



Autorità per l'energia elettrica il gas
e il sistema idrico



Relazione 570/2017/I

3 agosto 2017

**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**

31 luglio 2017

INDICE

1	Prefazione	4
2	Sommario/Principali sviluppi nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale nel 2013....	5
3	Il mercato elettrico.....	29
3.1	Regolamentazione delle infrastrutture.....	29
3.1.1	Unbundling.....	29
3.1.2	Regolamentazione tecnica.....	29
3.1.3	Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti.....	47
3.1.4	Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere	55
3.1.5	Conformità alla normativa comunitaria.....	70
3.2	Promozione della concorrenza	71
3.2.1	Mercati all'ingrosso.....	71
3.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso	78
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....	80
3.2.2	Mercati al dettaglio.....	84
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.....	97
3.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza	108
3.3	Sicurezza delle forniture	115
3.3.1	Monitoraggio del bilancio tra domanda e offerta di energia elettrica.....	115
3.3.2	Monitoraggio degli investimenti in capacità di generazione in riferimento alla sicurezza delle forniture.....	115
3.3.3	Misure per coprire picchi di domanda o carenze dell'offerta	118
4	Il mercato del gas naturale	119
4.1	Regolamentazione delle infrastrutture.....	119
4.1.1	Unbundling.....	119
4.1.2	Regolamentazione tecnica.....	120
4.1.3	Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti e ai terminali di rigassificazione	129

4.1.4	Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere	134
4.1.5	Conformità alla normativa comunitaria.....	137
4.2	Promozione della concorrenza	138
4.2.1	Mercati all'ingrosso.....	138
4.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso	144
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..	151
4.2.2	Mercati al dettaglio.....	152
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...	159
4.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza	167
4.3	Sicurezza delle forniture	168
5	Protezione dei consumatori e risoluzione delle controversie nell'elettricità e nel gas	169
5.1	Protezione dei consumatori.....	169
5.2	Gestione delle controversie	180

1 PREFAZIONE

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 e 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, abbiamo assistito a uno spostamento del baricentro decisionale verso le istituzioni europee: ambiti che un tempo erano di assoluta prerogativa delle autorità o dei governi nazionali sono divenuti in pochi anni oggetto di codici europei che prevedono decisioni condivise a livello continentale o "regionale".

In questo mutato scenario le autorità nazionali hanno messo in atto nuove procedure di coregolazione, in cui vengono assunte decisioni di valenza europea o regionale senza dimenticare le specificità dei singoli sistemi interconnessi. Sono stati così approntati numerosi codici di rete e "linee guida", un nutrito *corpus* normativo europeo che ha dato avvio in tutti gli Stati membri a processi di riforma che dureranno ancora per gli anni a venire.

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, 31 luglio 2017

IL PRESIDENTE

Guido Bortoni



2 SOMMARIO/PRINCIPALI SVILUPPI NEI MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE NEL 2016

Principali novità nell'ambito della legislazione europea

Nel 2016 il dibattito delle istituzioni europee in materia di energia e di sviluppo delle infrastrutture si è concentrato sui preparativi per la messa a punto, da parte della Commissione europea, del Pacchetto legislativo *Energia pulita per tutti gli europei (Clean Energy for all Europeans)*, pubblicato il 30 novembre 2016. Si tratta di una serie articolata di proposte normative che riguardano l'efficienza energetica, le energie rinnovabili, l'assetto del mercato dell'energia elettrica, la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e le norme sulla *governance* per l'Unione dell'energia. È, inoltre, proseguito il dibattito tra le istituzioni europee sulla proposta di regolamento per la sicurezza delle forniture di gas naturale, presentato dalla Commissione europea nell'anno precedente.

Sempre nel 2016 sono entrati in vigore tre Codici di rete per il settore elettrico¹ e due Codici di rete per quello del gas naturale². In corso d'anno si è inoltre raggiunto, secondo la procedura di Comitologia, l'accordo su altre parti rilevanti del modello elettrico (c.d. *target model*), sulle *Linee guida* sul bilanciamento e sulla gestione, nonché sul funzionamento operativo dei sistemi.

Il regolamento REMIT, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso, è pienamente entrato nella fase attuativa a livello sia europeo sia nazionale.

Principali novità nell'ambito della legislazione nazionale

L'8 luglio 2016 è stata pubblicata, nella *Gazzetta Ufficiale* n. 158, la legge 7 luglio 2016, n. 122, *Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea* (legge europea 2015-2016), che, all'art. 33, introduce **ulteriori disposizioni per la corretta attuazione del Terzo pacchetto energia**, modificando in parte il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93. Secondo il nuovo dettato normativo:

¹ Si tratta dei seguenti regolamenti:

- il 17 maggio 2016, il regolamento (UE) 631/2016, che definisce e armonizza i requisiti tecnici per la connessione alle reti da parte dei generatori;
- il 7 settembre 2016, il regolamento (UE) 1388/2016, per le nuove connessioni alle reti dal lato della domanda;
- il 28 settembre 2016, il regolamento (UE) 1447/2016, per le connessioni dei cavi in corrente continua e alta tensione.

Tali Codici di rete definiscono i requisiti funzionali per la connessione – prevalentemente per i carichi industriali, le reti di distribuzione e gli impianti *offshore* – necessari per l'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili e lo sviluppo di *smart grids*, garantendo la sicurezza del sistema e l'attuazione del mercato interno dell'energia elettrica. Per quanto riguarda questi aspetti, si segnala inoltre l'approvazione, secondo la procedura di Comitologia, delle *Linee guida* per la gestione operativa dei sistemi elettrici, che fissano le norme relative al mantenimento in sicurezza del sistema di trasmissione elettrica interconnesso in tempo reale.

² Per quanto riguarda il gas naturale, il 17 marzo 2017 sono stati pubblicati, nella *Gazzetta Ufficiale* dell'Unione europea, sia la modifica del Codice di rete per i meccanismi di allocazione della capacità sui sistemi di trasmissione (regolamento (UE) 459/2017), contenente le nuove norme per l'allocazione della capacità incrementale, sia il Codice di rete per l'armonizzazione delle tariffe di trasporto del gas naturale (regolamento (UE) 460/2017). Entrambi i Codici sono entrati in vigore il 6 aprile 2017.

- l'Autorità di regolazione deve individuare le condizioni di accesso alle infrastrutture transfrontaliere, tenendo conto degli indirizzi adottati dal Ministero dello sviluppo economico, solo per gli obblighi derivanti dagli atti e dagli accordi internazionali stipulati con Stati diversi da quelli appartenenti all'Unione europea;
- le imprese che realizzino a proprio carico nuove linee elettriche di interconnessione con i sistemi elettrici di altri Stati membri dell'Unione europea, sono designate quali gestori di sistemi di trasmissione, previa certificazione dell'Autorità;
- il potere sanzionatorio dell'Autorità è stato esteso anche alle violazioni degli obblighi previsti dall'art. 20 e dall'Allegato I del regolamento (CE) 714/2009 e dagli artt. 20 e 21 e dall'Allegato I del regolamento (CE) 715/2009. Tale estensione è stata introdotta per superare i rilievi della Commissione europea;
- è stata introdotta la definizione di cliente vulnerabile, per sanare la sovrapposizione tra due istituti diversi: quello della vulnerabilità del cliente, già introdotto nella legislazione italiana³, e quello di cliente protetto nel settore del gas, individuato dalla legislazione europea⁴.

La legge 11 dicembre 2016, n. 232, *Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2017 e Bilancio pluriennale per il triennio 2017-2019* (legge di bilancio 2017), è intervenuta sulla **disciplina relativa alle gare d'ambito del servizio di distribuzione del gas naturale** e, in particolare, ha stabilito che il gestore uscente è obbligato a proseguire la gestione del servizio fino alla data di decorrenza del nuovo affidamento, continuando a pagare il canone di concessione previsto dal contratto e limitando la gestione all'ordinaria amministrazione.

Di rilievo, in considerazione delle competenze attribuite all'Autorità, anche il decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, *Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi*. Tale direttiva prevede che gli Stati membri adottino un Quadro strategico nazionale per lo sviluppo del mercato dei **combustibili alternativi nel settore dei trasporti** per la realizzazione della relativa infrastruttura. Il decreto di attuazione della direttiva europea ha stabilito:

- l'installazione entro il 31 dicembre 2020 di un adeguato numero di punti di ricarica, tale da garantire la circolazione dei veicoli elettrici negli agglomerati urbani e suburbani, in altre zone densamente popolate e nelle reti di determinati ambiti, progressivamente individuati secondo criteri di accessibilità al pubblico;
- che le infrastrutture di stoccaggio del GNL, connesse o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale o di parti isolate della stessa, siano considerate quali infrastrutture e insediamenti strategici. Pertanto i gestori delle menzionate infrastrutture sono soggetti agli obblighi di servizio pubblico, come definiti e regolamentati dall'Autorità in tema di remunerazione degli investimenti e di disciplina dell'accesso. La valutazione della strategicità deve comunque essere preceduta da una analisi

³ Art. 22 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 e sue successive modifiche.

⁴ Art. 2 del regolamento (UE) 994/2010.

costi/benefici, sentita l'Autorità per gli aspetti regolatori, al fine di valutare la complessiva sostenibilità economica, ambientale e sociale di tali interventi. Le attività di carico, stoccaggio, scarico su navi o autobotti di parte del GNL non destinato alla rete nazionale di trasporto di gas naturale, invece, non rientrano tra le attività regolate. Pertanto possono essere svolte in regime di separazione contabile, secondo le modalità individuate dall'Autorità, al fine di evitare oneri a carico del sistema regolato;

- all'Autorità spettano sia l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal gas naturale per le reti isolate, sia la determinazione dei parametri e dei criteri di calcolo per la remunerazione del servizio di distribuzione, misura e, limitatamente ai clienti vulnerabili, vendita di gas naturale anche derivante da GNL attraverso le stesse rete;
- nei casi di autorizzazione alla realizzazione di nuovi impianti di distribuzione carburanti e di ristrutturazione totale degli impianti di distribuzione carburanti esistenti nel trasporto stradale, le Regioni dovranno dotarsi di infrastrutture di ricarica elettrica, nonché di rifornimento di gas naturale compresso o di GNL. Pertanto, entro tre mesi dall'entrata in vigore del decreto (e quindi entro il 14 aprile 2017), l'Autorità deve adottare misure finalizzate all'eliminazione delle penali di supero della capacità giornaliera ai punti di riconsegna delle reti di trasporto e di distribuzione direttamente connessi agli impianti di distribuzione di gas naturale per autotrazione.

Il decreto legge 29 dicembre 2016, n. 243⁵ ha **prorogato gli incentivi a favore degli** esercenti gli **impianti per la produzione di energia elettrica alimentati da biomasse**, di cui all'art. 1, commi 149 e 150, della legge 28 dicembre 2015, n. 208.

Altre proroghe sono state stabilite con il decreto legge 30 dicembre 2016, n. 244⁶. In particolare:

- il differimento di due anni, dall'1 gennaio 2016 all'1 gennaio 2018, del **termine per la riforma della struttura delle componenti tariffarie degli oneri generali di sistema elettrico per i clienti dei servizi elettrici con usi diversi da quelli domestici**. Il decreto, disponendo l'abrogazione delle norme pregresse, ha disposto che, a decorrere dall'1 gennaio 2017, le parti variabili degli oneri generali di sistema siano applicate all'energia elettrica prelevata dalle reti pubbliche con obbligo di connessione di terzi e fissa le diverse aliquote percentuali relative al nuovo criterio di imposizione;
- la proroga di 24 mesi dei termini di pubblicazione dei bandi delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale negli ambiti territoriali in cui sono presenti comuni colpiti dai terremoti del 24 agosto 2016 e del 26 ottobre 2016;
- la proroga al 30 giugno 2017 dell'obbligo di installazione di un contatore di fornitura volto a contabilizzare i consumi di ciascuna unità immobiliare e a favorire la suddivisione delle spese in base ai consumi effettivi;

⁵ Che reca *Interventi urgenti per la coesione sociale e territoriale, con particolare riferimento a situazioni critiche in alcune aree del Mezzogiorno*, convertito, con modificazioni, nella legge 27 febbraio 2017, n. 18.

⁶ Che reca la *Proroga e definizione di termini*, convertito, con modificazioni, nella legge 27 febbraio 2017, n. 19. Si vedano, in particolare i commi 5, 9, 10 e 10-quinquies dell'art. 6 e i commi 1 e 2 dell'art. 13.

- la proroga al 31 dicembre 2017 degli **incentivi ai progetti di efficienza energetica di grandi dimensioni**, non inferiori a 35.000 tep/anno, il cui periodo di riconoscimento dei certificati bianchi terminava entro il 2014;
- la proroga dal 31 dicembre 2016 al 31 dicembre 2017 del limite massimo, pari agli importi risultanti alla data del 30 aprile 2010 ridotti del 10%, per la corresponsione di indennità, compensi, gettoni, retribuzioni o altre utilità, da parte delle pubbliche Amministrazioni, comprese le Autorità indipendenti, ai componenti degli organi di indirizzo, direzione e controllo, dei consigli di amministrazione e degli organi collegiali, nonché ai titolari di incarichi di qualsiasi tipo;
- il differimento al 31 dicembre 2017 del termine entro il quale continuano ad applicarsi alla produzione combinata di energia elettrica e calore gli specifici coefficienti, indicati dall'Autorità, necessari a individuare i quantitativi di combustibile che, impiegati nei predetti impianti, possano ritenersi utilizzati per la produzione di energia elettrica e che sono, dunque, soggetti ad accisa agevolata.

Tra i provvedimenti tuttora in corso di approvazione è da menzionare il disegno di legge, recante *Legge annuale per il mercato e la concorrenza* (AS. 2085-B), c.d. "DDL concorrenza", che introduce alcune norme in materia di energia.

