano presenti in più di 15 regioni. Più in generale, diversi elementi indicano che l'attività di vendita del gas naturale presenta condizioni di limitata concorrenza. Gli indici di concentrazione su base regionale segnalano, infatti, la presenza di vantaggi concorrenziali per i venditori tradizionali o *incumbent* locali: nel 2013, oltre il 94% dei volumi di gas sono stati consegnati in regioni dove i venditori tradizionali avevano una quota di mercato complessivamente superiore al 75%.

Il servizio a condizioni standard rimane la modalità di fornitura più diffusa per i clienti domestici (coprendo il 77% del gas consumato). Si registra, comunque, un'espansione del mercato libero: il tasso di *switching* in Italia nel 2013, pari al 5,5%, risultava in linea con il tasso medio di cambio negli altri Paesi europei.

Più in generale, in merito alle evidenze sugli indicatori relativi al processo di *switching* (in termini di rispetto della regolazione e di efficacia del processo), alla qualità del servizio di vendita e dei servizi telefonici ed alla qualità commerciale del servizio di distribuzione, nonché ai contratti non richiesti ed agli indicatori relativi alla morosità, nel biennio analizzato, sono emersi elementi che evidenziano, da un lato, miglioramenti significativi in diverse aree del Paese e, dall'altro, il permanere di aspetti critici su cui si sono concentrate le attività di approfondimento e di intervento da parte dell'Autorità.

Con riferimento ai clienti domestici l'Autorità ha inoltre introdotto strumenti atti a:

- migliorare la conoscenza e la comprensione del mercato e delle sue regole. Rientrano tra queste iniziative la pubblicazione dell'**Atlante dei diritti del consumatore di energia** e l'adozione della delibera relativa alla trasparenza dei documenti di fatturazione;

¹⁸⁸ Si veda il Rapporto 5 febbraio 2015, 42/2015/l/com disponibile qui: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/042-15.htm>.

- agevolare la valutazione e la scelta delle offerte nel mercato libero. Rientrano tra queste iniziative la messa a disposizione del **Trova offerte** e l'imposizione dell'obbligo per il venditore di presentare al cliente finale la scheda di confrontabilità della spesa prima della conclusione del contratto.

Switching

Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale, la percentuale di *switching*, cioè del numero di clienti¹⁸⁹ che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2015¹⁹⁰, è risultata complessivamente pari al 6,5%, ovvero al 48,7% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tavola 4.13). Come sempre, entrambe le percentuali sono superiori a quelle osservate nell'anno precedente¹⁹¹, anche se i dati del 2015 per la clientela non domestica, come quelli dell'anno precedente, risentono probabilmente ancora dei passaggi al mercato libero spinti dalle modifiche normative di cui si è detto.

Tavola 4.13 Tassi di *switching* dei clienti finali

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2014		2015	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	6,2%	7,2%	6,1%	7,0%
Condominio uso domestico	7,4%	10,0%	9,1%	12,8%
Attività di servizio pubblico	15,8%	23,2%	19,0%	26,9%
Altri usi	10,5%	55,0%	12,2%	58,2%
di cui:				
fino a 5.000 m ³	8,9%	11,5%	10,1%	13,1%
5.000-50.000 m ³	17,1%	18,3%	19,8%	21,0%
50.000-200.000 m ³	23,2%	23,7%	25,5%	25,9%
200.000-2.000.000 m ³	29,3%	32,2%	31,2%	34,2%
2.000.000-20.000.000 m ³	60,0%	66,0%	58,6%	63,6%
oltre 20.000.000 m ³	67,4%	58,3%	72,0%	63,6%
TOTALE	6,5%	45,8%	6,5%	48,7%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

¹⁸⁹ Per comodità di scrittura, nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta di numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e di numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

¹⁹⁰ Le domande sono state poste in modo da rilevare il fenomeno secondo la definizione prevista dalla Commissione europea. È stato quindi replicato il questionario già proposto negli scorsi anni per la rilevazione dell'attività di *switching*, intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:

- il *re-switch*, quando un cliente cambia per la seconda (o successiva) volta, anche nell'arco temporale prescelto;
- lo *switch-back*, quando un cliente torna al primo o al precedente fornitore;
- lo *switch* verso una società concorrente dell'*incumbent* e viceversa.

Nel caso in cui un cliente cambi area di residenza, lo *switch* viene registrato solo se si rivolge a un fornitore differente dall'*incumbent* esistente nell'area in cui arriva; inoltre, un cambiamento di condizioni economiche con lo stesso fornitore non è equivalente a uno *switch*, anche nel caso in cui venga scelta una nuova formula contrattuale o il cambiamento da un prezzo tutelato a uno non tutelato offerto dallo stesso fornitore o da una società da esso controllata.

¹⁹¹ La percentuale complessiva dei clienti che hanno cambiato fornitore, infatti, è pari al 6,49% nel 2014 e al 6,51% nel 2015.

I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2015, certamente spontanei, si confermano ancora non particolarmente elevati ma stabili o in aumento da diversi anni. Lo scorso anno la quota di clienti che ha effettuato almeno un cambio è risultata, infatti, del 6,1%, corrispondente a una porzione di volumi del 7%. Più elevata di tre punti percentuale è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 12,8% del relativo settore di consumo. Il 19% (equivalenti al 26,9% in termini di volumi) degli enti che gestiscono un'attività di servizio pubblico ha scelto di rivolgersi a un nuovo fornitore; si tratta di un tasso piuttosto elevato, ma questa è una delle categorie che in forza di legge devono uscire dal mercato tutelato. Infine, gli "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente il 12,2% del totale in termini di clienti, nonché il 58,2% in termini di volumi. All'interno degli "altri usi" si osservano, come sempre, tassi di *switching* che aumentano all'ampliarsi dei volumi di consumo, perché per questi clienti la spesa per l'acquisto del gas assume livelli importanti e, dunque, è maggiore la propensione a cambiare fornitore per trovare migliori condizioni contrattuali e prezzi più favorevoli.

Tenuto conto della frammentazione territoriale del mercato gas, i livelli di *switching* a livello territoriale, con dettaglio anche per tipologia di cliente, sono esposti nella tavola 4.14.