Come già segnalato nell'*Annual Report 2016*, il provvedimento **elimina, dall'1 luglio 2019⁷, la disciplina transitoria dei prezzi nei settori del gas naturale (servizio di tutela) e dell'energia elettrica (servizio di maggior tutela)**, stabilendo che sia l'Autorità:

- ad adottare le disposizioni per assicurare, nel settore elettrico, il servizio di salvaguardia ai clienti finali domestici e alle imprese connesse in bassa tensione con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore ai 10 milioni di euro senza fornitore di energia, attraverso procedure concorsuali per aree territoriali e a condizioni che incentivino il passaggio al mercato libero;
- a predisporre la realizzazione e la gestione, da parte del gestore del Sistema informativo integrato, di un portale informatico per la raccolta e la pubblicazione delle offerte sul mercato *retail*, con particolare riferimento alle utenze domestiche, alle imprese connesse in bassa tensione e alle imprese con consumi annui non superiori a 200.000 S(m³), nonché ad istituire un comitato tecnico-consultivo con funzioni di garanzia in merito ai contenuti del portale stesso;
- a redigere un Rapporto relativo al monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas, in ordine al raggiungimento di una serie di obiettivi ai fini di cessazione del regime di maggior tutela;
- ad adottare **Linee guida per la promozione delle offerte commerciali di energia elettrica e gas** a favore di gruppi di acquisto e di realizzare piattaforme informatiche tese a facilitare l'aggregazione dei piccoli consumatori. Inoltre, è stato demandata a un decreto ministeriale, previo parere dell'Autorità, la **revisione della disciplina del bonus elettrico e del bonus gas** per

⁷ Nella precedente versione approvata, il disegno di legge fissava la cessazione della disciplina transitoria dei prezzi per i clienti domestici, sia per il gas sia per l'energia elettrica, all'1 luglio 2018.

i clienti economicamente svantaggiati e per quelli che, in gravi condizioni di salute, utilizzano apparecchiature elettriche necessarie per il mantenimento in vita.

Nel corso dell'esame del provvedimento, sono state introdotte, tra le altre, le seguenti disposizioni in materia di:

- fatture di rilevante importo derivanti da ritardi o da interruzioni della fatturazione oppure da prolungata indisponibilità dei dati di consumo reali, individuate secondo le condizioni definite dall'Autorità, imponendo sia l'obbligo di rateizzazione, in capo ai fornitori di energia elettrica e gas, sia la responsabilizzazione dei distributori, in caso di prolungata indisponibilità dei dati di consumo reali;
- impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile e nel settore dell'efficienza energetica.

Il disegno di legge, inoltre, come modificato dalla Commissione industria, commercio, turismo del Senato, prevede misure per la trasparenza del mercato dell'energia elettrica e del gas, istituendo un **elenco dei soggetti abilitati per la vendita di energia elettrica ai clienti finali**, secondo le modalità e i requisiti individuati con proprio decreto dal Ministero dello sviluppo economico, sentita l'Autorità.

Sviluppi nel mercato elettrico

Principali novità nella regolazione

In tema di **unbundling** occorre segnalare che è stato prorogato all'1 gennaio 2017 il termine per l'adempimento dell'obbligo di separazione delle politiche di comunicazione e del marchio per le imprese che svolgono l'attività di vendita dell'energia elettrica ai clienti finali. Ciò per attendere l'approvazione del c.d. "DDL concorrenza" e consentire, quindi, un adeguato coordinamento tra il nuovo quadro normativo e la regolazione degli obblighi di separazione delle politiche di comunicazione e del marchio (*debranding*).

Relativamente ai **servizi di dispacciamento**, a completamento della riforma del processo di *switching* gestito nell'ambito del Sistema informativo integrato (SII), sono state adottate delle disposizioni per consentire l'operatività dell'utente del dispacciamento in tale nuovo contesto regolatorio, razionalizzando il processo di sottoscrizione dei contratti di dispacciamento e di trasporto, nonché le modalità di gestione delle eventuali risoluzioni dei medesimi, in caso di inadempimento dell'utente. Con lo scopo di ottimizzare i processi di interazione tra i vari soggetti operanti nel sistema elettrico, l'Autorità ha disposto l'attribuzione al SII anche dell'attività di aggregazione delle misure dei prelievi ai fini del *settlement*, con riferimento ai punti di prelievo di energia elettrica trattati su base oraria. Tale attività, la cui responsabilità complessiva è ora posta in capo a Terna, veniva precedentemente svolta dalle imprese distributrici.

Sono stati approvati interventi in materia di risoluzione dei contratti di dispacciamento e di trasporto, per inadempimento del relativo utente e di attivazione dei servizi di ultima istanza nel settore elettrico, con l'obiettivo di ridurre le tempistiche necessarie alla risoluzione di tali contratti e, conseguentemente, il periodo di permanenza dei clienti finali nei servizi di ultima istanza – qualora attivati – tenendo altresì conto della necessità di contenere l'aggravio delle procedure sia di *switching* già in essere sia di *settlement*. In conseguenza di tali interventi, e in considerazione

delle tempistiche previste nel caso l'utente del dispacciamento intenda avvalersi della facoltà di revoca, il tempo complessivo di risoluzione contrattuale è pari a 17 giorni lavorativi.

Nel giugno 2016, l'Autorità ha delineato gli orientamenti in merito alla prima fase della riforma organica della disciplina del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica. Scopo primario è quello di aprire il Mercato del servizio di dispacciamento (MSD) alla partecipazione della domanda e delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. Sono escluse dalla prima fase della riforma tutte le unità di consumo e le unità di produzione non trattate su base oraria, in quanto la partecipazione di utenze profilate risulterebbe oltremodo rischiosa per gli utenti del dispacciamento.

Dopo un articolato processo di consultazione, l'Autorità ha aggiornato la disciplina degli sbilanciamenti effettivi, al fine di contrastare le strategie di programmazione non diligente nei confronti del sistema, adottate da numerosi utenti del dispacciamento in immissione e in prelievo, al fine di arbitrare fra i prezzi di sbilanciamento e i prezzi zonali o fra i prezzi zonali all'interno di ciascuna macrozona. In particolare, con decorrenza 1 agosto 2016, è stata introdotta, per i punti di dispacciamento per unità di consumo e per i punti di dispacciamento per unità di produzione non rilevanti diverse da quelle alimentate dalle fonti rinnovabili non programmabili, una valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi basata su un sistema misto *single-dual pricing*.

Circa la **regolamentazione della qualità tecnica dei servizi** l'Autorità ha pubblicato nel gennaio 2017, nel proprio sito internet, la quarta graduatoria nazionale delle imprese di distribuzione di energia elettrica in relazione al numero e alla durata delle interruzioni. Dai dati pubblicati si conferma che le famiglie e i piccoli consumatori di energia elettrica che beneficiano della migliore continuità del servizio si collocano prevalentemente nel Nord Italia, in aree urbane, e sono serviti da imprese di distribuzione con la maggior parte di rete interrata. Anche per i clienti industriali allacciati alla rete in media tensione, i dati evidenziano che il minor numero di interruzioni si verifica nelle province del Nord Italia. Inoltre, l'Autorità ha individuato gli obiettivi di miglioramento annuo (livelli tendenziali) di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica per il periodo 2016-2023. Infine, è stato istituito un tavolo di lavoro sulla qualità del servizio, mirato all'approfondimento dei seguenti temi: resilienza del sistema elettrico; regolazione premi/penalità delle interruzioni senza preavviso di lunga durata, anche attribuite 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 alla rete in media tensione.

Nel corso del 2016 l'Autorità ha approvato il *Testo integrato delle disposizioni per la regolazione dell'attività di misura elettrica* (TIME), che persegue l'obiettivo di razionalizzare la regolazione dell'attività di misura elettrica, integrando in un unico provvedimento la regolazione della misura dell'energia immessa e prelevata e dell'energia prodotta, rivedendo le definizioni sottostanti e le responsabilità delle diverse operazioni che compongono l'attività di misura. In particolare il nuovo TIME: introduce il concetto di punto di misura, estende l'ambito di applicazione delle disposizioni relative ai piani di sostituzione delle apparecchiature di misura con strumenti di seconda generazione (2G), pone le basi per il successivo aggiornamento della regolazione del *settlement* in merito al profilo della produzione e delle immissioni di energia elettrica da impianti fotovoltaici.

In attuazione della normativa nazionale, l'Autorità ha anche definito le specifiche funzionali per i misuratori intelligenti in bassa tensione e i livelli attesi di performance dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione, c.d. "2G", in vista della sostituzione dei misuratori di prima generazione che avranno completato la vita utile prevista a fini regolatori. Tali livelli sono stati definiti tenendo conto del previsto sviluppo del SII, dell'evoluzione della regolazione del processo

di fatturazione e di rettifica, delle procedure di *switching*, anche in considerazione della progressiva conclusione del servizio di maggior tutela, dell'introduzione di nuove formule commerciali, della possibilità di prepagamento e, in prospettiva, della partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento anche da parte dei clienti finali connessi in bassa tensione, attraverso opportuni prodotti di *demand response*.

La regolazione relativa ai sistemi di *smart metering* 2G è stata effettuata anche con la definizione della disciplina per il riconoscimento dei costi per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione. Infatti, a seguito di un'ampia attività di consultazione, l'Autorità ha individuato i criteri per il riconoscimento dei costi di capitale dei sistemi di *smart metering* 2G, fondati su schemi di regolazione incentivante. Per il triennio 2017-2019 tali schemi sono applicati solo alle spese di capitale, mentre a partire dal 2020 il riconoscimento degli stessi costi sarà basato su un approccio fondato sulla spesa totale (*totex*).

Circa il **quadro regolatorio per le energie rinnovabili** è da segnalare che nel corso del 2016, a valle dell'apposita consultazione, l'Autorità ha apportato alcune innovazioni al *Testo integrato delle connessioni attive*, in termini sia di semplificazione nelle procedure di connessione degli impianti di produzione, sia di implementazione dei nuovi flussi informativi in relazione allo stato degli impianti di produzione di energia elettrica. Di recente l'Autorità ha pubblicato la *Relazione sullo stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili e degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento*⁸. La relazione descrive l'evoluzione del mix produttivo di energia elettrica in Italia, evidenziando la crescente diffusione delle fonti rinnovabili, in particolare quelle non programmabili, e della generazione distribuita. Essa descrive inoltre lo sviluppo del sistema elettrico, in termini di accesso alle reti, di evoluzione dei mercati e del dispacciamento.

In tema di **tariffe per la connessione e l'accesso alle reti** sono da segnalare alcune novità nell'ambito del processo di revisione delle tariffe domestiche. La normativa nazionale che ha recepito la direttiva europea sull'efficienza energetica, ha infatti stabilito 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. Nell'*Annual Report* dello scorso anno sono state illustrate le fasi del processo attraverso cui l'Autorità ha definito il percorso, graduale, per mezzo del quale giungere al completamento della riforma tariffaria, superando entro il 2018 l'attuale struttura tariffaria progressiva. Nell'ambito del percorso triennale suddetto, l'1 gennaio 2016 è stato attuato il primo *step*, con la ridefinizione dei corrispettivi tariffari inerenti ai servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura), in modo da aumentare le quote fisse applicate ai clienti con tariffa D2 (residenti e con potenza impegnata non superiore a 3 kW) e da smorzare la struttura progressiva delle quote variabili (esprese in c€/kWh).

L'1 gennaio 2017 è stato attuato il secondo *step* della riforma, che ha previsto innanzitutto l'adozione della struttura a regime trinomica e non progressiva per i corrispettivi tariffari per i servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura). I corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema, sono stati ridefiniti in modo da smorzare l'effetto di progressività ai consumi e da limitare a due il numero di aliquote diversificate tra scaglioni di consumo annuo. Inoltre, è stata superata la distinzione dei clienti domestici tra sottotipologie definite (ai fini tariffari) in base sia alla condizione di residenza anagrafica sia alla potenza contrattualmente impegnata, mantenendo

⁸ <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/17/464-17.pdf>.

solo una differenziazione tra clienti residenti e clienti non residenti. Infine, con lo scopo di agevolare il cliente finale domestico nell'ottimizzazione della propria spesa per la fornitura di energia elettrica, sono state introdotte misure che gli consentono una più ampia scelta, rispetto al passato, del livello di potenza contrattualmente impegnata (e la riduzione per 24 mesi, a decorrere dall'1 aprile 2017, dei costi associati a ogni variazione di questo aspetto contrattuale).

Alla fine del 2015 la normativa nazionale ha imposto all'Autorità di modificare, dal 1° gennaio 2016, la struttura delle **componenti tariffarie relative agli oneri generali** di sistema elettrico applicate ai clienti dei servizi elettrici per usi diversi da quelli domestici per adeguarla ai criteri che governano la tariffa di rete per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura in vigore alla medesima data, tenendo comunque conto dei diversi livelli di tensione e dei parametri di connessione, oltre che della diversa natura e delle peculiarità degli oneri rispetto alla tariffa. Nel primo trimestre 2016 l'Autorità ha dunque avviato un procedimento per la determinazione delle componenti tariffarie relative agli oneri generali del sistema elettrico per le utenze non domestiche (nelle more della riforma è stato stabilito di applicare, a titolo di acconto e salvo conguaglio, le componenti già fissate per il 2016) e, nel mese di maggio, ha posto in consultazione gli orientamenti iniziali in merito alle modalità di attuazione delle disposizioni normative.

A fine 2016 una nuova legge nazionale ha prorogato la decorrenza delle disposizioni relative agli oneri generali del sistema elettrico per le utenze non domestiche, dall'1 gennaio 2016 all'1 gennaio 2018. L'Autorità ha pertanto confermato in via definitiva i valori delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per le utenze non domestiche determinati in precedenza, nonché la struttura degli oneri generali di sistema per le utenze non domestiche per tutto l'anno 2017.

A giugno 2016 l'Autorità ha accertato lo stato di raggiungimento delle *milestone* relative agli **investimenti strategici di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)** per l'anno 2015, pertanto ha disposto il riconoscimento a Terna (il gestore del sistema di trasmissione) dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2015, relative agli investimenti inclusi nella tipologia I=3, a valere sulle tariffe di trasmissione 2017.