Tavola 4.14 Tassi di *switching* per regione e tipologia di clienti nel 2015

Valori percentuali

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	6,0	6,6	8,4	10,8	12,6	64,4	20,4	35,3	6,5	54,0
Valle d'Aosta	3,4	3,7	6,2	8,5	10,2	48,1	16,0	9,5	4,3	39,6
Lombardia	5,8	6,8	11,7	17,7	13,0	63,1	20,5	22,2	6,4	52,2
Trentino Alto Adige	3,5	3,8	5,2	9,0	9,5	52,4	7,4	6,4	4,2	44,1
Veneto	5,5	6,3	9,2	12,9	14,0	69,0	20,5	32,4	6,3	56,3
Friuli Venezia Giulia	6,6	7,6	10,8	15,7	15,3	66,7	24,9	35,2	7,3	56,4
Liguria	6,0	7,6	8,8	9,3	10,9	79,6	26,4	14,8	6,3	59,6
Emilia Romagna	5,5	6,2	3,7	4,4	10,6	50,8	24,7	37,2	6,0	43,3
Toscana	7,4	8,4	9,9	14,2	15,4	57,0	38,7	45,0	8,0	48,6
Umbria	6,9	8,1	10,0	12,6	15,0	60,6	12,5	25,0	7,5	50,7
Marche	5,7	6,2	7,5	9,2	11,1	66,8	13,1	29,0	6,1	50,9
Lazio	6,5	7,7	9,8	13,0	10,1	81,4	12,2	14,9	6,7	61,3
Abruzzo	8,2	10,0	10,6	14,0	7,7	59,2	18,1	46,1	8,2	47,8
Molise	7,6	8,9	32,4	5,8	14,7	18,8	18,6	14,6	8,2	16,4
Campania	7,4	8,0	9,8	8,7	10,7	77,3	11,4	24,4	7,5	64,2
Puglia	5,5	6,2	4,7	6,1	10,7	19,7	14,4	29,7	5,7	17,8
Basilicata	5,2	5,9	7,7	15,0	10,5	51,9	19,9	29,4	5,5	40,1
Calabria	5,4	6,3	6,2	6,9	10,4	50,5	12,7	20,0	5,7	46,9
Sicilia	5,3	7,9	5,9	3,7	8,9	27,8	11,8	23,4	5,4	25,9
ITALIA	6,1	7,0	9,1	12,8	12,0	23,1	19,0	26,9	6,5	14,6
NORD	5,7	6,6	8,9	12,9	12,5	62,0	21,2	27,2	6,3	51,5
CENTRO	6,9	8,0	10,0	12,9	11,9	64,5	19,0	26,7	7,2	52,0
SUD E ISOLE	6,0	7,1	7,7	7,9	10,3	39,3	13,0	25,6	6,2	35,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come negli anni scorsi, i clienti domestici collocati al Centro mostrano, anche nel 2015, una vivacità superiore al resto d'Italia, con tassi di *switching* che mediamente sono superiori alla media nazionale. In generale, comunque, i valori territoriali mantengono una discreta omogeneità territoriale, specie nelle zone del Centro-Nord e nei settori a minore intensità di consumo, mentre il Sud e le Isole manifestano, nel complesso, tassi di cambio fornitore più contenuti.

Nel caso dei domestici, le percentuali del Centro risultano in media pari al 6,9% in termini di clienti e all'8% in termini di volumi, contro una media nazionale del 6,1% (clienti) e del 7% (volumi). Dati analoghi emergono anche sullo *switch* dei condomini con uso domestico, anch'esso più elevato al Centro rispetto alla media nazionale (10% contro 9,1% in termini di clienti e 12,9% contro 12,8% in termini di volumi).

Nelle attività di servizio pubblico, i tassi del Nord risultano i più elevati sia in termini di clienti (21,2% contro il 19% della media nazionale) sia nei volumi corrispondenti (27,2% contro 26,9%); negli "altri usi" Nord e Centro mostrano valori omogenei relativamente ai clienti (intorno al 12%) e percentuali sui volumi molto più ampie rispetto a quelle del Sud.

Reclami e segnalazioni

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2015 e il 31 dicembre 2015, le comunicazioni relative al settore gas sono state 13.756 (circa il 34%). Rispetto al 2014, il numero di comunicazioni ha quindi subito un'apprezzabile riduzione. Sempre rispetto al precedente periodo, non si notano differenze rilevanti nel rapporto tra il numero delle richieste di informazioni e dei reclami (Tavola 4.15).

Tavola 4.15 Comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia

	2014		2015	
	GAS	TOTALE ^(A)	GAS	TOTALE ^(A)
Reclami	15.291	42.448	13.240	36.734
Richieste di informazione	593	3.875	516	4.041
TOTALE COMUNICAZIONI	15.884	46.323	13.756	40.775

(A) Totale relativo a settore elettrico, gas e *dual fuel*.

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni per il settore gas, ricevute dallo Sportello nel 2015 e suscettibili di classificazione, sono i seguenti: la fatturazione, il *bonus* e, in egual misura, il mercato e i contratti (Tavola 4.16). Rispetto al 2014, si notano, in particolare, un apprezzabile decremento dei reclami sul *bonus* gas e sulla fatturazione e, sia pur lieve, sui contratti e sugli allacciamenti e lavori, mentre sono sostanzialmente stabili quelli sul mercato.

Per quanto riguarda la fatturazione, le principali questioni hanno riguardato i consumi (fatture in acconto, conguagli, richieste di rettifica), il rispetto della regolare periodicità di fatturazione e l'effettuazione delle letture o l'utilizzo delle autoletture comunicate dal cliente. Rispetto alla tematica mercato (che ricomprende i reclami gestiti secondo la procedura speciale di natura conciliativa), la maggior parte delle comunicazioni si riferisce a questioni relative alla corretta applicazione del Codice di condotta commerciale, al cambio di fornitore e alla doppia fatturazione.

Con riferimento al tema contratti, la maggior parte delle comunicazioni ha coinvolto la morosità, le volture, l'esercizio del diritto di recesso e la cessazione della fornitura.

Infine, in merito agli allacciamenti e ai lavori, i reclami si sono concentrati sulle questioni relative alle attivazioni, ai subentri e ai tempi di effettuazione di tali prestazioni.

Tavola 4.16 Argomenti delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia

ARGOMENTI	2014		2015	
	NUMERO	QUOTA	NUMERO	QUOTA
Fatturazione	6.197	39%	4.856	35%
Mercato	2.212	14%	2.248	16%
<i>Bonus</i>	3.243	20%	2.856	21%
Contratti	2.369	15%	2.142	16%
Allacciamenti/Lavori	928	6%	798	6%
Qualità tecnica	34	0%	30	0%
Misura	286	2%	308	2%
Prezzi e tariffe	174	1%	133	1%
Qualità commerciale	238	1%	229	2%
Non competenza	203	1%	156	1%
TOTALE CLASSIFICATI	15.884	100%	13.756	100%

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

4.2.2.2 Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza

Misure per la promozione della concorrenza e raccomandazioni sui prezzi finali di vendita

Le attività in tema di analisi e raccomandazioni sui prezzi finali di vendita realizzate dall'Autorità sono comuni al settore dell'elettricità e del gas e sono già state descritte in dettaglio al paragrafo 3.2.2.2 (al quale si rimanda).

Con riferimento al solo settore gas è da sottolineare l'avvenuta **riforma della** regolazione in materia di **misura dei punti di riconsegna della rete di distribuzione** (anche in attuazione del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102).

Dopo la consueta consultazione, l'Autorità ha riformato¹⁹² la disciplina della misura dei prelievi di gas naturale dei clienti finali, anche con riferimento al processo di *switching*, con lo scopo sia di garantire l'incremento del numero di dati effettivi e validati nella disponibilità del venditore e, conseguentemente, del cliente finale, sia di incentivare il ricorso da parte di quest'ultimo all'utilizzo dell'autolettura. Nello specifico, sono state approvate numerose modifiche ed integrazioni alla vigente disciplina in tema di:

¹⁹² Delibera 19 marzo 2015, 117/2015/R/gas.

- frequenza di lettura, messa a disposizione delle misure e delle eventuali rettifiche da parte delle imprese di distribuzione;
- gestione delle autoletture e delle indisponibilità dei dati di misura effettivi;
- modalità e tempistiche di rilevazione e messa a disposizione della lettura di *switching*.

A completamento della suddetta riforma sono stati standardizzati i flussi informati tra impresa di distribuzione e utenti, funzionali alla messa a disposizione dei dati di misura - sia rilevati dall'impresa di distribuzione, sia derivanti da procedura di autolettura effettuata dal cliente finale - e delle eventuali rettifiche dei medesimi.

Svolgimento di indagini, ispezioni e imposizione di misure per la promozione effettiva della concorrenza

In riferimento alle attività svolte dal Regolatore italiano nel 2015 si veda anche in questo caso il paragrafo 3.2.2.2.

4.3 Sicurezza delle forniture

Il decreto legislativo n. 93/11, nell'implementare il Terzo pacchetto energia, attribuisce le funzioni e competenze riferite a questo paragrafo della Relazione annuale alla CE (i.e. monitorare il bilancio fra domanda e offerta di energia, prevedere la domanda future e l'offerta disponibile, la capacità addizionale e le misure per coprire la domanda di picco o i cali di fornitura) in esclusiva al Ministero dello sviluppo economico.