Coordinamento internazionale

Nel 2016 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: gli investimenti in nuove infrastrutture e la loro coerenza con i Piani di sviluppo comunitari, l'allocazione dei diritti di trasporto su base mensile e annuale, i progetti pilota ID-IA e TERRE e l'attuazione del regolamento europeo in materia di allocazione di capacità transfrontaliera su base giornaliera e infragiornaliera.

In tema di **investimenti in nuove infrastrutture e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari** l'Autorità deve sottoporre alla consultazione degli *stakeholders* il piano decennale di sviluppo della RTN predisposto dal Gestore della rete, valutando altresì la sua completezza e la sua coerenza con i piani comunitari. Al termine di tale processo deve trasmettere al Ministero dello sviluppo economico l'esito della propria valutazione. Nel novembre 2016 l'Autorità ha formulato il proprio parere sugli schemi di Piano decennale di sviluppo della RTN relativi agli anni 2015 e 2016 e ha rilasciato il nulla osta per l'approvazione degli schemi di Piano 2015 e 2016 ponendo, però alcune condizioni. Inoltre, l'Autorità ha valutato la conformità tra il Piano di sviluppo italiano e il Piano di sviluppo comunitario (*Ten Year Network Development Plan – TYNDP*), predisposto nel 2016 da ENTSO-E, l'associazione dei gestori europei, sia con la propria valutazione degli schemi di piano 2015 e 2016 sia con il contributo al lavoro redatto dall'ACER. L'Autorità ha poi collaborato alla

stesura dell'Opinione dell'ACER del mese di marzo 2017, tenendo anche conto, in alcuni casi, delle tempistiche di entrata in esercizio previste dallo schema di Piano decennale di sviluppo 2016, formulando osservazioni e raccomandazioni. Nel 2016 l'Autorità ha inoltre disposto i requisiti minimi di completezza e trasparenza del Piano decennale e i requisiti minimi per l'analisi costi-benefici 2.0.

Nel mese di settembre 2016 l'Autorità ha approvato le **Harmonised Auctions Rules (HAR)** del 2017, ossia le regole per l'allocazione nell'anno 2017 dei diritti annuali e mensili di utilizzo della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con l'estero, che rappresentano un'evoluzione rispetto a quelle applicate nell'anno precedente. In sintesi, le regole prevedono il pieno allineamento alle disposizioni contenute nel regolamento *Forward Capacity Allocation* per le frontiere sulle quali è già attivo il *market coupling*.

Nel corso del 2016 l'Autorità ha anche costituito l'assetto regolatorio del **progetto pilota ID-IA**, predisposto con l'obiettivo di testare una soluzione (allocazione implicita infragiornaliera) prevista dal regolamento *Capacity allocation and congestion management guideline* (CACM). L'*Intraday Implicit Allocation* (ID-IA) è un progetto pilota bilaterale per l'allocazione implicita della capacità di trasmissione alla frontiera slovena (*market coupling*).

Il **Trans European Replacement Reserves Exchange (TERRE)** è invece un progetto pilota di natura volontaria per lo scambio transfrontaliero di energia elettrica di bilanciamento tra TSO. Esso nasce come misura di implementazione anticipata delle *Electricity Balancing Guidelines* (EB GL). I partner del progetto TERRE sono i TSO di Francia, Gran Bretagna, Italia, Spagna, Portogallo e Svizzera, cui si affiancano, in qualità di *observers*, quelli di Irlanda e Grecia. Lanciato nel 2014, il progetto TERRE ha visto concludersi, nel 2016, la fase di progettazione ed è, quindi, in procinto di entrare nella fase implementativa, con il consenso dei regolatori. La fase attuativa del progetto è prevista per i primi mesi del 2019. In questo contesto, nel corso del mese di giugno 2016, i partner del progetto TERRE hanno trasmesso alle Autorità di regolazione coinvolte nell'iniziativa il c.d. *approval package*, e cioè l'insieme dei documenti utili a valutare il disegno complessivo del progetto. I regolatori interessati, tra cui questa Autorità, hanno lavorato congiuntamente alla predisposizione di una *Common opinion*, al fine di manifestare il supporto all'iniziativa e di invitare i TSO a procedere con le successive fasi del progetto. La partecipazione al progetto TERRE potrebbe portare ad una riduzione dei fabbisogni di Terna di alcune risorse di bilanciamento e consentire ad alcuni produttori di offrire risorse di bilanciamento all'estero.

Al fine rendere più agevole il procedimento di approvazione delle regole di dettaglio (termini e condizioni o metodologie) proposte dei gestori della trasmissione (TSO) e/o dai *Nominated electricity market operator* (NEMO), come previsto dal regolamento CACM, i regolatori nazionali hanno costituito una apposita piattaforma (*Energy regulators' forum* – ERF). Nel corso del 2016 si sono svolte le procedure di approvazione per: la determinazione delle regioni per il calcolo della capacità; il Piano per lo svolgimento delle funzioni di *Market coupling operator* (MCO); la metodologia di comunicazione dei dati sulla generazione e sul carico; la metodologia del modello comune di rete europea.

Nel corso del 2016 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. Come negli scorsi

anni, inoltre, l'Autorità ha continuato a dare impulso al proprio impegno in ambito internazionale, mantenendo costante l'attività di dialogo e di cooperazione istituzionale a livello multilaterale e bilaterale, per favorire l'armonizzazione delle regole europee con quelle dei Paesi che, pur non facendo parte dell'Unione europea, ne rappresentano gli interlocutori privilegiati in campo energetico. In particolare, ha promosso azioni tese a rafforzare il proprio ruolo di regolatore di riferimento nella regione dei Balcani e nel bacino del Mediterraneo, aree geografiche di primaria importanza per il sistema energetico italiano.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

Nel 2016 la **domanda di energia elettrica**, secondo i dati provvisori diffusi da Terna, è diminuita del 2,1% rispetto all'anno precedente passando dai 316,9 TWh del 2015 ai 310,3 TWh del 2016. La produzione nazionale, aumentata dell'1,2%, ha coperto una quota del fabbisogno complessivo nazionale pari all'89% (contro l'86% a consuntivo per il 2015). Le importazioni sono decisamente diminuite rispetto all'anno precedente passando da 50,8 TWh del 2015 ai 43,2 TWh del 2016, facendo dunque registrare una contrazione del 15,1%; per contro le esportazioni, specialmente quelle verso Grecia e Malta, sono aumentate del 37,7%, raggiungendo in termini assoluti i 6.155 GWh.

Dopo anni di continue contrazioni, per il secondo anno consecutivo la **produzione nazionale lorda** è aumentata passando dai 283 del 2015 ai 289,3 TWh del 2016 (+2,2%). A tale aumento ha contribuito la produzione termoelettrica, che è cresciuta del 4% circa rispetto all'anno precedente. Il gas naturale ha conosciuto l'incremento più significativo (+13,7%), mentre è consistentemente diminuito l'utilizzo del carbone (-17,6%) e ancor più quello dei prodotti petroliferi (-26,6%). La produzione termoelettrica ha soddisfatto l'aumento della domanda interna, anche a fronte del calo delle importazioni dalla Francia nell'ultimo trimestre dell'anno, determinato dall'indisponibilità in quel periodo di circa un terzo del parco di generazione nucleare oltralpe. La produzione termoelettrica ha fatto fronte anche all'ulteriore contrazione della produzione da rinnovabile (-1,1%), sebbene molto più contenuta rispetto agli scorsi anni. Per effetto di queste dinamiche, nel 2016 il termoelettrico ha coperto il 62% della produzione totale, mentre le rinnovabili hanno assicurato il restante 38% (era il 39% nel 2015 e il 43% nel 2014).

Se nel complesso, come già accennato sopra, la produzione da rinnovabili è diminuita, al suo interno però è stata decisamente significativa la crescita dell'eolico (+19%), mentre risultano in discesa rispetto al 2015 sia l'idroelettrico (-7,2%) sia il fotovoltaico (-3,7%).

In Italia gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili beneficiano di diversi meccanismi di incentivazione che utilizzano varie modalità. Gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che nel 2016 si è attestata intorno ai 66 TWh (65 nel 2015). Complessivamente, per l'anno 2016 si stima che, a consuntivo, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili siano stati pari a circa 13,6 miliardi di euro (12,5 nel 2015).

A parte Enel, la cui quota di mercato è leggermente diminuita, tutti gli altri gruppi societari più importanti nella generazione elettrica italiana hanno evidenziato quote stabili o in aumento rispetto allo scorso anno. In particolare, l'aumento più significativo si è registrato per Edison (la cui quota è passata dal 6,5% al 7,9%) e per A2A (passata dal 3,0% al 5,1%), entrando quindi nel novero dei gruppi societari con almeno il 5% della generazione netta. La crescita di A2A è avvenuta grazie all'acquisizione di Edipower, i cui impianti sono passati interamente al gruppo milanese dall'inizio del 2016. Più precisamente, dopo che A2A ha acquisito l'intero capitale sociale di Edipower, quest'ultima, nel luglio 2016, ha ceduto a due società del gruppo A2A tutti i suoi 5 impianti. Alla fine dell'anno, infine, Edipower è stata incorporata da A2A.

La contrazione della domanda interna e il blocco delle centrali nucleari francesi nell'ultima parte dell'anno sono alla base del forte calo (-20,2%) registrato dalle **importazioni nette di energia elettrica** nel 2016. Il saldo estero, infatti, nel 2016 si è ridotto di 9,4 TWh, essendosi fermato a 37 TWh contro i 46,4 TWh registrati nel 2015.

Nel 2016 la quantità di energia elettrica scambiata nel Sistema Italia è stata pari a circa 290 TWh, sostanzialmente stabile (+0,6%) rispetto al 2015 (287 TWh), confermando così l'esaurimento del trend decrescente osservato negli anni 2010-2014. In ripresa i **volumi scambiati nella Borsa elettrica**, saliti a 203 TWh (+3,9%), il livello più alto degli ultimi sette anni, escludendo il picco del 2013. In controtendenza i programmi derivati dalle registrazioni sulla PCE degli scambi bilaterali *over-the-counter*, scesi a 87 TWh (-6,4%) e prossimi al minimo storico del 2013. Nell'anno 2016 la Borsa elettrica italiana ha registrato il **prezzo medio di acquisto dell'energia (PUN)** più basso della sua storia, pari a 42,78 €/MWh, in calo del 18,2% rispetto all'anno precedente. Il ribasso è risultato consistente in tutti i blocchi orari, attestandosi rispettivamente ai minimi storici di 48,34 €/MWh e 39,85 €/MWh nelle ore di picco e fuori picco (-18% circa in entrambi i gruppi di ore) e toccando i 38,55 €/MWh nelle ore festive (-17,6%). Relativamente ai volumi scambiati sulla frontiera settentrionale, nel 2016 il *market coupling* ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 2.364 MWh, di cui 1.729 MWh sul confine francese (-4,6% rispetto al 2015), 184 MWh su quello austriaco (-2,7% rispetto al 2015) e 451 MWh su quello sloveno (+1,0% rispetto al 2015), con un flusso complessivo di energia prevalentemente in import.

Il **numero di venditori al mercato finale** è cresciuto nel 2016 di 61 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. Il 39% delle 402 imprese attive ha venduto elettricità in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; 67 imprese, pari al 16,7%, hanno venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; le restanti 178 società (44,3%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 19. Nel 2015 le imprese che vendevano sull'intero territorio nazionale erano il 15,7% dei 370 venditori attivi e quelle con un territorio di vendita limitato a 5 regioni erano il 43,8%. La presenza straniera (almeno con riferimento alle partecipazioni dirette di primo livello) è scarsa: solo 8 società (sulle 390 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società svizzere, lussemburghesi o tedesche.

I risultati dell'Indagine annuale (come di consueto, da considerarsi provvisori per il 2016) mostrano che lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale poco più di 250 TWh a circa 37 milioni di clienti. Complessivamente i consumi di energia si sono ridotti del 2,1% rispetto al 2015, mentre i consumatori sono cresciuti dello 0,6%. Come succede ormai da qualche anno, il **servizio di maggior tutela** si è ulteriormente ristretto: la caduta complessiva della domanda finale, infatti, ha inciso più pesantemente su tale servizio di quanto non sia accaduto al mercato libero, che invece ha tenuto, almeno in termini di clienti; il servizio di salvaguardia, viceversa, è tornato ad ampliarsi in misura non lieve; i consumi del settore domestico sono calati in misura maggiore (-3,5%) rispetto a quelli degli usi produttivi (-1,7%).

In un mercato finale che complessivamente si è ristretto di 5,3 TWh, i volumi di vendita del mercato tutelato si sono ridotti di 4,2 TWh (-7,4% rispetto al 2015), mentre il mercato libero ha perso solo 1,5 TWh rispetto all'anno precedente (-0,8%); nel regime di salvaguardia, invece, le vendite sono cresciute di 0,4 TWh. **Anche nel 2016 è proseguito il movimento dei consumatori domestici verso il mercato libero.**

I punti di prelievo domestici sono complessivamente aumentati nel 2016 di circa 175.000 unità, ma il mercato tutelato ne ha persi 683.000 rispetto al 2015, mentre il libero ne registra 869.000 in più. Il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato tutelato è più basso rispetto a quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.787 kWh/anno contro 2.148 kWh/anno. Entrambi questi valori, tuttavia, risultano inferiori a quelli dello scorso anno: di 82 kWh nel servizio di maggior tutela e di 108 kWh nel mercato libero.

Come nel 2015, anche nel 2016 il **servizio di salvaguardia** si è ampliato, dopo anni in cui andava assottigliandosi: l'energia venduta è cresciuta del 10,7% (+0,4 TWh), anche se l'aumento è stato inferiore a quello dello scorso anno quando era cresciuto del 17,4%; il numero di clienti serviti è aumentato di circa 5.000 unità. Gli aumenti sono quasi integralmente da attribuire ai clienti allacciati in bassa tensione e tra questi, in particolare, all'illuminazione pubblica. L'elettricità fornita sul **mercato libero** nel 2016 ha evidenziato una lieve caduta: con 193,7 TWh venduti, infatti, il livello delle vendite è diminuito dell'1,5% rispetto al 2015. Il numero dei clienti complessivamente serviti, però, è cresciuto di oltre un milione di unità, più nel settore domestico (+9,2%) che nel settore non domestico (+6,6%). Il consumo medio unitario si è quindi abbassato di un altro 9%, come accade ormai da molti anni. Il costante ridimensionamento è dovuto in parte all'ingresso in questo mercato dei consumatori domestici, tipicamente caratterizzati da valori di prelievo medio inferiori a quelli dei consumatori non domestici (e nel tempo sempre più bassi), ma è soprattutto spiegato dal ripiegamento dei consumi non domestici.

Quest'anno per la prima volta l'*Indagine annuale sui settori regolati* ha sottoposto ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità, le tipologie e le modalità di offerta che le imprese mettono a disposizione dei clienti che hanno scelto di rifornirsi nel mercato libero. Per questo motivo i risultati presentati in questo volume devono essere accolti con estrema cautela. Ciò nonostante è emerso che: la media delle offerte commerciali che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti è risultata pari a 9 per la clientela domestica e a 26 per la clientela non domestica. Delle 9 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 5 sono acquistabili solo on line, ma tale tipologia non sembra aver riscontrato, per ora, un grande interesse parte delle famiglie, che l'hanno scelta solo nel 13,5% dei casi. Circa la tipologia di prezzo preferita, è risultato che l'85% delle famiglie ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo bloccato (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre solo il 15% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso.

Complessivamente, quindi, nel 2016 il mercato tutelato ha acquisito il 21% di tutta l'energia venduta al mercato finale (contro il 22,2% del 2015), il servizio di salvaguardia ne ha assorbito l'1,7% (contro l'1,5% del 2015) e il mercato libero ne ha acquistato il 77,3% (contro il 76,3% del 2015). In termini di punti di prelievo il rapporto tende a rovesciarsi: il 62,6% dei clienti è tuttora servito in maggior tutela, mentre il 37,1% è passato al mercato libero.

L'**operatore dominante** dell'intero mercato elettrico italiano resta il gruppo Enel, quest'anno con una quota in risalita al 35,3% e sempre ben distanziata dal gruppo inseguitore Edison. La quota di quest'ultimo nel 2016 è anche scesa di due punti percentuali rispetto a quella del 2015, fermandosi al 4,7%. Al terzo posto, come sempre, il gruppo Eni con il 4,3% (all'incirca la stessa percentuale che aveva lo scorso anno). Il gruppo Enel mantiene la sua posizione 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 54,7%, per la precisione – è infatti servito da Enel, mentre Eni, che è in seconda posizione, possiede una quota del 4,1%. Nel 2016, comunque, Enel ha riguadagnato la prima posizione, che aveva perso nel 2013, anche nei segmenti dei clienti non domestici in media e in alta/altissima tensione. Nel 2016 il

livello di concentrazione del mercato totale è rimasto sostanzialmente invariato: i primi tre operatori (gruppi societari) coprono il 44,2% delle vendite complessive (la quota era del 44,3% nel 2015); l'indice HHI è invece leggermente salito a 1.375 da 1.270. Occorrono 17 gruppi (come lo scorso anno) per superare il 75%.

Anche il 2016 è stato caratterizzato da un intenso **switching**. Complessivamente, oltre 3,7 milioni di clienti (184.000 punti in più del 2015), cioè il 10,1%, hanno cambiato fornitore almeno una volta nel corso del 2016. In termini di volumi essi corrispondono quasi al 24% del totale dell'energia distribuita. Più in dettaglio, nel 2016 hanno cambiato fornitore: l'8,7% delle famiglie (cioè oltre 2 milioni e 500.000 punti di prelievo), corrispondente a una quota di energia del 10,2% con un incremento, rispetto al 2015, di più di 200.000 punti di prelievo; il 15,4% (cioè poco più di 1,1 milioni) dei clienti non domestici allacciati in bassa tensione, corrispondente a una quota di energia pari al 15,6%; questi clienti sono risultati un po' meno dinamici rispetto allo scorso anno, quando avevano cambiato fornitore circa 8.000 punti in più.

Il **prezzo medio per i consumatori domestici** è risultato pari a 211,9 c€/kWh (di cui 97,9 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 186,7 c€/kWh, riscontrabile per la classe 1.800-2.500 kWh/anno, a un massimo di 384,1 c€/kWh per la classe più piccola (0-1000 kWh). Il prezzo scende all'aumentare della dimensione dei clienti fino alla terza classe, per poi salire per i clienti di maggiori dimensioni, a eccezione dell'ultima classe, che presenta un valore lievemente inferiore alla precedente. Pertanto, non si registra più il caratteristico andamento a U che emergeva negli anni scorsi. Ciò è riconducibile all'attuazione della prima fase della riforma delle tariffe di rete, volta a superare gradualmente la struttura progressiva delle tariffe stesse. Il costo di approvvigionamento, invece, com'è logico attendersi, diminuisce continuamente al crescere dei consumi. 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 informazioni relative al settore elettrico sono state 25.349 (circa il 65% del totale), con un'ulteriore riduzione rispetto al 2015. Mutamenti molto lievi hanno riguardato le proporzioni tra i reclami e le richieste di informazioni, le quali, in valore assoluto, hanno subito un lieve aumento. Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni ricevute sono stati i contratti, il mercato, la fatturazione e il *bonus*.

Sviluppi nel mercato gas

Principali novità nella regolazione

Con un provvedimento congiunto dei regolatori italiano, greco e albanese, **la società TAP AG è stata certificata** quale gestore di trasporto indipendente del gas naturale per il gasdotto TAP, ai sensi dell'art. 10 della direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 e del paragrafo 4.5.2 della *Energy Regulators Joint Opinion on TAP AG's Exemption Application*. Con la decisione finale, i regolatori, sulla base di ulteriori elementi forniti da TAP AG, hanno confermato quanto già previsto nella decisione preliminare (presa nel 2005), ossia hanno certificato TAP AG sulla base sia dei requisiti di indipendenza fissati dalla direttiva 2009/73/CE sia degli impegni assunti dalla stessa società, che prevedono il graduale assolvimento di tutti gli altri obblighi di indipendenza entro la data definitiva di inizio delle attività commerciali e di gestione dell'infrastruttura.

Nel corso del 2016 la disciplina del **bilanciamento del gas naturale** è stata oggetto di una profonda riforma che ha portato alla definizione del passaggio tra il vecchio regime, definito nel 2011, e il nuovo modello, in vigore dall'1 ottobre 2016, che recepisce integralmente il regolamento (UE) 312/2014 della Commissione del 26 marzo 2014, istituendo un Codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto. Per l'illustrazione della prima fase della riforma si rinvia all'*Annual Report* dello scorso anno. *In primis* l'Autorità si è occupata della risoluzione delle congestioni contrattuali nei punti di ingresso e di uscita dello stoccaggio, prerequisito essenziale per garantire la liquidità al nuovo mercato, specie nel contesto italiano in cui lo stoccaggio è la principale fonte di modulazione infragiornaliera. È seguito poi un lavoro di finalizzazione dei Codici delle imprese di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, nonché l'approvazione dello schema di convenzioni tra Snam Rete Gas e il Gestore dei mercati energetici (GME), funzionali alla gestione del Mercato del giorno prima e del Mercato infragiornaliero. La preesistente piattaforma di mercato PB-gas è stata mantenuta, in via transitoria e con una funzione differente: non più come strumento per il bilanciamento, ma come mercato organizzato per la negoziazione di gas in stoccaggio.

Circa la **qualità del servizio di trasporto del gas naturale**, nel luglio 2016, l'Autorità ha effettuato alcune modifiche alla regolazione, valida per il quadriennio 2014-2019, con decorrenza 1 gennaio 2017, in materia di messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore. In materia di **misura** del gas naturale, l'Autorità ha prospettato le possibili azioni e gli interventi correttivi finalizzati sia a disincentivare l'utilizzo delle letture stimate sia a indurre le imprese di distribuzione alla rilevazione effettiva del dato di misura.

In tema di **accesso al servizio di trasporto** l'Autorità ha introdotto alcune modifiche al sistema di gestione degli scostamenti tra la capacità conferita e quella utilizzata presso i punti di interconnessione con i gasdotti esteri. Ciò con lo scopo di rendere il sistema coerente con le attuali procedure di conferimento, che consentono agli utenti di prenotare i prodotti di capacità di durata inferiore all'anno. Inoltre ha completato l'implementazione delle disposizioni europee per la gestione delle c.d. "congestioni contrattuali" presso i punti di interconnessione con l'estero del sistema nazionale dei gasdotti. In particolare, sono state aggiornate le disposizioni in materia di mancato utilizzo sistematico della capacità conferita presso i punti di interconnessione con l'estero del sistema nazionale dei gasdotti ed è stato introdotto il meccanismo *use-it-or-lose-it* su *base day-ahead*, quale strumento di risoluzione delle congestioni contrattuali. Nel corso del 2016, infine, è stato avviato un progetto pilota per la riforma della regolazione in materia di conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano gli impianti di generazione di energia elettrica. L'intervento, sperimentale, mira a realizzare conferimenti più flessibili ed efficienti per gli impianti di generazione elettrica che, specie per effetto del rilevante sviluppo delle fonti rinnovabili, evidenziano criticità in ordine alla prevedibilità del profilo di utilizzo del gas.

Come accade da alcuni anni, anche nell'anno termico 2016-2017 il **conferimento della capacità di stoccaggio** è avvenuto sulla base di criteri di mercato. Ma, ancora una volta, la situazione del mercato europeo e nazionale è stata caratterizzata da differenziali stagionali molto ridotti e, almeno nella prima parte del semestre estivo del 2016, tali 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 a quelli del gas estivo. Questa situazione, che comprime la possibilità delle imprese di stoccaggio di generare ricavi, ha reso necessaria, anche nel 2016, la definizione di un meccanismo di sterilizzazione 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 (più di 2,5 miliardi di metri cubi) che si sono rese disponibili in seguito alla scadenza, al 31 marzo 2016, dei contratti di stoccaggio quinquennali sottoscritti ai sensi del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, sono state confermate anche per il 2017 le novità introdotte nel 2016 nell'ambito del servizio uniforme, ovvero: l'offerta di un servizio integrato di rigassificazione e di stoccaggio e l'utilizzo di riferimenti di mercato, al posto di quelli tariffari, per il conferimento in asta della capacità di stoccaggio su base pluriennale. Il servizio integrato di rigassificazione e di stoccaggio è volto a favorire l'importazione in estate di nuovo GNL, assicurando, a chi lo richiama, la capacità di stoccaggio necessaria per il corrispondente volume di gas fino all'inverno successivo.

Infine l'Autorità ha fissato i criteri di svolgimento delle procedure per il conferimento e la cessione fra gli utenti della capacità di stoccaggio per periodi pari e inferiori al mese. Dall'1 ottobre 2016 queste disposizioni, coerenti con l'avvio del nuovo regime di bilanciamento previsto dal regolamento (UE) 312/2014, hanno introdotto sia un mercato *day-ahead* per il conferimento della capacità di stoccaggio continua e interrompibile, sia la possibilità per gli utenti di ricorrere all'*overnomination* dello stoccaggio nel corso del giorno gas.

Alla fine del 2016 l'Autorità ha posto in consultazione i propri orientamenti sull'introduzione di criteri di mercato per l'**allocazione della capacità di rigassificazione**. In particolare, è stata proposta l'introduzione di meccanismi di mercato basati su procedure ad asta per il conferimento della capacità di rigassificazione sia di lungo sia di breve periodo; inoltre sono state illustrate le prime valutazioni su meccanismi d'asta più efficienti per l'allocazione dei diversi prodotti di capacità, nonché sui criteri utilizzabili per la definizione dei prezzi di riserva da associare ai medesimi prodotti.

In materia di **salvaguardia del sistema gas**, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni del Governo, 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*". Questa misura 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.

Il procedimento avviato all'inizio del 2016 per l'aggiornamento della **Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas** per il triennio 2017-2019, ha riguardato principalmente i seguenti aspetti: la revisione della componente che copre i costi relativi alle verifiche metrologiche degli strumenti di misura; la determinazione delle componenti a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori; la definizione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura. Nella consultazione di novembre 2016 sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità su tali tematiche e sono stati anche illustrati gli esiti di una raccolta dati relativa ai costi di telelettura/telegestione e ai costi dei concentratori per gli anni 2010-2020.

È iniziato il processo di svolgimento delle **gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas** a livello di ambito territoriale ottimale. In merito ai provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2016 in materia, si rileva che essi hanno riguardato principalmente le verifiche degli scostamenti tra VIR (valore industriale residuo degli impianti) e RAB (valore regolatorio degli *asset*) nonché l'analisi della documentazione di gara trasmessa dalle stazioni appaltanti.

Coordinamento internazionale

In tema di **investimenti in nuove infrastrutture e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari** l'Autorità ha adottato le disposizioni per la consultazione degli schemi di Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale, predisposti dai gestori delle reti. La consultazione si è conclusa il 15 febbraio 2017. Le osservazioni pervenute dai soggetti interessati sono state trasmesse ai gestori per una loro analisi e valutazione. Snam Rete Gas, in coordinamento con gli altri gestori, ha predisposto un documento di controdeduzioni, che è stato presentato il 31 marzo 2017. I piani, le osservazioni e le controdeduzioni sono state pubblicate sul sito web dell'Autorità.

Nel corso del 2016 l'Autorità ha partecipato attivamente ai gruppi di lavoro ACER responsabili della gestione delle infrastrutture e dell'implementazione dei Codici di rete, con particolare riferimento all'analisi sui migliori indicatori delle congestioni contrattuali sui punti di interconnessione; alle Opinioni sulle analisi predisposte da ENTSO-E nell'ambito dei *Winter and Summer Outlook*; all'Opinione sulla realizzazione degli investimenti nelle infrastrutture di trasporto gas e sulla coerenza tra il Piano decennale di sviluppo a livello europeo e i Piani nazionali. Inoltre l'Autorità ha partecipato, contribuendo con la messa a disposizione e la validazione dei dati e delle informazioni in suo possesso, alle attività di monitoraggio che nel 2016 si sono sostanziate nella pubblicazione di diversi rapporti.