5 PROTEZIONE DEI CONSUMATORI E RISOLUZIONE DELLE CONTROVERSIE NELL'ELETTRICITÀ E NEL GAS

5.1 Protezione dei consumatori

Conformità con l'Allegato 1 della direttiva 2009/72/CE

Gli articoli 37, comma 1, lettera n), e art. 41, comma 1, lettera o), delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE chiedono che il regolatore, anche in collaborazione con altre Autorità, garantisca che le misure di tutela dei consumatori, incluse quelle dell'Allegato 1, siano effettive e applicate.

Lo stato di attuazione nel nostro Paese delle misure previste in tale Allegato, illustrato in dettaglio nella Tavola 5.1 dell'*Annual Report* del 2014 alla quale si rimanda, non ha subito sostanziali modifiche.

Le uniche novità hanno interessato il Comma 1, lettera h) e lettera j).

In particolare, il Comma 1, lettera h) richiede che i clienti *possano disporre dei propri dati di consumo e che venga consentito a qualsiasi impresa di fornitura registrata di accedere, in base a un accordo espresso e a titolo gratuito, ai dati relativi ai propri consumi*. Proprio su questo argomento, nell'aprile 2015, l'Autorità ha pubblicato un documento per la consultazione per illustrare i propri orientamenti in merito alle diverse modalità di messa a disposizione dei dati storici di consumo di energia elettrica e di prelievo di potenza ai clienti finali in bassa tensione (cfr. il paragrafo successivo).

Il Comma 1, lettera j) richiede invece che i consumatori *ricevano un conguaglio definitivo, a seguito del cambio di fornitore, non oltre sei settimane dopo aver effettuato detto cambio*. L'Autorità ha previsto¹⁹³ che la fattura di chiusura venga emessa al più tardi 8 giorni prima dello scadere delle 6 settimane dalla data di cessazione della fornitura o entro 2 giorni prima dello scadere delle 6 settimane nel caso di recapito immediato (es. bolletta elettronica).

Garanzie di accesso ai dati di consumo

Il decreto legislativo n. 93/11 prevede che, entro 6 mesi dalla pubblicazione del decreto (31 dicembre 2011), l'Autorità debba adottare nuove regole o modificare quelle esistenti in modo tale da *"...permettere ai consumatori di aver accesso ai dati di consumo rilevanti e obbligare le imprese di distribuzione di rendere i dati dei consumatori accessibili ai venditori avendo cura della qualità e la tempestività della fornitura degli stessi"*.

La regolazione in materia di fatturazione permette al cliente di essere edotto anche dei dati effettivi di consumo. A mezzo di reclami e richieste, inoltre, il cliente può richiedere i dati al venditore che provvederà a chiederli al distributore.

¹⁹³ Delibera 10 marzo 2016, 100/2016/R/com.

Considerata la vastissima diffusione degli *smart meters* nel settore elettrico, il cliente finale ha a disposizione il dato di consumo corrente sia in potenza che in energia nonché i valori di consumo suddivisi in ore di *peak/off-peak/mid level* utilizzati per l'ultima fattura tramite display elettronico.

Inoltre la normativa italiana ha previsto che il Sistema informativo integrato (SII¹⁹⁴) sviluppi, tramite un registro centrale dei punti di prelievo e un sistema di accreditamento degli operatori, le procedure per la gestione centralizzata delle comunicazioni dei dati di consumo e lo sviluppo dei rispettivi servizi, la cui prima fase di attuazione si è avviata e conclusa nel corso del 2012.

Infine, l'Autorità ha presentato¹⁹⁵ i propri orientamenti in merito alle diverse modalità di messa a disposizione dei dati storici di consumo di energia elettrica e di prelievo di potenza ai clienti finali in bassa tensione, in attuazione delle norme del Decreto Legislativo n. 102/2014 di recepimento della Direttiva europea 2012/27/UE sull'efficienza energetica.

Lo schema di consultazione esamina distintamente due tipologie di dati storici di consumo:

- dati corrispondenti agli intervalli di fatturazione;
- dati corrispondenti ai profili temporali di consumo.

Obblighi di servizio pubblico

Gli obblighi relativi al servizio pubblico contenuti nel decreto legislativo n. 93/11 (art. 35, comma 2 e 35, comma 3), aldilà di quelli più oltre illustrati e relativi ai clienti vulnerabili, fanno riferimento a:

- il diritto di *switching* entro 3 settimane dalla richiesta;
- l'accesso a informazioni trasparenti relative alle condizioni tariffarie ed economiche nonché le condizioni contrattuali minime;
- le misure necessarie per assicurare ai consumatori la diffusione presso i clienti finali della lista di controllo per i consumatori elaborata dalla Commissione europea contenente le informazioni pratiche sui loro diritti;
- la definizione da parte dell'Autorità di regolazione, ai fini della promozione dell'efficienza energetica, di criteri tali da promuovere l'ottimizzazione da parte delle imprese elettriche dell'uso dell'energia elettrica anche fornendo servizi di gestione razionale dell'energia, sviluppando formule di offerte innovative e introducendo sistemi di misurazione e reti intelligenti.

Sin dal 2008 è stato predisposto presso l'Acquirente Unico uno Sportello per il consumatore di energia per l'informazione ai clienti finali tramite *call-center*.

Con riferimento ai clienti domestici l'Autorità ha introdotto strumenti atti a:

¹⁹⁴ Adottato con la delibera 17 novembre 2010, ARG/com 201/10.

¹⁹⁵ Con il documento per la consultazione 23 aprile 2015, 186/2015/R/eel.

- migliorare la conoscenza e la comprensione del mercato e delle sue regole. Rientrano tra queste iniziative la pubblicazione dell'*Atlante dei diritti del consumatore di energia* e l'adozione della delibera relativa alla trasparenza dei documenti di fatturazione;
- agevolare la valutazione e la scelta delle offerte nel mercato libero. Rientrano tra queste iniziative la messa a disposizione del Trova offerte e l'imposizione dell'obbligo per il venditore di presentare al cliente finale la scheda di confrontabilità della spesa prima della conclusione del contratto.

Sono inoltre stati attivati protocolli di intesa con le associazioni dei consumatori per promuovere l'informazione dei consumatori.

Il *Codice di condotta commerciale della vendita di energia elettrica e gas ai clienti finali*¹⁹⁶, disciplina (attuando ampiamente quanto prescritto dal terzo pacchetto energia) il diritto di accesso a informazioni trasparenti relative alle condizioni tariffarie ed economiche nonché le condizioni contrattuali minime per i clienti finali.

Il decreto legislativo 21 febbraio 2014, n. 21, ha recepito nell'ordinamento italiano la direttiva 2011/83/UE in materia di diritti dei consumatori, che integra e modifica alcune previsioni del Codice del consumo, con riguardo alla fase di conclusione dei contratti tra venditori e consumatori, nel caso in cui questi contratti siano conclusi a distanza o fuori dai locali commerciali.

L'Autorità ha, pertanto, adeguato¹⁹⁷ le disposizioni del Codice di condotta commerciale alle intervenute modifiche del Codice del consumo, riguardanti gli adempimenti di natura pre-contrattuale a carico dei venditori e le modalità di esercizio del diritto di ripensamento da parte del cliente finale domestico. Nella fattispecie, è stato disposto che i suddetti adeguamenti si applichino ai soli contratti stipulati a distanza o fuori dai locali commerciali e che fossero confermate le previsioni in merito all'indicazione del prezzo al netto delle imposte (fatta salva la possibilità di indicare il prezzo comprensivo delle imposte in ragione della struttura dell'offerta) e ai criteri di comunicazione dei prezzi.

In relazione all'avvio di esecuzione del contratto, è stata prevista l'applicazione del diritto di ripensamento a tutti i casi di sottoscrizione di un nuovo contratto da parte dei clienti domestici, in cui la stipula sia avvenuta mediante tecniche di comunicazione a distanza o fuori dai locali commerciali. Sono stati conseguentemente introdotti obblighi informativi a carico del venditore e a beneficio del cliente finale, nonché previsioni in materia di costi ragionevoli e proporzionali da riconoscere al venditore in caso di esercizio del diritto di ripensamento, qualora fosse stata già richiesta l'esecuzione del contratto da parte del cliente.

Le procedure di *switching* sono state irrobustite dall'Autorità nel 2011, in particolare per quanto riguarda i flussi informativi tra distributore e venditore relativi al passaggio dei dati e alle tempistiche in modo tale che il venditore possa utilizzarli per la fatturazione secondo tempistiche certe, e ha agevolato i flussi stessi con standard di comunicazione. Sempre nel 2011 è stato anche introdotto per il settore elettrico il termine di tre settimane nelle procedure di *switching* previsto dalle direttive 72/2009/CE e 73/2009/CE. Lo stesso termine è stato introdotto nel settore del gas naturale nel 2015 (cfr. paragrafo 4.1.2).

¹⁹⁶ Allegato A alla delibera 8 luglio 2010, ARG/com 104/10.

¹⁹⁷ Con la delibera 4 giugno 2015, 269/2015/R/com.

L'Autorità ha inoltre previsto¹⁹⁸ per il settore elettrico che dal 1° giugno 2016 tutte le operazioni per passare a un nuovo venditore siano svolte in modo centralizzato attraverso il Sistema Informativo Integrato (SII), la banca dati nazionale avviata dall'Autorità per rendere più trasparente ed efficiente lo scambio di informazioni tra gli operatori del settore. Con le nuove regole il venditore non si deve più rivolgere ai singoli distributori ma al SII, attraverso cui può realizzare l'operazione in tempi più veloci e con maggiore semplicità.

Definizione dei clienti vulnerabili – Settore elettrico

In riferimento al settore elettrico, il decreto legislativo n. 93/11 non fornisce una specifica definizione di cliente vulnerabile (come nel gas naturale, vedi oltre). In ogni caso l'art. 35 sugli Obblighi di servizio pubblico e tutela dei consumatori stabilisce che tutti i consumatori domestici e le piccole imprese (con meno di 50 impiegati e un fatturato inferiore ai 190 milioni di euro) che non scelgono il fornitore sul mercato libero sono serviti nell'ambito del regime di maggior tutela (art. 1, comma 2 del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73 convertito nella legge 3 agosto 2007, n. 125). Stabilisce altresì che in relazione all'evoluzione delle condizioni concorrenziali del mercato al dettaglio, il Ministero dello sviluppo economico, in esito ai monitoraggi condotti almeno ogni 2 anni, possa adeguare, in particolare in riferimento ai clienti industriali, le forme di erogazione del **servizio di maggior tutela**. I corrispettivi del servizio vengono aggiornati trimestralmente, facendo riferimento alle condizioni di mercato relative alle fasi liberalizzate della filiera (costi di approvvigionamento e di commercializzazione).

L'Autorità ha avviato¹⁹⁹ un procedimento per la definizione di un percorso di riforma (c.d. *Roadmap*) teso alla revisione degli attuali meccanismi per la tutela di prezzo. Nello specifico, il suddetto percorso è diretto a definire un graduale assorbimento di tali meccanismi, al fine di consentire la maturazione di un mercato *retail* di massa. Per l'Autorità l'abolizione delle tutele di prezzo richiede un percorso in cui siano chiaramente individuati gli interventi da attuare e le relative tempistiche, valutando l'impatto che ciascuno di essi può avere anche in termini di capacitazione dei clienti più piccoli.

L'Autorità ha illustrato dettagliatamente gli orientamenti²⁰⁰ in merito alla definizione del processo di riforma, individuando, altresì, percorsi differenziati per tipologia di cliente finale e per settori. In particolare, è stato ravvisato, come possibile ambito di prima attuazione, quello della fornitura di energia elettrica alle piccole imprese, ossia ai clienti in bassa tensione altri usi, con l'eventuale esclusione di quelli di piccolissima taglia con potenza impegnata fino a 1,5 kW. Le soluzioni adottate per tali clienti dovrebbero essere poi valutate al fine di verificarne l'adeguatezza alle esigenze dei clienti domestici, per poterne ripetere l'applicazione.

Nel dettaglio, viene prospettata una nuova fase in cui, da un lato, vi sarebbe una evoluzione del servizio di maggior tutela e, dall'altro, verrebbero indicati dei percorsi di adesione volontaria dei clienti. L'adeguamento della regolazione del servizio di maggior tutela perseguirebbe l'obiettivo di rendere tale servizio più coerente con il ruolo di "ultima istanza" (servizio universale), che esso è destinato ad assumere. In tale prospettiva, ci si attende che restino forniti nel servizio di ultima

¹⁹⁸ Con la delibera 14 ottobre 2015, 487/2015/R/eel.

¹⁹⁹ Con la delibera 4 giugno 2015, 271/2015/R/com.

²⁰⁰ Con il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 421/2015/R/eel,

istanza i clienti che non sono in grado di trovare un fornitore nel mercato libero, oltre a quelli che si ritrovano senza un venditore per cause indipendenti dalla loro volontà, per esempio, a causa del fallimento di quest'ultimo.

Rispetto alla prospettazione dei percorsi di adesione volontaria, invece, verrebbe prevista l'introduzione del nuovo regime della c.d. *tutela simile* (in altri termini, una tutela simile a una fornitura del mercato libero), nell'ambito del quale i clienti finali scelgono volontariamente di avere accesso a una fornitura di mercato libero con struttura di prezzo (ma non livelli) e condizioni contrattuali vigilate dall'Autorità.

Riguardo al quadro delineato, il cd. "DDL concorrenza" il cui iter di approvazione è iniziato nel 2015 ed è attualmente all'esame in seconda lettura presso la Commissione industria, commercio, turismo del Senato della Repubblica, contiene disposizioni che stabiliscono, qualora fossero verificati i requisiti definiti nelle medesime disposizioni, che il servizio di maggior tutela cessi, dall'1 gennaio 2018, anche per i clienti domestici. Ciò determina²⁰¹ l'esigenza di accelerare il percorso graduale, con la conseguente necessità di considerare sin da subito possibili soluzioni anche per i clienti domestici, in analogia con quanto impostato nell'ambito della tutela simile per i clienti non domestici.

A tal fine sono stati definiti²⁰² ulteriori orientamenti, in relazione al solo settore dell'energia elettrica, per i clienti domestici e per le piccole imprese, affinché alla data dell'1 gennaio 2018 il superamento del servizio di maggior tutela consista esclusivamente nella cessazione della tutela di prezzo e non nella cancellazione del diritto dei clienti di vedersi assicurata la continuità del servizio.

Per quanto riguarda il servizio di maggior tutela riformato, l'Autorità è orientata ad adeguare la regolazione per l'anno 2017, prevedendo sia la modifica delle condizioni contrattuali, relativamente alla disciplina del deposito cauzionale, delle rateizzazioni e del recesso, sia la revisione delle condizioni economiche, mantenendo una definizione ex ante delle medesime condizioni, ma statuendo che le componenti di approvvigionamento dell'energia elettrica siano determinate con esclusivo riferimento al prezzo che si forma nel mercato del giorno prima della Borsa elettrica e con modalità di calcolo che permettano di trasmettere ai clienti un migliore segnale di prezzo.