In ambito CEER, l'associazione indipendente delle Autorità nazionali di regolazione energetica, l'Autorità ha partecipato alla redazione di un documento che contiene i principi guida per la definizione degli obiettivi e delle strategie nazionali relative alla sicurezza degli approvvigionamenti.

Anche nel 2016 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

Nel 2016 si è assistito a un rafforzamento della ripresa economica, mentre il clima è stato simile a quello del 2015, anno che era stato più caldo della norma. I settori industriali maggiormente *gas intensive* hanno evidenziato risultati differenziati: è nettamente cresciuta la produzione nella metallurgia (+3,6%); la fabbricazione di plastiche e la lavorazione di minerali non metalliferi sono aumentate del 2,1%; un incremento dell'1,4% si è avuto nella fabbricazione di prodotti chimici; mentre le produzioni di legno, carta e stampa sono diminuite dello 0,9%.

Lo scorso anno il **consumo interno lordo di gas naturale**, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, è aumentato di circa 3,4 G(m³), risalendo a 70,9 G(m³) dai 67,5 G(m³) del 2015. In termini percentuali, il consumo lordo è cresciuto del 5% rispetto al 2015. Coerentemente agli andamenti economici e climatici, nel 2016 i consumi industriali hanno registrato una netta risalita, pari al 7,3%. Una crescita ancor più elevata, pari all'8,4%, si è avuta anche nei consumi della generazione termoelettrica, favorita nell'ultimo trimestre dell'anno anche dalla temporanea indisponibilità di circa un terzo delle centrali nucleari francesi che ha ridotto le importazioni di elettricità dalla Francia. Più contenuto, invece, è risultato l'aumento dei consumi civili (residenziale e terziario) che rispetto al 2015 sono cresciuti dell'1,7%.

Il 2016 quindi si configura come il secondo anno consecutivo di recupero della domanda finale che è tornata sui livelli del 2013 ed ha raggiunto l'80% del punto di massimo, toccato nel 2005.

La crescita della domanda finale è stata accompagnata da un adeguato aumento delle **importazioni nette** (6,6%). I volumi di gas importato dall'estero sono, infatti, cresciuti di 4 G(m³) rispetto al 2015, raggiungendo 65,3 G(m³); al contrario, le esportazioni si sono ridotte di 9 M(m³).

Continua, invece, il trend di riduzione della **produzione nazionale** (-14,6%), particolarmente rilevante nell'ultimo anno. L'81,5% circa di tutta la produzione nazionale è estratto dalle società del gruppo Eni, l'operatore dominante di questo segmento con una quota assolutamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo societario, Royal Dutch Shell, che ha l'8,3%. La quota di quest'ultimo – diversamente dagli anni più recenti – è diminuita rispetto allo scorso anno, anche perché la produzione per questo gruppo si è ridotta del 34%, più della media. Poiché, come si è visto, l'aumento della domanda interna è stato soddisfatto da maggiori importazioni, il **livello di dipendenza dall'estero**, misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il consumo interno lordo, è ulteriormente salito al 92,1%, il valore più alto registrato finora.

Rispetto al 2015 sono diminuite le importazioni provenienti dalla Libia (-32%) e dal Nord Europa (-60% dalla Norvegia, -55% dall'Olanda e -2% dalla Russia), mentre sono fortemente risalite quelle che giungono dall'Algeria (+150%) e un piccolo incremento (+1%) si è avuto anche dal Qatar. Le esportazioni algerine via tubo in Italia, dopo alcuni anni di crollo iniziati dalla primavera 2013, hanno ripreso a crescere fin dall'ultimo trimestre del 2015 grazie al graduale ritorno in funzione dei giacimenti che erano stati danneggiati in quel territorio e alla rinegoziazione di diversi contratti di approvvigionamento di gas a lungo termine, che ha permesso di ottenere maggiore flessibilità nei volumi e dinamiche di prezzo più allineate alle condizioni di mercato che sono fortemente cambiate rispetto al periodo pre-crisi. Come negli anni scorsi i gruppi 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 l'87,2% del gas entrato nel mercato italiano. Considerando anche le quantità prodotte all'interno dei confini nazionali, i tre gruppi incidono per l'87,3% di tutto il gas approvvigionato. Come in passato, tale quota è in aumento (era 86,5% nel 2015), 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 (88,8%) superiore a quella del gas approvvigionato. Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2016 si rivelano complessivamente ancora abbastanza lunghi, ma la struttura contrattuale si va, seppure molto lentamente, accorciando di anno in anno: il 58,9% dei contratti (56,2% nel 2015) scadrà entro i prossimi dieci anni e il 42,2% di essi (35,8% nel 2015) esaurirà i propri effetti entro i prossimi cinque anni. Il 34,5% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni (35,8% nel 2015).

Nel 2016 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 9%, avendo raggiunto 266,9 G(m³). Il mercato all'ingrosso ha movimentato 195,5 G(m³) in aumento rispetto al 2015 (10%), 57,4 G(m³) ne ha movimentati il mercato al dettaglio registrando una crescita del 6,9%) rispetto al 2015, mentre gli autoconsumi sono ammontati a 14,1 G(m³), anch'essi in aumento (7,2%). I gruppi industriali che nel 2016 risultano avere una quota di tale mercato superiore al 5% sono 4, come nel 2015.

Diversamente dagli anni più recenti, nel 2016 il numero delle imprese che hanno operato nel **mercato all'ingrosso** non è aumentato, mentre è cresciuto il volume di gas che hanno complessivamente intermediato. Infatti, 193 venditori, sei in meno del 2015, hanno venduto complessivamente quasi 18 G(m³) in più del 2015. Anche nel 2016, come nel 2015, il livello di concentrazione di tale mercato è diminuito; in pratica, se si esclude la lieve risalita registrata nel 2014, la concentrazione del mercato all'ingrosso risulta in costante discesa. Nel 2016 la quota delle prime tre società (Eni, Eni Trading & Shipping ed Enel Trade) è scesa al 30,8% dal 31,4% calcolato nel 2015. Parimenti, è diminuita dal 46,1% al 45,6% anche la quota cumulata delle prime cinque imprese: le tre già citate più Engie Global Markets ed Edison. Ovviamente anche l'indice HHI

calcolato sul solo mercato all'ingrosso è calato rispetto al 2015, da 560 a 525. Nel 2016 il prezzo mediamente praticato nel mercato all'ingrosso è stato di 18,98 c€/m³, più elevato rispetto ai 16,75 c€/m³ del PSV (il dato è di fonte Platts), ma in forte diminuzione (-24,7%) rispetto al valore osservato nel 2015, pari a 25,22 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 settembre 2015 è possibile registrare al PSV anche i contratti gestiti dalle 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. Con la piena attuazione al Regolamento europeo del bilanciamento, sono state sospese le attività sulla PB-GAS a partire dall'1 ottobre 2016, in favore di un sistema di bilanciamento che mette in competizione, nel corso del giorno, tutte le risorse flessibili disponibili quali lo stoccaggio, l'importazione o la rigassificazione del GNL. Oltre agli esistenti MGP-GAS e MI-GAS, l'1 ottobre 2016 sono stati attivati due nuovi mercati di prodotti *spot* utili ai fini di bilanciamento: il Mercato del gas in stoccaggio (MGS) e il Mercato dei prodotti *locational* (MPL), che si svolge secondo le modalità della negoziazione ad asta e unicamente su richiesta di Snam Rete Gas. Su tale mercato Snam Rete Gas si approvvigiona dagli utenti abilitati per i quantitativi di gas necessari per gestire esigenze fisiche localizzate all'interno della zona di bilanciamento o eventuali scostamenti previsti tra immissioni e prelievi complessivi della rete.

Nell'ambito dei **mercati gas gestiti dal GME**, nel 2016 sono stati scambiati volumi complessivi per 47,5 TWh, in linea con quanto registrato nel 2015 (-3%). Si osserva, tuttavia, una profonda variazione nella ripartizione di tali volumi sulle diverse piattaforme a partire dall'ultimo trimestre dell'anno, coincidente con l'attuazione del nuovo sistema di bilanciamento gas. In particolare, alla riduzione dei volumi sulle piattaforme di bilanciamento G+1 e G-1, attive fino al terzo trimestre 2016, ha corrisposto un netto incremento degli scambi nell'ultimo trimestre sulle piattaforme MI-GAS, MGP-GAS e sul neonato comparto MGS. L'avvio del nuovo mercato di bilanciamento ha, inoltre, ripristinato le contrattazioni sull'MGP-GAS, inattivo dal 2013. Anche sull'MI-GAS l'aumento della liquidità è stato decisamente rilevante.

I risultati provvisori dell'Indagine sui settori dell'energia elettrica e del gas, condotta annualmente dall'Autorità, evidenziano che nel 2016 sono stati venduti al **mercato finale** 57,4 G(m³) cui vanno aggiunti 152 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali risulta pari a 57,5 G(m³), con una crescita di 3,5 miliardi rispetto al 2015. Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero dello sviluppo economico menzionato sopra, occorre tuttavia considerare i volumi relativi agli autoconsumi, oltre 14 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 71,65 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 70,9 G(m³) di fonte ministeriale. Le due fonti classificano i volumi di gas movimentati nell'anno in maniera diversa. La voce degli autoconsumi risulta piuttosto aumentata rispetto al 2015: del 7% circa in termini di volumi e del 28% in termini di punti di prelievo. Tale voce possiede una fortissima incidenza nella generazione elettrica (l'88,5% degli autoconsumi appartiene, infatti, a questo settore). La risalita dei consumi finali, che emerge significativa tanto nei dati che emergono dall'Indagine annuale, quanto in quelli ministeriali, appare strettamente legata alla crescita dei settori produttivi, mentre nel 2016 i consumi civili hanno subito un lieve calo.

La significativa crescita delle vendite sul mercato finale si è accompagnata, come di consueto, all'incremento (+15 unità) del **numero di venditori** attivi in questo segmento della filiera: dai 378 operatori presenti nel 2015, è salito infatti a 393. Permane quindi il trend di ascesa, osservato anche nel mercato dell'energia elettrica, nel numero dei venditori. Il 9,9% (vale a dire 39 soggetti) dei 393 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale serve clienti in tutto il territorio

nazionale; il 63,4% delle imprese (249) ha venduto energia elettrica in un numero di regioni compreso tra 6 e 18; le restanti 105 imprese (il 26,7%) 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%, nel 2015 erano l'8,4%). La composizione societaria del capitale sociale dei venditori di gas mostra una scarsa presenza straniera: solo 11 società (sulle 386 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 2016 il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale, in costante diminuzione da anni, è tornato lievemente a crescere rispetto al 2015. I primi tre gruppi controllano il 47,5%, mentre l'anno precedente la quota era pari al 44,9%. Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 55,2% (contro il 53% del 2015). L'indice di HHI calcolato sul mercato della è risultato pari a 881, stabile quindi rispetto a quello del 2015, che era pari a 882. Inoltre, nel 2016 il peso del gruppo Eni si è ridotto quasi di due punti e mezzo rispetto al 2015 e la distanza con Edison, tornato il secondo gruppo (nel 2015 era in terza posizione, dietro a Enel), si è notevolmente accorciata, essendo scesa a 6,8 punti percentuali contro i 13,1 del 2015.

Complessivamente i quantitativi di gas sono aumentati rispetto all'anno precedente su ogni settore, con l'eccezione del domestico. Il 2016 è stato leggermente più caldo del 2015, per questo è mancata la spinta sui consumi civili che infatti evidenziano una discesa del settore domestico del 2,4% e dei consumi dei condomini con uso domestico che calano del 3,6%. Il settore del commercio e servizi evidenzia un lieve incremento, pari al 2,4%, e le attività di servizio pubblico salgono del 5,8%. Una elevata crescita emerge anche nei consumi della generazione termoelettrica (17,4%), favorita dai bassi prezzi del gas, e nell'ultima parte dell'anno, spinta da un maggior fabbisogno di gas per sostituire le minori importazioni di elettricità dalla Francia. La lieve ripresa del settore manifatturiero ha fatto risalire i consumi industriali del 5,4%. I tassi di variazione appena visti migliorano, con l'eccezione dei condomini e del settore industriale, se si considerano le sole vendite effettuate sul **mercato libero**, risultano del 12,5% più elevati rispetto al 2015, quelli al terziario mostrano una variazione del 2,7%, quelli del termoelettrico risultano crescere del 29,3%, così come il venduto alle attività di servizio pubblico sale del 6,1%. 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 (+11,7%), che segue quelli già notevoli registrati negli anni scorsi (+1,4 milioni nel 2013, +1,3 milioni nel 2014 e + 1 milione nel 2015). Nel 2016 il mercato libero ha registrato invece una sensibile perdita, tanto di clienti (-23,4%), quanto di volumi (-11,4%), relativamente ai condomini con uso domestico che invece nel mercato tutelato sono cresciuti in modo speculare (+53,4% i clienti e +21,4% i volumi).

Il quadro cambia completamente se, invece, si osservano i dati del **mercato tutelato**, dove si registrano perdite in termini sia di clienti sia di volumi, con l'eccezione dei condomini. Questo perché si vanno completando 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 67%, quella del mercato tutelato è del 13%, mentre il 20% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto (e si escludono, quindi, gli autoconsumi), l'83,4% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 16,6% sul mercato tutelato. In termini di clienti, invece, il 58,2% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 41,8% acquista nel mercato libero.

Anche nel settore gas, come si è già descritto per l'elettrico, l'*Indagine annuale* ha sottoposto ai venditori di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità, le tipologie e le modalità di offerta che le imprese mettono a disposizione dei clienti che hanno scelto di rifornirsi nel mercato

libero. Tenendo conto della dovuta cautela che occorre nell'interpretazione dei risultati, è emerso che: la media delle offerte commerciali che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti è risultata pari a 8 per la clientela, a 7 per i condomini con uso domestico e a 26 per la clientela non domestica. Delle 8 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4 sono acquistabili solo on line, ma tale tipologia non sembra aver riscontrato, per ora, un grande interesse parte delle famiglie, che l'hanno scelta solo nel 15,3% dei casi. Circa la tipologia di prezzo preferita, è risultato che l'68,8% delle famiglie ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo bloccato (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre il 31,2% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso.