Relativamente all'introduzione della tutela simile, l'Autorità intende fornire ai clienti di minori dimensioni l'opportunità di accedere al mercato libero in condizioni di elevata trasparenza e semplicità, in un contesto di fornitura vigilata dall'Autorità. La prospettata tutela simile risulterebbe caratterizzata:

- dal possesso, da parte dei venditori, di specifici requisiti verificati inizialmente e monitorati trimestralmente, di solidità economica, finanziaria, di onorabilità e operativi, coerenti con il numero massimo di clienti che è disposto a fornire;
- dall'accesso consentito ai soli clienti ricompresi nel servizio di maggior tutela riformato, attraverso uno specifico sito internet (gestito dall'Acquirente unico, quale amministratore del servizio stesso), per mezzo del quale i clienti manifesteranno il proprio interesse nei confronti di un determinato fornitore, per ricevere la relativa documentazione informativa e

²⁰¹ Come evidenziato dall'Autorità nella memoria del 20 novembre 2015, 545/2015/I/com.

²⁰² Con il documento per la consultazione 25 febbraio 2016, 75/2016/R/eel.

contrattuale. La conclusione del contratto dovrebbe avvenire, secondo le modalità previste dalla legge e nel rispetto del Codice di condotta commerciale, in un tempo complessivamente predefinito (massimo 45 giorni);

- dalla definizione di condizioni contrattuali standard applicate a tutti i clienti della tutela simile, a prescindere dal fornitore, avendo la tutela simile ad oggetto esclusivamente la fornitura di energia elettrica senza l'offerta di ulteriori servizi aggiuntivi. Tra le suddette condizioni è inclusa la durata del contratto, non superiore ad un anno, a far data dallo *switching*, e non più rinnovabile;
- dalla definizione delle condizioni economiche. Il prezzo applicato al cliente dovrà essere pari a quello applicato nel servizio di maggior tutela riformato, al netto del corrispettivo PPE (prezzo perequazione energia), oltre ad uno sconto definito dal fornitore stesso per ciascuna tipologia di cliente;
- dalla possibilità, per i clienti, di accedere alla tutela simile, mediante l'intermediazione di aggregatori; in questi casi i fornitori potranno offrire uno sconto incrementale e individuare come aggregatori ammessi le associazioni dei consumatori e le associazioni di categoria;
- dall'indicazione di un numero massimo di clienti da servire in tutela simile dal singolo gruppo societario.

Da gennaio 2009, per le forniture di energia elettrica, è attivo un meccanismo di protezione specificatamente rivolto ai clienti domestici che versano in situazioni di disagio economico o in gravi condizioni di salute che ricevono un *bonus* o sconto sulla forniture di energia elettrica. Al 31 dicembre 2015 le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione almeno una volta sono 2,4 milioni, le famiglie con *bonus* attivo nel 2015 sono state 622.151, in flessione del 33% rispetto all'anno precedente. Il calo è attribuibile all'introduzione delle nuove modalità di calcolo dell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE), dal cui valore dipende la possibilità di accedere al *bonus*. Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 5 dicembre 2013, n. 159, ha istituito, infatti, una nuova modalità di calcolo dell'ISEE, volta a rendere più corretta la misurazione della condizione economica delle famiglie e a migliorare l'equità nell'accesso alle prestazioni sociali, rafforzando la lotta contro gli abusi, che in passato hanno comportato indebite fruizioni di prestazioni e agevolazioni.

Nel 2012 sono state introdotte modifiche alla disciplina del *bonus* elettrico per i clienti in gravi condizioni di salute (*bonus* elettrico per disagio fisico), descritte in dettaglio nell'*Annual Report* 2013. I beneficiari nel 2015 sono stati 28.267, in aumento dell'8% rispetto all'anno precedente.

Gli oneri del *bonus* sono coperti dai proventi di una specifica componente tariffaria, pagata dai clienti che non beneficiano dell'agevolazione.

Come illustrato nel capitolo 2, nel dicembre del 2015²⁰³, è stato concluso il procedimento per l'attuazione di quanto disposto dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, che recepisce la direttiva europea sull'efficienza energetica. In particolare con l'art. 11, comma 3, del decreto, l'Autorità è stata chiamata ad adeguare le componenti della tariffa elettrica, al fine sia di superare la struttura progressiva rispetto ai consumi con l'individuazione di componenti tariffarie aderenti

²⁰³ Con la delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel.

ai costi del servizio, sia di stimolare comportamenti virtuosi e di favorire, infine, il conseguimento di obiettivi di efficienza. Il decreto legislativo citato prevede anche che l'Autorità formuli proposte inerenti alla definizione di eventuali nuovi criteri per la determinazione delle compensazioni di spesa da riconoscere alle fasce di popolazione economicamente disagiate (*bonus* sociale).

Nel mese di febbraio 2015, l'Autorità ha prospettato²²⁰ alcune ipotesi di interventi correttivi alla disciplina, che integrano le proposte già formulate dall'Autorità in una segnalazione effettuata al Governo e al Parlamento²²¹ nel giugno dell'anno precedente.

Le diverse ipotesi sono finalizzate ad accrescere la platea dei beneficiari, la percentuale di risparmio per i titolari, ad articolare i *bonus* e la percentuale di risparmio in funzione del profilo di consumo del cliente e della numerosità del nucleo familiare, nonché a ridurre le componenti fiscali (accisa) o parafiscali (oneri generali) in funzione degli incrementi di spesa correlati alla riforma delle tariffe elettriche.

L'Autorità ha poi formulato²⁰⁴ ulteriori proposte, che completano quelle presentate in precedenza per i seguenti aspetti:

- innalzamento della quota percentuale di riduzione della spesa annua, al fine di neutralizzare gli impatti economici negativi della riforma tariffaria. In assenza di interventi correttivi, l'introduzione della riforma tariffaria comporterebbe per la grande maggioranza dei clienti ammessi al *bonus* per disagio economico un aumento della spesa complessiva, in particolare per i nuclei di minori dimensioni;
- introduzione di una quota integrativa al *bonus* elettrico, pari alla differenza del consumo elettrico medio annuo aggiuntivo rispetto al consumo medio annuo di tutti i clienti, per coloro che non usufruiscono del *bonus* gas;
- eliminazione dell'attuale vincolo per cui può essere agevolata solo la fornitura attiva presso la residenza anagrafica del soggetto che ha i requisiti per l'accesso al *bonus*, anche in ottica di semplificazione.

Nelle more della revisione completa della disciplina, l'Autorità ha approvato²⁰⁵ delle disposizioni transitorie, in base alle quali il calcolo dei *bonus* validi nel 2016 per i clienti in disagio economico deve avvenire in modo da non comportare né il riconoscimento di importi di compensazione inferiori rispetto a quelli già garantiti né un peggioramento delle condizioni economiche a causa della spesa di energia elettrica.

Definizione dei clienti vulnerabili – Settore gas

Il decreto legislativo n. 93/11 ha definito "vulnerabili" i clienti domestici, i clienti non domestici con consumi inferiori a 50.000 S(m³)/anno e i clienti finali titolari di utenze relative ad attività di servizio pubblico, ossia utenze nella titolarità di una struttura pubblica o privata che svolge un'attività riconosciuta di assistenza.

²⁰⁴ Segnalazione a Parlamento e Governo del 22 giugno 2015, 287/2015/l/com.

²⁰⁵ Con la medesima delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel.

Tale previsione è stata successivamente modificata dal decreto legge 21 giugno 2013, n. 69 che ha previsto che «*per i soli clienti domestici*», nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, l'Autorità continui ad aggiornare il servizio di tutela. In conseguenza di tale modifica, l'Autorità è intervenuta per chiarire che hanno ancora diritto ad essere **serviti a condizioni standard**:

- i punti di consumo nella titolarità di un cliente domestico;
- i punti di consumo relativi a condomini con uso domestico, con consumo non superiore a 200.000 S(m³)/anno.