La percentuale di **switching**, cioè del numero di clienti che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2016, è risultata complessivamente pari al 6,6%, ovvero al 50,8% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio. I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2016 si confermano ancora non particolarmente elevati ma stabili o in aumento da diversi anni.

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2016 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 33,8 c€/m³. Tale prezzo nel 2015 era risultato pari a 38,9 c€/m³. La diminuzione coinvolge in misura significativa (circa 4 c€/m³) tutte le categorie dimensionali di clienti. La classe che ha presentato il maggiore decremento, in termini sia assoluti (-4,7 c€/m³) sia relativi (circa il 18%), è quella riguardante i consumi superiori a 20 milioni di metri cubi. 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 23,5 a 30 c€/m³.

I reclami, le segnalazioni e le richieste di informazioni relative al settore gas sono state 13.522 (circa il 34%). Rispetto al 2015, il numero di comunicazioni ha quindi subito una lievissima 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, il *bonus*, il mercato e i contratti.

Tutela dei consumatori

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. Nel 2015 l'Autorità ha quindi adeguato 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. Il codice di condotta commerciale è stato modificato anche nel 2016 nella parte che riguarda gli **obblighi informativi a carico dei venditori**. In particolare è stato disposto che i clienti siano informati della possibilità di accedere alle procedure di conciliazione gratuite e, limitatamente ai domestici, sia indicato loro l'elenco degli organismi a ciò autorizzati. Tali informazioni devono essere fornite attraverso i contratti, il sito web del venditore o le risposte di quest'ultimo ai reclami. Le risposte ai reclami devono anche indicare l'indennizzo automatico eventualmente spettante al cliente.

Nel 2015, l'Autorità ha stabilito solo per il settore elettrico che dal 1° giugno 2016 tutte le operazioni per passare a un nuovo venditore venissero svolte in modo centralizzato attraverso il Sistema Informativo Integrato (SII), la banca dati nazionale avviata per rendere più trasparente ed efficiente lo scambio di informazioni tra gli operatori del settore. Da quella data 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. Nell'aprile 2016 l'Autorità ha adottato ulteriori disposizioni funzionali all'attuazione di tale riforma nel settore elettrico e alla riduzione delle tempistiche per l'esecuzione dello *switching* nel settore gas.

In tema di **protezione dei consumatori** del settore elettrico, nel 2015 l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione di un percorso di riforma (c.d. *Roadmap*) con l'obiettivo generale di sviluppo di un mercato efficiente della vendita di energia elettrica al dettaglio, attraverso il consolidamento della fornitura del mercato libero, quale modalità ordinaria di approvvigionamento anche per i clienti di piccole dimensioni (clienti domestici e piccole imprese). In ossequio al principio di proporzionalità, gli interventi sono stati calibrati per tenere conto dell'effettiva capacità dei clienti di piccole dimensioni di valutare le offerte presenti sul mercato e l'evoluzione di tale capacità nel tempo.

L'intervento dell'Autorità ha, pertanto, seguito due linee di intervento. La prima ha previsto la riforma del servizio di maggior tutela, al fine di renderlo via via più coerente con il ruolo di servizio universale che esso è destinato ad assumere, con l'affermazione del mercato quale unica normale modalità di approvvigionamento di energia elettrica per la generalità dei clienti. Ciò ha richiesto di rivalutare, tra l'altro, le modalità di determinazione delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela, in particolare per quanto riguarda i corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento⁹ e dei costi di commercializzazione, per i quali è ragionevole attendersi – una volta che il servizio di maggior tutela si evolva, assumendo la connotazione di servizio universale utilizzato da un numero sempre più limitato di clienti – che i valori unitari per cliente aumentino rispetto a quelli attuali, allontanandosi dalle condizioni di prezzo cui i clienti hanno normalmente accesso approvvigionandosi sul mercato libero.

La seconda linea di intervento è finalizzata a supportare la maturazione del mercato *retail* nel segmento dei clienti di piccole dimensioni, facilitando l'accesso di tale clientela al mercato, attraverso un'evoluzione dei meccanismi di tutela "guidata e vigilata" dall'Autorità, con il superamento dell'attuale alternanza tra il servizio di maggior tutela e il mercato libero; vanno in questa direzione due iniziative:

- l'introduzione della *Tutela SIMILE*, cioè di un contratto a disposizione dei clienti finali, reso disponibile da alcuni venditori che rispettino alcuni requisiti minimi e che volontariamente aderiscono all'iniziativa, simile ad una fornitura del mercato libero, vale a dire con condizioni fissate dall'Autorità, ad esclusione di quelle di prezzo;
- l'esposizione degli orientamenti su offerte a prezzo libero a condizioni contrattuali equiparate a quelle di tutela, cioè le future offerte PLACET, che i venditori dovranno obbligatoriamente offrire ai clienti finali.

⁹ Tali costi sono determinati dall'Autorità al termine di ciascun trimestre per il trimestre successivo e, dunque, necessariamente basati sulle stime dei costi di approvvigionamento da parte dell'Acquirente unico, inclusi delle eventuali coperture contro la volatilità dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica.

A conclusione di un progetto orientato alla semplificazione e a una maggiore flessibilità e trasparenza, l'1 gennaio 2016 è entrata in vigore la **Bolletta 2.0**, le cui caratteristiche sono state esposte nell'*Annual Report* dello scorso anno. Nel corso del 2016 l'Autorità ha portato a compimento il processo avviato in merito alla fatturazione dei consumi ai clienti finali del mercato *retail* di energia elettrica e di gas naturale, anche in esito alle criticità emerse in materia.

L'Autorità è intervenuta dapprima per disciplinare la **fattura di chiusura**, che contabilizza i consumi effettuati fino all'ultimo giorno del rapporto contrattuale, nei casi in cui il rapporto stesso finisce; successivamente ha disciplinato le **fatture di periodo**, emesse nel corso del rapporto contrattuale tra venditore e cliente finale. Con quest'ultimo provvedimento l'Autorità ha approvato il *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in materia di fatturazione del servizio di vendita al dettaglio per i clienti di energia elettrica e di gas naturale* (TIF). Con il TIF, l'Autorità ha inteso definire un testo unico contenente tutte le disposizioni relative alla fatturazione di vendita al dettaglio, che i venditori sono tenuti a rispettare nell'ambito dei contratti con i propri clienti finali nei regimi di tutela e/o nel mercato libero e nell'ambito dei contratti in regime di *Tutela SIMILE*.

In merito alla c.d. "**fatturazione di periodo**", il TIF definisce, per ciascun settore e per ciascuna tipologia di cliente, la frequenza di emissione delle fatture ordinarie, prevedendo al contempo che il venditore del mercato libero possa modificarla ma solo in aumento. Inoltre, è stato introdotto un vincolo temporale all'emissione della fattura, pari a 45 giorni dall'ultimo giorno di consumo addebitato in fattura, vincolo che nel mercato libero può essere differente. In analogia con quanto disposto per le fatture di chiusura, anche per la fatturazione di periodo è previsto l'obbligo per il venditore di rispettare un determinato ordine di priorità nell'utilizzo dei dati di misura nelle fatture, in modo da ridurre al minimo lo scostamento tra i consumi effettivi e i consumi stimati. Il venditore dovrà, comunque, emettere una fattura basata su consumi effettivi almeno una volta l'anno e potrà fatturare i consumi successivi alla data di emissione della fattura solo a condizione che sia garantita un'adeguata informazione al cliente finale. È stato incentivato l'utilizzo dell'autolettura per i clienti di entrambi i settori che non dispongono di misuratori abilitati alla telelettura, introducendo l'obbligo per tutti i venditori di acquisirla e prevedendo specifiche modalità affinché il cliente finale sia messo al corrente dell'opportunità di ricorrere alla medesima.

L'Autorità ha inoltre previsto, a favore del cliente, nuovi indennizzi:

- in capo ai venditori, in caso di emissione della fattura di periodo oltre il termine di 45 giorni dall'ultimo giorno di consumo addebitato in fattura;
- in capo ai distributori, nel caso in cui i dati di misura siano stati stimati per due mesi consecutivi a clienti con misuratori telegestiti.

Insieme al TIF l'Autorità ha introdotto obblighi specifici in materia di misura e di **rateizzazione**. Gli obblighi suddetti e il TIF sono entrati in vigore l'1 gennaio 2017, ad eccezione di alcune disposizioni per le quali è prevista una diversa tempistica.

Per la **gestione delle controversie** in Italia è attivo 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. 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.

La fase sperimentale del Servizio conciliazione si è conclusa il 31 dicembre 2015. Pertanto alla fine del 2015 l'Autorità ne ha stabilito la continuità per l'anno 2016 e, al contempo, ha approvato un progetto triennale, con operatività a decorrere dall'1 gennaio 2017, per la continuazione di tale servizio che, rispetto alla fase precedente, ha visto un mutamento di scenario legato all'implementazione dell'obbligatorietà del tentativo di conciliazione.

Dall'avvio operativo (1 aprile 2013) al 31 dicembre 2016, il Servizio conciliazione ha ricevuto un totale di 7.943 richieste di attivazione. Nel 2016 il principale canale di accesso è stato quello delle associazioni dei clienti finali domestici (59%). Al canale degli altri delegati, diversi dalle associazioni, è riconducibile il 28% di richieste; il cliente finale ha attivato direttamente il Servizio conciliazione nel 13% dei casi. La maggior parte di richieste di attivazione del Servizio conciliazione ha riguardato clienti finali domestici e il settore dell'energia elettrica. Il 72% delle richieste di attivazione del Servizio conciliazione ha avuto come 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. L'82% delle controversie azionate 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 (20%) sono principalmente riconducibili alla non avvenuta trasmissione della documentazione da allegare alla richiesta di attivazione e al mancato rispetto delle tempistiche procedurali. Nell'1% dei casi vi è stata la rinuncia all'azione.

L'adesione dell'operatore (esercente la vendita o distributore) alla procedura attivata dal proprio cliente è avvenuta su base volontaria sino al 30 giugno 2015, mentre dopo tale data partecipazione è diventata obbligatoria per gli esercenti la maggior tutela elettrica e i distributori di entrambi i settori. Al 31 dicembre 2016 l'adesione dell'operatore è avvenuta nel 69% dei casi: in tale ambito le controversie con esito positivo sono l'80% di quelle concluse.

Con l'approvazione del nuovo art. 141, comma 6, lettera c), del Codice del consumo – che ha aggiornato l'art. 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95, attribuendo all'Autorità il potere di regolamentare, con propri provvedimenti, le modalità di svolgimento della procedura di risoluzione extragiudiziale delle controversie – il tentativo di conciliazione è divenuto condizione di

procedibilità dell'azione proposta innanzi all'Autorità giudiziaria per le controversie insorte nei settori regolati¹⁰.

Nel 2016 l'Autorità ha dato attuazione a tale normativa con l'approvazione di un Testo Integrato Conciliazioni (TICO), che ha introdotto una **procedura per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione presso il Servizio conciliazione** e ha individuato le procedure alternative esperibili. Il TICO ha incorporato la precedente disciplina, i cui effetti sono cessati l'1 gennaio 2017, salvo che per le domande di conciliazione presentate entro il 31 dicembre 2016 e fino alla loro conclusione. Il TICO, operativo dall'1 gennaio 2017 per i settori dell'energia elettrica e del gas, si applica alle controversie insorte fra i clienti finali di energia elettrica alimentati in bassa e/o media tensione e i clienti finali di gas naturale, nonché i clienti finali di gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane alimentati in bassa pressione, domestici e non domestici, ivi inclusi i *prosumers* (produttori e consumatori di energia elettrica) e gli operatori – venditori e distributori – e, limitatamente al *prosumer*, anche il GSE. Lo svolgimento del tentativo obbligatorio di conciliazione non preclude, in ogni caso, la concessione dei provvedimenti giudiziali urgenti e cautelari.

L'Autorità ha esteso l'obbligo di partecipare al tentativo di conciliazione a tutti gli operatori (con l'eccezione dei fornitori di ultima istanza), che fino al 31 dicembre 2016 valeva per i soli esercenti la maggior tutela per l'energia elettrica, i distributori di energia elettrica e gas e il GSE (per le controversie attinenti al ritiro dedicato o allo scambio sul posto) e limitando tale obbligo partecipativo al primo incontro. L'eventuale inadempimento di tale obbligo è sanzionabile dalla stessa Autorità ai sensi della normativa vigente. La condizione di procedibilità per l'azione giudiziale si considera avverata se il primo incontro presso il Servizio conciliazione si conclude senza accordo, ivi inclusi i casi di mancata comparizione della controparte.

I conciliatori devono essere in possesso di specifici requisiti e devono garantire la terzietà, anche mediante il rispetto di uno specifico codice deontologico.

A seguito dell'entrata in vigore del TICO, è stata aggiornata la pagina del sito internet dell'Autorità che presenta le procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie. L'aggiornamento ha riguardato, fra l'altro, il tutorial e le FAQ, disponibili anche in lingua inglese. I dati sul Servizio conciliazione vengono aggiornati semestralmente. È inoltre presente un apposito *alert* sull'obbligatorietà del tentativo di conciliazione quale condizione di procedibilità dell'azione giudiziale per le controversie nei settori regolati dall'Autorità. È stata inoltre creata una pagina web dedicata alle Camere di commercio aderenti alla convenzione sottoscritta dall'Autorità e Unioncamere e, per i clienti finali domestici, anche agli organismi ADR.

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.

¹⁰ Il decreto legislativo n. 130/15 ha dato attuazione nell'ordinamento italiano alla direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013, sull'ADR per i consumatori, che modifica il regolamento (CE) 2006/2004 e la direttiva 2009/22/CE (direttiva sull'ADR per i consumatori).