Il decreto legge n. 69/13 è stato convertito con la legge 9 agosto 2013, n. 98, confermando la cessazione del servizio di tutela per i clienti finali non domestici. L'Autorità è quindi intervenuta per adeguare le disposizioni del Testo Integrato Vendita Gas (TIVG) alle previsioni di cui al decreto legge convertito.

Parallelamente si sono succeduti i provvedimenti dell'Autorità volti a ridurre la dipendenza degli aggiornamenti del servizio di tutela dai contratti di importazione a lungo termine (c.d. "riforma gas"). In particolare la riforma ha disposto che a fini dell'aggiornamento della componente materia prima il riferimento all'andamento del prezzo del petrolio, quale risultante dai contratti a lungo termine, venisse progressivamente sostituito con l'andamento dei prezzi risultanti nei mercati a breve termine del gas (mercati *spot*), caratterizzati da una condizione di eccesso di offerta. Nel dettaglio, in attuazione delle misure contenute nel decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 (c.d. "cresci-Italia"), l'Autorità ha previsto²⁰⁶ che dal secondo trimestre 2013 l'aggiornamento della materia prima venisse calcolato, per una quota del 20%, in base ai prezzi che si formano sul mercato *spot* europeo, con riferimento alla piattaforma olandese denominata *Title Transfer Facility* (TTF).

Col quarto trimestre del 2013 il processo di riforma della metodologia di calcolo delle condizioni di fornitura del servizio di tutela ha trovato pieno compimento. Il riferimento ai contratti a lungo termine è stato completamente eliminato e sostituito al 100% con il prezzo che si forma sul mercato a breve termine. In attesa che diventi pienamente operativo il mercato a termine italiano, previsto dal decreto legislativo 93/11, è stato mantenuto il riferimento alle quotazioni che si formano sul mercato olandese TTF.

Come già evidenziato per il settore elettrico, l'Autorità ha avviato un procedimento²⁰⁷ per la definizione del percorso di riforma (c.d. *Roadmap*) dei servizi di tutela, mentre, il DDL concorrenza ha fissato la data unica dell'1 gennaio 2018, per la cessazione delle tutele di prezzo per i piccoli consumatori del gas naturale. Il suddetto percorso è diretto a definire un graduale assorbimento dei meccanismi di tutela di prezzo, al fine di consentire la maturazione di un mercato *retail* di massa e, quindi, l'uscita volontaria e consapevole dei clienti finali dagli attuali servizi di tutela verso il mercato libero.

Il decreto legislativo n. 93/11 stabilisce, anche in base a quanto previsto all'art. 30, commi 5 e 8, della legge 23 luglio 2009, n. 99, che siano individuati e aggiornati i criteri e le modalità per la fornitura di gas naturale nell'ambito del **servizio di ultima istanza** (FUI) per tutti i clienti vulnerabili che rimangono senza fornitore per cause indipendenti dalla loro volontà.

²⁰⁶ Con la delibera 28 marzo 2013, 125/2013/R/gas.

²⁰⁷ Con la delibera 4 giugno 2015, 271/2015/R/com.

Relativamente al perimetro dei clienti interessati, ai sensi del decreto legislativo n. 93/11 (art. 7, comma 7) e del decreto ministeriale 7 agosto 2013, hanno diritto al servizio di fornitura di ultima istanza: i clienti finali disalimentabili, ovvero i clienti domestici, compresi i condomini con consumo non superiore a 200.000 S(m³) annui e gli altri clienti con consumo non superiore a 50.000 S(m³) annui che, per cause indipendenti dalla propria volontà, risultino privi di un fornitore; i clienti finali non disalimentabili, ovvero, le utenze relative ad attività di servizio pubblico che, per qualsiasi causa, si trovino senza un fornitore. Le suddette previsioni trovano conferma nelle disposizioni definite dall'Autorità nell'ambito del Testo Integrato Vendita Gas (TIVG), in cui è prevista la regolazione delle condizioni di erogazione del FUI.

Gli indirizzi per lo svolgimento delle procedure concorsuali per la selezione delle imprese esercenti il servizio FUI sono contenuti nel decreto ministeriale 7 agosto 2013. L'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni, disciplinando gli indirizzi all'Acquirente unico per la selezione delle imprese FUI. L'Acquirente unico, successivamente alla pubblicazione sul proprio sito internet del regolamento per le procedure, ha effettuato la selezione dei soggetti e ha pubblicato l'avviso circa gli esiti della procedura di individuazione delle imprese. In particolare, per ciascuna macroarea sono stati pubblicati la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come FUI e il relativo quantitativo annuo di gas offerto.

Nel settore del gas è inoltre presente il **servizio di default** che ha la finalità di garantire il bilanciamento della rete di distribuzione ed è destinato ai clienti che non hanno diritto al servizio FUI, poiché non rientranti nelle tipologie di clienti sopra richiamate. Il servizio di *default* ha avuto pieno avvio con riferimento all'anno termico 2013-2014. Nell'agosto 2014 sono stati definiti i criteri e indicati gli indirizzi all'Acquirente unico per lo svolgimento della selezione dei Fornitori di Default (FDD) per il biennio 1 ottobre 2014 - 30 settembre 2016. I criteri sono coerenti con quanto previsto per la selezione dei FUI. L'Acquirente unico ha effettuato la selezione dei soggetti e ha pubblicato la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come FDD.

Dal 2009, per le forniture di gas naturale, è anche attivo un meccanismo di protezione sociale specificatamente rivolto ai clienti domestici che versano in situazioni di disagio economico (*bonus gas*).

Alla data del 31 dicembre 2015 i clienti che hanno usufruito del **bonus gas** per disagio economico sono risultati pari a 448.496 (28% in meno dell'anno precedente), le cui domande, una volta superati tutti i controlli relativi ai requisiti di ammissibilità da parte dei Comuni, sono state ammesse all'agevolazione dopo le verifiche delle imprese distributrici di gas. Il numero di famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione, almeno una volta dall'entrata in vigore del meccanismo, sono oltre 1,4 milioni.

Per la copertura dell'onere derivante dall'applicazione del *bonus gas*, l'Autorità ha istituito, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, la componente GS e la componente GS_T, posta a carico dei clienti diversi dai clienti domestici. Il valore della componente viene definito contestualmente all'aggiornamento tariffario. Ai fondi raccolti dai clienti si aggiungono i fondi a carico del Bilancio dello Stato.

Interventi comuni al settore elettrico e gas

Il fenomeno dei **contratti non richiesti** si riferisce ai casi in cui i clienti finali sono indotti a concludere contratti di fornitura di energia elettrica e/o gas naturale, in realtà non voluti, a seguito di condotte commerciali scorrette, praticate dai venditori con l'obiettivo di acquisire tali contratti

mediante l'attivazione di procedure di *switching* a scapito del cliente e del venditore precedente, che avrebbe avuto titolo a continuare la fornitura. A fronte del crescente numero di segnalazioni ricevute negli anni scorsi da clienti finali e loro associazioni, l'Autorità ha ritenuto necessario intervenire per arginare questo fenomeno, anche in ragione dei suoi impatti negativi sullo sviluppo della concorrenza nel mercato della vendita al dettaglio. A valle di un'attività ricognitiva e di un articolato processo di consultazione, la regolazione in materia è stata definita nell'aprile 2012 ed è stata descritta in dettaglio nell'*Annual Report 2013*.