3 IL MERCATO ELETTRICO

3.1 Regolamentazione delle infrastrutture

3.1.1 Unbundling

L'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha emanato¹¹ nel 2015 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. Tra le novità introdotte dal nuovo TIUF¹² vi è 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.

Nel 2016 l'Autorità¹³ ha prorogato all'1 gennaio 2017 il termine per l'adempimento dell'obbligo di separazione delle politiche di comunicazione e del marchio per le imprese che svolgono l'attività di vendita dell'energia elettrica ai clienti finali. La proroga si è resa necessaria in vista dell'approvazione del c.d. "DDL concorrenza" (descritto nel sommario), che delinea il nuovo assetto del mercato della vendita dell'energia elettrica, al fine di consentire un adeguato coordinamento tra il nuovo quadro normativo e la regolazione degli obblighi di separazione delle politiche di comunicazione e del marchio (*debranding*), con modalità idonee a contemperare le esigenze pro-concorrenziali, tenuto conto del principio di equilibrio economico-finanziario delle imprese alle quali si applicano tali disposizioni.

Certificazione del gestore del sistema di trasmissione

L'Autorità ha archiviato il procedimento¹⁴ per la ricertificazione di Terna, in qualità di gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica. Il procedimento di ricertificazione era stato avviato¹⁵ alla luce dell'avvenuta modifica dell'assetto proprietario della società a seguito della cessione della partecipazione di Cassa depositi e prestiti a soggetti di diritto estero e a un gruppo di investitori istituzionali italiani. A seguito di opportuni approfondimenti istruttori, l'Autorità ha appurato l'insussistenza dei presupposti necessari per dare impulso a una nuova procedura di certificazione ai sensi dell'art. 10 e 11 della direttiva 2009/73/CE e dell'art. 3, paragrafo 1, del regolamento (CE) 715/2009.

¹¹ Delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com.

¹² Che sostituisce la previgente disciplina contenuta nella delibera 18 gennaio 2007, n. 11.

¹³ Con la delibera 22 giugno 2016, 327/2016/R/eel.

¹⁴ Delibera 16 giugno 2016, 318/2016/R/gas.

¹⁵ Con la delibera 29 gennaio 2015, 20/2015/R/com.

3.1.2 Regolamentazione tecnica

Servizi di dispacciamento

Interventi sulla sottoscrizione e risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto a completamento della riforma del processo di switching

A completamento della riforma del processo di *switching* gestito nell'ambito del Sistema informativo integrato (SII), cioè la banca dati nazionale avviata per rendere più trasparente ed efficiente lo scambio di informazioni tra gli operatori del settore, l'Autorità¹⁶ ha adottato alcune disposizioni atte a consentire l'operatività dell'utente del dispacciamento in tale nuovo contesto regolatorio, razionalizzando il processo di sottoscrizione dei contratti di dispacciamento e di trasporto, nonché le modalità di gestione delle eventuali risoluzioni dei medesimi, in caso di inadempimento dell'utente. L'Autorità ha, dunque, trasferito al SII le attività e gli obblighi informativi precedentemente attribuiti alle imprese distributrici, introducendo le seguenti novità:

- in quanto nuovo responsabile del processo di *switching*, il SII è tenuto ad adempiere agli obblighi informativi e di verifica relativi alla contestuale sussistenza e alla corretta esecuzione dei contratti di dispacciamento e di trasporto¹⁷. Tra questi, vi è l'obbligo di comunicare a Terna le informazioni funzionali all'aggiornamento del Registro delle unità di consumo (RUC);
- Terna e le imprese distributrici sono, conseguentemente, tenute a notificare tempestivamente al SII la sottoscrizione dei contratti di dispacciamento e di trasporto;
- Terna deve inoltre quantificare le garanzie per l'accesso al servizio di dispacciamento di ciascun nuovo utente. A tal fine, nell'ambito dell'istanza di accreditamento al SII, l'utente stesso deve dichiarare¹⁸ la propria migliore stima del dato di potenza media annua relativa ai punti di prelievo che saranno serviti nel primo mese di validità del contratto di dispacciamento e il SII trasmette tale informazione a Terna. Ai fini dell'ammissibilità di una richiesta di *switching*, sono state aggiunte altre condizioni a quelle già previste¹⁹, funzionali alla verifica della capienza delle garanzie prestate dall'utente a Terna;
- in un'ottica di centralizzazione del processo di *switching*, sono riformulati gli obblighi informativi²⁰, in caso di risoluzione dei contratti di dispacciamento e di trasporto per inadempimento dell'utente²¹. Ciò anche per migliorare la tempestività delle comunicazioni stes verso i soggetti interessati, nonché verso i clienti finali, controparti degli utenti del dispacciamento inadempienti;
- nelle more dell'implementazione del processo di *switching* infra mese, e quindi transitoriamente, per i clienti finali che in assenza di un nuovo contratto sul mercato libero verrebbero serviti nel servizio di salvaguardia, è previsto che, in caso di risoluzione del contratto di dispacciamento o di trasporto per inadempimento dell'utente, la data di

¹⁶ Delibera 25 febbraio 2016, 73/2016/R/eel.

¹⁷ Obblighi disciplinati con la delibera 9 giugno 2006, 111/06.

¹⁸ Come disciplinato della delibera 18 aprile 2013, 166/2013/R/eel.

¹⁹ Dalla delibera 487/2015/R/eel.

²⁰ Ci si riferisce agli obblighi disciplinati nell'ambito del *Testo integrato morosità elettrica* (TIMOE), di cui all'Allegato A alla delibera 29 maggio 2015, 258/2015.

²¹ In particolare, è stabilito che le comunicazioni di cui agli artt. 19 e 20 del TIMOE siano effettuate e gestite dal SII.

attivazione del servizio sia fissata in modo da lasciare un periodo di tempo congruo per trovare un nuovo venditore.

Nuova regolazione dell'attività di aggregazione delle misure dei prelievi ai fini del settlement

Con lo scopo di ottimizzare i processi di interazione tra i vari soggetti operanti nel sistema elettrico, l'Autorità ha disposto²² l'attribuzione al SII anche dell'attività di aggregazione delle misure dei prelievi ai fini del *settlement*, con riferimento ai punti di prelievo di energia elettrica trattati su base oraria. Tale attività, la cui responsabilità complessiva è ora posta in capo a Terna, veniva precedentemente svolta dalle imprese distributrici.

In particolare, la nuova disciplina prevede che Terna si avvalga del SII, in relazione sia alle attività inerenti alle sessioni di *settlement* mensile sia alle attività inerenti alle rettifiche dei dati di misura nell'ambito delle sessioni semestrali di conguaglio.

Le disposizioni introdotte hanno consentito l'eliminazione del corrispettivo versato dagli utenti del dispacciamento per l'attività di aggregazione delle misure, nonché della correlata regolazione incentivante e dell'indennizzo a carico delle imprese distributrici, in caso di incoerenza tra le curve orarie inviate agli utenti del dispacciamento e le curve orarie aggregate trasmesse a Terna.

Contestualmente all'attribuzione al SII dell'attività di aggregazione, è stato perfezionato il *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica (TIME)*²³, con l'inserimento delle disposizioni relative alla contestuale messa a disposizione agli utenti e al SII dei dati di misura riferiti ai punti di prelievo trattati orari, nonché delle relative rettifiche.

Tali disposizioni sono state precedute da una fase di sperimentazione iniziata nel 2015, che ha consentito il collaudo e l'ottimizzazione del processo di messa a disposizione dei dati al SII. A partire dal 2016 la sperimentazione è stata estesa anche ai dati di misura relativi ai punti di prelievo non trattati su base oraria.

Disciplina dei contratti di dispacciamento e di trasporto

L'Autorità ha approvato²⁴ gli interventi in materia di risoluzione dei contratti di dispacciamento e di trasporto, per inadempimento del relativo utente e di attivazione dei servizi di ultima istanza nel settore elettrico.

Il provvedimento, che segue un'apposita consultazione²⁵, persegue l'obiettivo di ridurre le tempistiche necessarie alla risoluzione di tali contratti e, conseguentemente, il periodo di permanenza dei clienti finali nei servizi di ultima istanza – qualora attivati – tenendo altresì conto della necessità di contenere l'aggravio delle procedure sia di *switching* già in essere sia di *settlement*. In particolare, il provvedimento stabilisce che:

- il gestore del SII è tenuto ad inviare la comunicazione standard ai clienti finali nei due giorni lavorativi successivi alla comunicazione della risoluzione contrattuale. Il gestore dovrà poi presentare un'apposita relazione illustrativa in merito alle modalità di esecuzione dell'attività, unitamente al testo della comunicazione inviata al cliente;

²² Delibera 28 giugno 2016, 358/2016/R/eel.

²³ Allegato B alla delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel.

²⁴ Delibera 6 ottobre 2016, 553/2016/R/eel.

²⁵ Documento per la consultazione 28 luglio 2016, 446/2016/R/eel.

- i clienti finali hanno sette giorni lavorativi per evitare l'attivazione dei servizi; nel caso i medesimi venissero attivati, verrebbe riconosciuta ai clienti finali la possibilità di uscire da detti servizi non appena trovato un nuovo fornitore nel mercato libero, in deroga alle ordinarie tempistiche di *switching*.

In conseguenza di tali interventi, e in considerazione delle tempistiche previste nel caso l'utente del dispacciamento intenda avvalersi della facoltà di revoca²⁶, il tempo complessivo di risoluzione contrattuale è pari a 17 giorni lavorativi.

In tema di *settlement*, è stato disposto²⁷ che, ai fini della determinazione dell'energia elettrica attribuita a ciascun utente del dispacciamento nell'ambito delle attività di *settlement* mensile (compresa l'energia attribuita convenzionalmente ai punti di illuminazione pubblica), Terna consideri la corretta ripartizione dei quantitativi di energia elettrica dei punti di prelievo interessati dalla risoluzione, a seguito dell'attivazione dei servizi o di uno *switching* con decorrenza diversa dal primo giorno del mese.

Approvvigionamento a termine di risorse per il dispacciamento

L'Autorità ha approvato²⁸ la proposta di Terna per la stipula di contratti di approvvigionamento a termine di riserva terziaria in Sardegna. La proposta, elaborata secondo i criteri e le modalità indicati dall'Autorità, è stata delineata con l'obiettivo di mantenere a un livello sufficiente i margini di sicurezza del sistema elettrico regionale, riducendo e stabilizzando gli oneri connessi al menzionato servizio.

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

L'Autorità²⁹ ha approvato la proposta trasmessa da Terna sul 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 2017.

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 (PUN). Introdotto nel 2010, il CCP è uno strumento di copertura dal 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 2017 presenta, rispetto a quello in vigore per l'anno 2016, le seguenti innovazioni:

- la revisione, in ottica cautelativa, del meccanismo di stima dei limiti di transito utilizzati nelle procedure concorsuali per l'assegnazione di CCC e CCP, consentendo a Terna di effettuare opportune valutazioni circa le indisponibilità degli elementi di rete che possono far variare in maniera significativa i valori della capacità di transito tra zone;
- la precisazione che, se in corso d'anno intervenissero variazioni della capacità produttiva nella disponibilità di un assegnatario tali da rendere la quantità di CCC e/o CCP assegnata allo stesso

²⁶ Come stabilito dall'art. 6, comma 6.3, del Testo integrato morosità elettrica (TIMOE).

²⁷ Delibera 6 ottobre 2016, 553/2016/R/eel.

²⁸ Delibera 22 giugno 2016, 326/2016/R/eel.

²⁹ Delibera 4 novembre 2016, 631/2016/R/eel.

in una o più zone superiore alla capacità produttiva dell'operatore nelle medesime zone, Terna procederebbe a revocare l'assegnazione fino a concorrenza del valore di capacità produttiva aggiornata, con conseguente decadenza dell'assegnatario dai diritti e dagli obblighi connessi all'assegnazione per la quantità oggetto della revoca, a partire dalla data della variazione.

Prima fase della riforma del Mercato per il servizio di dispacciamento

Nel giugno 2016, l'Autorità ha delineato³⁰ gli orientamenti in merito alla prima fase della riforma organica della disciplina del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica. Scopo primario è quello di aprire l'MSD (Mercato del servizio di dispacciamento) alla partecipazione della domanda e delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

A tal fine, il documento per la consultazione ha proposto che Terna proceda ad aggiornare il proprio Codice di rete, con l'obiettivo di introdurre:

- le unità di produzione/consumo virtuali abilitate (UVA). Dette unità sono da intendersi come aggregati di singoli punti di immissione/prelievo localizzati nel medesimo perimetro geografico rilevante ai fini dell'MSD; possono essere inserite nelle UVA solo le unità di produzione di taglia inferiore ai 10 MVA, mentre le unità di produzione di taglia superiore (unità rilevanti) dovranno partecipare ai mercati in modo indipendente l'una dall'altra;
- i requisiti tecnici che ciascuna UVA e ciascuna unità di produzione rilevante in modo autonomo dovranno rispettare per consentire l'integrazione nei sistemi di dispacciamento di Terna;
- le performance minime, in termini di fornitura delle risorse di dispacciamento, che ciascuna UVA e ciascuna unità di produzione rilevante in modo autonomo dovranno garantire ai fini dell'ottenimento dell'abilitazione al mercato.

Nella prima fase l'Autorità ha proposto di mantenere aggregati separati per immissione e prelievo. Sono escluse dalla prima fase della riforma tutte le unità di consumo e le unità di produzione non trattate su base oraria, in quanto la partecipazione di utenze profilate risulterebbe oltremodo rischiosa per gli utenti del dispacciamento. Sono, altresì, escluse le unità di consumo che forniscono il servizio di interrompibilità del carico o di super interrompibilità in Sicilia e in Sardegna.

Inoltre, è prevista la coincidenza fra il soggetto fornitore dei servizi di dispacciamento (*Balancing service provider* – BSP) e il soggetto responsabile per la regolazione economica degli sbilanciamenti (*Balancing responsible party* – BRP); l'eventuale separazione di queste due figure è rinviata ad una fase successiva della riforma.