In ragione delle modifiche apportate²³⁴ al Codice di consumo, l'Autorità ha aggiornato anche la regolazione in materia di contratti non richiesti. In particolare sono state modificate le misure preventive e le procedure di reclamo, in modo che tali misure siano in linea con i nuovi adempimenti di natura pre-contrattuale previsti dal Codice di consumo. In dettaglio, è stato previsto che il termine di 30 giorni di presentazione del reclamo relativo ai contratti non richiesti da parte del cliente finale domestico dovrà essere fatto decorrere:

- dal decimo giorno solare successivo alla data in cui il venditore ha inviato la conferma del contratto, anche nel caso in cui il venditore decida volontariamente di inviare la conferma di un contratto concluso fuori dei locali commerciali successivamente alla conclusione del contratto;
- dal giorno della scadenza della prima bolletta ricevuta dal cliente negli altri casi.

Nulla cambia, invece, per quanto riguarda i clienti diversi da quelli domestici.

Nel corso dell'anno 2014 si è concluso il **progetto di revisione della bolletta** (progetto Bolletta 2.0) avviato nel 2013 e orientato in direzione della semplificazione e di una maggiore flessibilità e trasparenza. Con la nuova Bolletta 2.0, approvata nel mese di ottobre²³⁷, al cliente viene dunque inviato (anche in formato elettronico) il solo quadro sintetico, più completo, diretto e comprensibile di quello precedente, e, su sua esplicita richiesta, un documento con gli elementi di dettaglio della fattura.

La parte della bolletta contenente gli elementi di dettaglio deve riportare le informazioni di tutte le voci fatturate al cliente, fornendo anche le indicazioni dei prezzi unitari e delle quantità cui sono applicati, nonché dei singoli scaglioni e dell'ammontare delle quantità di energia attribuite a ciascuno di essi.

Nel corso del 2015, sono stati definiti e finalizzati tutti i passaggi necessari per garantire l'operatività della Bolletta 2.0. In particolare sono stati predisposti e pubblicati nel sito internet dell'Autorità:

- il Glossario²⁰⁸ dei principali termini utilizzati in bolletta;
- un modello di bolletta sintetica per i clienti serviti in regime di tutela, con il dettaglio dei corrispettivi unitari che concorrono alla determinazione del singolo importo.

Contestualmente:

²⁰⁸ Il Glossario della bolletta di energia elettrica e gas è stato approvato con la delibera 30 aprile 2015, 200/2015/R/com, che segue il documento per la consultazione 19 febbraio 2015, 61/2015/R/com.

- è stato definito il livello di aggregazione degli importi fatturati ai clienti finali nelle bollette;
- sono stati introdotti, per il settore gas, due ulteriori elementi da riportare nella bolletta sintetica²⁰⁹;
- sono state definite ulteriori specificazioni in merito ai ricalcoli, all'indicazione di alcuni dettagli, alle informazioni sul costo medio della fornitura;
- è stato stabilito che la disciplina della bolletta 2.0 si applichi alle fatture relative a consumi di energia elettrica o di gas successivi all'1 gennaio 2016.

Al fine di facilitare la comprensione della Bolletta 2.0, l'Autorità ha previsto l'attivazione di specifici strumenti informativi. In primo luogo, ciascun venditore deve pubblicare sul proprio sito internet una Guida alla lettura, che consenta al cliente finale una migliore comprensione della bolletta, con una descrizione chiara e basata sui termini indicati nel Glossario, di tutte le voci che compongono gli importi fatturati. Per i servizi di tutela è previsto che la Guida alla lettura sia redatta direttamente dall'Autorità e che venga pubblicata sia nel sito internet dell'Autorità che in quello degli esercenti il servizio. Per i soli regimi di tutela è, inoltre, previsto che l'Autorità predisponga e pubblichi sul proprio sito internet un modello di bolletta sintetica, finalizzato a consentire la lettura della bolletta anche con modalità interattive.

L'Autorità è ulteriormente intervenuta²¹⁰ per la quantificazione dello sconto per la bolletta elettronica da applicare ai clienti dei servizi di tutela, nel caso in cui tali clienti abbiano anche attivato una modalità di addebito automatico degli importi fatturati. Con lo stesso intervento sono state effettuate ulteriori modifiche della Bolletta 2.0, al fine sia di tenere conto della riforma della tariffa domestica e della relativa esigenza di mettere a disposizione dei clienti domestici le informazioni relative al livello massimo di potenza prelevata mensilmente²¹¹, sia di consentire l'addebito del canone di abbonamento alle radioaudizioni per uso privato contestualmente alle fatture per la fornitura di energia, ex art. 1, commi 153 e 154, della legge 28 dicembre 2015, n. 208.

Nel giugno 2015, infine, l'Autorità ha modificato e integrato la **disciplina sulla morosità** nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale²¹². Il provvedimento ha approvato disposizioni che riguardano anche diverse aree tematiche ritenute prioritarie, che, nell'ambito della regolazione del mercato *retail*, verranno successivamente disciplinate, tra cui la fatturazione di conguaglio, le modalità per incentivare la fatturazione su consumi effettivi o autoletture e l'implementazione del SII. Viene altresì previsto che, al fine di prevenire la sospensione della fornitura in caso di risposte non esaustive in tema di fatturazione, sia integrato il contenuto minimo delle risposte motivate a reclami scritti o richieste di rettifica di fatturazione che hanno come oggetto la contestazione di importi fatturati anomali. Tale integrazione avverrà con successivo provvedimento anche al fine di sentire sul tema le associazioni rappresentative dei clienti finali.

²⁰⁹ Si tratta del Codice REMI, che identifica in modo univoco la cabina di alimentazione, e la classe del misuratore.

²¹⁰ Con la delibera 11 dicembre 2015, 610/2015/R/com.

²¹¹ Come previsto dalla delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel.

²¹² Con la delibera 258/2015/R/com.

5.2 Gestione delle controversie

Servizio conciliazione Autorità

Per la gestione delle controversie è attivo dal 2012 il **Servizio conciliazione clienti energia**, istituito²³⁸ dall'Autorità in attuazione dell'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11; è gestito, in avvalimento, dall'Acquirente unico ed è operativo, in fase sperimentale, dall'1 aprile 2013, con entrata a regime dall'1 gennaio 2016.

Il Servizio conciliazione è una procedura volontaria di risoluzione alternativa delle controversie, attivabile dai clienti finali di energia elettrica e gas naturale per qualsiasi problematica insorta (che non attenga a profili tributari e fiscali) nei confronti degli operatori energetici (esercenti la vendita e distributori), in caso di mancata o insoddisfacente risposta al reclamo. La procedura si svolge interamente *on line* e alla presenza di un conciliatore terzo, imparziale, esperto in mediazione e, in virtù di appositi incontri di formazione e aggiornamento organizzati periodicamente dall'Autorità in collaborazione con l'Acquirente unico. L'eventuale accordo finale ha efficacia transattiva fra le parti ai sensi dell'art. 1965 del Codice civile.

Per le sue caratteristiche, il Servizio conciliazione è già in linea con la normativa comunitaria in materia di *Alternative Dispute Resolution* (ADR), in ultimo con la direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013 sulla risoluzione alternativa delle controversie dei consumatori, che modifica il regolamento (CE) 2006/2004 e la direttiva 2009/22/CE.

L'Autorità ha predisposto interventi di perfezionamento del Servizio conciliazione, anche sulla base dei riscontri pervenuti dagli *stakeholders* in merito al suo funzionamento e della progressiva diffusione dello strumento fra i clienti finali. In particolare nel 2014 l'Autorità ha adottato²³⁹ le seguenti misure, che sono operative dall'1 luglio 2015:

- l'estensione ai *prosumer* (produttori e consumatori), da un lato, del Servizio conciliazione per le controversie nei confronti di venditori, distributori e GSE; dall'altro, per le sole controversie, in qualità di produttori nei confronti dei gestori della rete, della procedura giustiziale di reclamo presso l'Autorità;
- l'introduzione di un obbligo partecipativo per gli esercenti la maggior tutela, i distributori e il GSE, quest'ultimo limitatamente alle materie regolate (scambio sul posto e ritiro dedicato);
- l'ampliamento delle ipotesi di chiamata del distributore in qualità di ausilio tecnico da parte del venditore;
- l'ottimizzazione di alcune fasi procedurali antecedenti al primo incontro conciliativo presso il Servizio conciliazione, al fine di concedere più tempo alle parti per raggiungere l'accordo;
- la convocazione di appositi incontri tecnici con gli *stakeholders*.

La fase sperimentale del Servizio conciliazione si è conclusa il 31 dicembre 2015. L'Autorità ha dato mandato²¹³ all'Acquirente unico per la stesura di un progetto "ponte" annuale per la continuità del Servizio conciliazione e per l'individuazione delle attività relative allo sviluppo di un successivo progetto triennale, con operatività a decorrere dall'1 gennaio 2017, in vista del mutamento di scenario legato all'implementazione dell'obbligatorietà del tentativo di conciliazione. Tale progetto è stato successivamente approvato dall'Autorità²¹⁴.

Nella fase di sperimentazione (1 aprile 2012 – 31 dicembre 2015), il Servizio conciliazione ha ricevuto un totale di 4.583 richieste di attivazione. Il principale canale di accesso è stato quello delle associazioni dei clienti finali domestici (50%). Al canale degli altri delegati, diversi dalle associazioni, è riconducibile il 32% di richieste; il cliente finale ha attivato direttamente il Servizio conciliazione nel 18% dei casi. La maggior parte di richieste di attivazione del Servizio conciliazione ha riguardato clienti finali domestici e il settore dell'energia elettrica. Dall'aggregazione dei dati si ricava, inoltre, la prevalenza del cliente domestico sia nel settore elettrico (69%), sia in quello gas (89%). Per le materie oggetto delle controversie, la cui indicazione è rimessa alla discrezionalità del cliente finale, emerge che il 72% delle richieste di attivazione del Servizio conciliazione ha avuto ad oggetto controversie attinenti alla materia della fatturazione, che comprende, fra l'altro, contestazioni relative a conguagli, letture, autoletture, consumi, periodicità di fatturazione, rettifica di fatturazione, misura. Con riferimento al valore stimato della controversia, esso è stato indicato nel 53% delle controversie azionate: di queste, il 61% non ha superato i 2.000 € (soglia delle *small claims* ai sensi del Regolamento (CE) 861/2007 dell'11 luglio 2007, che istituisce il procedimento europeo per le controversie di modesta entità). La percentuale di richieste di attivazione ammesse al Servizio conciliazione è pari al 79%; i casi di inammissibilità (21%) sono principalmente riconducibili alla non avvenuta trasmissione della documentazione da allegare alla richiesta di attivazione e al mancato rispetto delle tempistiche procedurali.

L'adesione dell'operatore (esercente la vendita o distributore) alla procedura attivata dal proprio cliente è avvenuta su base volontaria sino al 30 giugno 2015²¹⁵, mentre dopo tale data partecipazione è diventata obbligatoria per gli esercenti la maggior tutela elettrica e i distributori di entrambi i settori. A oggi, l'adesione in elenco, con impegno a partecipare, riguarda 29 venditori del mercato libero (non obbligati a partecipare). Ciò premesso, nel 60% delle richieste ammesse, l'operatore ha aderito alla procedura: in tale ambito le controversie con esito positivo sono l'84% di quelle concluse.

In tema di informazione, è stata arricchita la pagina web del sito internet dell'Autorità con uno specifico tutorial (operativo da febbraio 2015) che accompagni il cliente nell'utilizzo della piattaforma on line del Servizio conciliazione. Nella medesima pagina web sono pubblicate le *Frequently Asked Questions* (FAQ) in lingua inglese, nonché l'elenco aggiornato degli operatori che partecipano alle procedure presso il Servizio conciliazione. In tale elenco sono indicate anche le procedure diverse dal Servizio conciliazione che gli operatori iscritti rendono disponibili ai propri clienti, ivi incluse le conciliazioni paritetiche.

²¹³ Con la delibera 5 novembre 2015, 522/2015/E/com.

²¹⁴ Con la delibera 11 dicembre 2015, 598/2015/E/com.

²¹⁵ A meno che l'operatore medesimo non si fosse impegnato alla partecipazione biennale al Servizio tramite iscrizione nell'apposito elenco ADR pubblicato nel sito web dell'Autorità.

Altri servizi di conciliazione

Il decreto legislativo n. 130/15 ha recepito per l'Italia la direttiva 2013/11/UE. In attuazione di tale decreto, l'Autorità ha avviato un procedimento²¹⁶, per l'adozione di una disciplina in materia di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra clienti finali e operatori nei settori regolati che, con riferimento ai settori di competenza dell'Autorità, regolamenti il tentativo obbligatorio di conciliazione quale condizione di procedibilità per l'azione giudiziale, come previsto dall'art. 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95. In tal senso l'Autorità ha posto in consultazione, formulando i propri orientamenti in merito²¹⁷, uno schema di disciplina delle modalità di svolgimento del tentativo obbligatorio di conciliazione, tenendo conto dell'esperienza del Servizio conciliazione dell'Autorità, del diverso grado di maturità delle procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra i vari settori regolati e dell'esistenza di ulteriori e diverse procedure di risoluzione extragiudiziale. E' stato proposto che la disciplina diventi operativa da gennaio 2017.

Il decreto legislativo n. 130/15 ha designato l'Autorità, per i settori di propria competenza, quale soggetto tenuto all'istituzione, alla tenuta e alla pubblicazione dell'elenco degli organismi ADR deputati a gestire le controversie nazionali e transfrontaliere tra consumatori e imprese residenti e stabiliti nell'Unione europea.

In attuazione di tali previsioni, l'Autorità ha istituito²¹⁸ l'elenco suddetto, approvando contestualmente la disciplina di prima attuazione per l'iscrizione, la tenuta, la gestione e la vigilanza dell'elenco medesimo, ferma restando l'emanazione di eventuali Linee guida applicative. L'Autorità ha anche iscritto il proprio Servizio conciliazione nell'elenco, in quanto rispondente ai requisiti del decreto legislativo n. 130/15.

Al 31 marzo 2016, risultano iscritti nell'elenco dell'Autorità, oltre al Servizio conciliazione, 2 soggetti²¹⁹ e 4 organismi di conciliazione paritetica (questi ultimi a tempo determinato, fino al 30 settembre 2016, con impegno all'adeguamento alle prescrizioni della Parte V, Titolo II-bis, del Codice del consumo e della disciplina di cui all'Allegato A alla delibera 620/2015/E/com).

L'elenco e i relativi aggiornamenti sono pubblicati sul sito Internet dell'Autorità e sono trasmessi al Ministero dello sviluppo economico, quale punto di contatto unico, ai fini delle relative comunicazioni alla Commissione europea, che redige l'elenco consolidato degli organismi ADR operanti nell'Unione europea.

Infine, relativamente alle altre preesistenti procedure di risoluzione stragiudiziale delle controversie, l'Autorità continua a sostenere e a monitorare le conciliazioni paritetiche, da un lato, attraverso la formazione del personale delle associazioni dei consumatori e il riconoscimento di un contributo alle associazioni medesime in caso di conclusione della procedura con esito positivo; dall'altro, per mezzo della valutazione di specifici report trasmessi annualmente dai principali operatori che hanno sottoscritto i protocolli d'intesa con le associazioni dei clienti finali.

²¹⁶ Con la delibera 5 novembre 2015, 522/2015/E/com.

²¹⁷ Con il documento per la consultazione 26 novembre 2015, 562/2015/E/com.

²¹⁸ Con la delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com.

²¹⁹ Delibere 10 marzo 2016, 91/2016/E/com e 24 marzo 2016, 122/2016/E/com.