Per le unità di nuova abilitazione sono previste le medesime modalità di offerta attualmente in vigore per le unità sin d'ora abilitate alla partecipazione all'MSD, nonché l'applicazione della medesima disciplina per la regolazione economica degli sbilanciamenti effettivi (*dual pricing* a prezzo marginale).

In questa fase le imprese distributrici si limiteranno a interagire con Terna, segnalando eventuali criticità che potrebbero sorgere sulla rete di competenza, per effetto della definizione delle UVA,

³⁰ Documento per la consultazione 9 giugno 2016, 298/2016/R/eel

avendo altresì la possibilità di impedire l'inserimento, all'interno di una UVA, di una o più unità di produzione o di consumo localizzate sulla propria rete o di fissare dei limiti *ex ante* alla loro movimentazione. Una partecipazione più attiva delle imprese distributrici sarà valutata nelle fasi successive della riforma.

Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi

Dopo un articolato processo di consultazione³¹, l'Autorità ha aggiornato³² la disciplina degli sbilanciamenti effettivi, al fine di contrastare le strategie di programmazione non diligente nei confronti del sistema, adottate da numerosi utenti del dispacciamento in immissione e in prelievo, al fine di arbitrare fra i prezzi di sbilanciamento e i prezzi zonali o fra i prezzi zonali all'interno di ciascuna macrozona.

In particolare, con decorrenza 1 agosto 2016, è stata introdotta, per i punti di dispacciamento per unità di consumo e per i punti di dispacciamento per unità di produzione non rilevanti diverse da quelle alimentate dalle fonti rinnovabili non programmabili, una valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi basata su un sistema misto *single-dual pricing* così articolato:

- applicazione del *single pricing* (prezzo medio delle risorse attivate sull'MSD ai fini del bilanciamento) agli sbilanciamenti effettivi orari rientranti nella banda standard;
- applicazione del prezzo di sbilanciamento duale (prezzo zonale per sbilanciamenti effettivi discordi rispetto al segno dello sbilanciamento aggregato zonale e prezzo medio delle risorse attivate sull'MSD per gli sbilanciamenti effettivi concordi) agli sbilanciamenti effettivi orari eccedenti la banda standard.

La banda standard in prima applicazione per il periodo agosto-dicembre 2016 è stata fissata al 15% del programma vincolante in immissione/prelievo, come risultante dalle offerte accettate sull'MGP (Mercato del giorno prima) e sull'MI (mercato infragiornaliero).

L'Autorità ha altresì previsto³³ la riduzione della banda standard al 7,5% a partire da gennaio 2017 e l'estensione, sempre a partire da gennaio 2017, del sistema misto *single-dual pricing* anche ai punti di dispacciamento per unità di produzione non rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (da applicarsi in alternativa al sistema delle bande definito nel 2014³⁴).

L'Autorità ha successivamente introdotto³⁵ alcuni aggiustamenti alla disciplina degli sbilanciamenti effettivi per l'anno 2017, prevedendo:

- la proroga della banda standard pari al 15%;
- il mantenimento in essere della disciplina previgente per i punti di dispacciamento relativi ad unità di produzione non rilevanti alimentate dalle fonti rinnovabili non programmabili (*single pricing* in alternativa al sistema delle bande definite nel 2014³⁶).

³¹ Documenti per la consultazione 9 aprile 2015, 163/2015/R/eel, e 16 giugno 2016, 316/2016/R/eel.

³² Delibera 28 luglio 2016, 444/2016/R/eel.

³³ Medesima delibera 444/2016/R/eel.

³⁴ Delibera 23 ottobre 2014, 522/2014/R/eel.

³⁵ Delibera 28 dicembre 2016, 800/2016/R/eel.

³⁶ Delibera 522/2014/R/eel.

L'Autorità ha altresì modificato, a partire dal mese di maggio 2017, la modalità di determinazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale, passando ad un calcolo basato sulle misure effettive di immissione e prelievo anziché sulle movimentazioni disposte da Terna sull'MSD. L'obiettivo perseguito è quello di rendere il segno dello sbilanciamento aggregato zonale più aderente alla realtà fisica di ciascuna zona.

Nel contempo, l'Autorità ha attribuito a Terna il mandato di aggiornare il proprio Codice di rete, per introdurre una stima del segno dello sbilanciamento aggregato zonale da rendere disponibile agli operatori al più tardi entro il giorno successivo a quello di consegna, rispettando tempestivamente le disposizioni del regolamento (UE) 543/2013. L'entrata in vigore della nuova modalità di determinazione del segno è subordinata alla disponibilità della suddetta stima.

Con la nuova modalità di determinazione del segno più aderente alla realtà fisica di ciascuna zona, si riducono significativamente le possibilità di arbitraggio fra i prezzi zionali e i prezzi di sbilanciamento. Ciò consente, quindi, di sospendere, con l'entrata in vigore della nuova modalità di determinazione del segno, il sistema misto *single-dual pricing* per i punti di dispacciamento relativi alle unità di produzione non rilevanti diverse da quelle alimentate dalle fonti rinnovabili non programmabili. Il sistema misto continuerà, invece, a rimanere in vigore per le unità di consumo (per le quali sono significativi anche gli arbitraggi fra i prezzi zionali all'interno di ciascuna macrozona, che rimangono attuabili anche con la nuova modalità di determinazione del segno), pur con una banda standard pari al 30%, anziché al 15%.

Regolamentazione della sicurezza e affidabilità delle reti

Aggiornamento del Registro delle reti interne di utenza e proroga della data di entrata in vigore del Testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi

Con il termine "reti elettriche", l'attuale quadro normativo intende tutti quei sistemi elettrici a configurazione complessa in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o di produttori di energia elettrica. In tutti questi sistemi il trasporto di energia elettrica per la consegna ai clienti finali si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione.

Nell'ambito delle reti elettriche si possono distinguere due sottoinsiemi: le reti pubbliche³⁷, gestite dai soggetti titolari di una concessione di trasmissione (Terna) o di distribuzione di energia elettrica, e i Sistemi di distribuzione chiusi (SDC), reti elettriche private, gestite da soggetti diversi da Terna e dalle imprese distributrici, che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi in un luogo geograficamente limitato, al netto di particolari eccezioni espressamente previste dalla regolazione dell'Autorità, che non riforniscono clienti civili. A sua volta, l'insieme dei SDC si suddivide tra le Reti interne di utenza (RIU) definite dalla legge 23 luglio 2009, n. 99, e censite dall'Autorità con propri provvedimenti e gli altri SDC, denominati come Altri sistemi di autoproduzione (ASDC).

³⁷ L'insieme delle reti pubbliche si suddivide nelle reti utilizzate da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione e nelle reti di distribuzione.

Non rientrano, invece, tra le reti elettriche i sistemi semplici di produzione e consumo, che sono riconducibili ad uno schema semplificato caratterizzato da un unico punto di connessione, da un unico produttore di energia elettrica e da un unico cliente finale.

Sul tema, l'Autorità ha completato³⁸ il quadro definitorio e regolatorio in materia e ha aggiornato il Registro delle RIU.

Avvio della ricognizione delle cooperative storiche dotate di rete propria, delle cooperative esistenti dotate di rete propria e dei consorzi storici dotati di rete propria

L'Autorità ha avviato³⁹ la ricognizione per l'individuazione delle cooperative storiche dotate di rete propria⁴⁰, delle cooperative esistenti dotate di rete propria⁴¹ e dei consorzi storici dotati di rete propria⁴².

Nel dettaglio, il provvedimento ha stabilito che i gestori delle cooperative e dei consorzi inviino all'Autorità, entro il 30 giugno 2017, tutte le informazioni richieste, al fine di individuare quali sistemi possano essere inseriti nell'apposito registro.

Tempi di connessione alle reti

Il *Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura (TIQE)*⁴³ 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;

³⁸ Delibera 22 dicembre 2016, 788/2016/R/eel,

³⁹ Delibera 22 dicembre 2016, 787/2016/R/eel in attuazione di quanto stabilito dalla delibera 578/2013/R/eel, che aveva istituito il Registro delle cooperative storiche e il Registro dei consorzi storici

⁴⁰ Una cooperativa storica dotata di rete propria è ogni società cooperativa che produce e distribuisce l'energia elettrica di cui all'art. 4, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, e che ha nella propria disponibilità una rete per il trasporto e per la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci.

⁴¹ Una cooperativa storica esistente dotata di rete propria è una cooperativa dotata di rete propria esistente al 5 agosto 2010, che connette clienti non soci, operante nelle province autonome di Trento e di Bolzano, fino alla data di rilascio delle concessioni con le modalità previste dalla vigente normativa.

⁴² Un consorzio storico dotato di rete propria è un consorzio o una società consortile costituito per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente all'1 aprile 1999, che ha nella propria disponibilità una rete per il trasporto e la fornitura dell'energia elettrica ai propri soci.

⁴³ Approvato con la delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel.

- un tempo massimo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità pari a 1 giorno feriale.

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 dall'operatore di rete nazionale 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 clienti⁴⁴. 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 2016 Terna ha ricevuto 91 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 2,6 GW. A fronte di tali richieste, Terna ha messo a disposizione 54 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 43 giorni lavorativi. Nel 2016, infine, sono stati accettati 31 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione, corrispondenti a una potenza totale di circa 0,6 GW. Per due di questi, corrispondenti a 37 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione delle Soluzioni tecniche minime di dettaglio (STMD): per una di esse, corrispondente a 23 MW, la STMD è stata rilasciata, ma risulta non essere stata ancora accettata dal richiedente la connessione.

Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione, nel 2016 le imprese distributrici hanno ricevuto poco meno di 51.900 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di bassa e media tensione, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 1,7 GW, e, in relazione a esse, nello stesso anno hanno messo a disposizione poco meno di 47.200 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 1,3 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 15 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 32 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 42 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Circa 40.200 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 0,9 GW. Inoltre, in relazione alle richieste pervenute nel 2016,

⁴⁴ Si tratta di 10 imprese di distribuzione: AcegasApsAmga, Areti, Deval, e-distribuzione, Inrete, Ireti, Megareti, Set Distribuzione e Unareti ed Edyna. Edyna è l'unica società tra loro che non ha inviato i dati relativi alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica entro i tempi dovuti, pertanto i suoi dati non sono compresi nei risultati esposti nel testo.

sono state realizzate circa 30.750 connessioni, corrispondenti a circa 300 MW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 8 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici⁴⁵;
- 42 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi⁴⁶;

mentre i tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono pari a 8 giorni lavorativi.

Nel 2016 e-distribuzione è stata l'unica impresa distributrice che ha ricevuto 11 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di alta tensione, corrispondenti a una potenza totale di circa 86 MW; nello stesso anno e-distribuzione ha messo a disposizione tre preventivi, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 21 MW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 43 giorni lavorativi. Tutti e tre i preventivi messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2016; per uno di questi è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD (per una potenza di 2,5 MW), che è stata accettata, mentre la connessione non risulta attivata alla data del 31 dicembre 2016. Pertanto, nel 2016 non è stata effettuata alcuna connessione relativa alle richieste di connessione presentate nel medesimo anno.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi, nel 2016 (Tavola 3.1), i dati raccolti mostrano che sono state effettuate poco più di 262.000 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 8,5 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a 6,7 giorni lavorativi. Un po' più lungo e pari a 14,6 giorni lavorativi è il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione. Rispetto al 2015 i dati evidenziano un minor numero di richieste (lo scorso anno furono 305.921, cioè il 14% in più), ma una riduzione anche dei tempi di allacciamento. Poiché nel 2015 per ottenere una connessione passiva sulla rete in bassa o in media tensione sono risultati necessari mediamente 9,9 giorni lavorativi, quest'anno si è registrato un risparmio di 1,4 giorni lavorativi, il 14% di tempo in meno.

Ciascun distributore ha effettuato, in media, 1.971 connessioni nel corso dell'anno. Se escludiamo dal calcolo gli operatori che non hanno effettuato nemmeno una connessione (56 soggetti), risulta che il numero di connessioni mediamente effettuate da ciascun distributore nell'anno è pari a 3.405.

Nel 2016 Terna ha effettuato solo una connessione in alta e altissima tensione per un solo cliente passivo che aveva inviato la richiesta nel corso del 2014. 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 200 giorni lavorativi; quello per gli adempimenti a carico del cliente finale è stato di 447 giorni lavorativi.

⁴⁵ 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.

⁴⁶ 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.

Tavola 3.1 Numero di connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2016^(A)

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO CONNESSIONI	TEMPO MEDIO (GIORNI LAVORATIVI) ^(A)
Bassa tensione	260.991	6,7
Media tensione	1.215	14,6
TOTALE	262.206	8,5

(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

Continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Con riferimento ai dati di continuità del servizio 2015, l'Autorità ha pubblicato nel gennaio 2017, nel proprio sito internet, la quarta graduatoria nazionale delle imprese di distribuzione di energia elettrica in relazione al numero e alla durata delle interruzioni. Dai dati pubblicati si conferma che le famiglie e i piccoli consumatori di energia elettrica che beneficiano della migliore continuità del servizio si collocano prevalentemente nel Nord Italia, in aree urbane, e sono serviti da imprese di distribuzione con la maggior parte di rete interrata. Anche per i clienti industriali allacciati alla rete in media tensione, i dati evidenziano che il minor numero di interruzioni si verifica nelle province del Nord Italia.

In relazione alle previsioni del *Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023* (TIQE 2016-2023)⁴⁷ l'Autorità⁴⁸ ha individuato gli obiettivi di miglioramento annuo (livelli tendenziali) di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica per il periodo 2016-2023. Gli obiettivi di miglioramento riguardano la principale impresa di distribuzione di energia elettrica (e-distribuzione) e 28 altre imprese che servono almeno 15.000 utenti.

Infine, è stato istituito⁴⁹ un tavolo di lavoro sulla qualità del servizio, mirato all'approfondimento dei seguenti temi:

- resilienza del sistema elettrico;
- regolazione premi/penalità delle interruzioni senza preavviso di lunga durata, anche attribuite 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 alla rete in media tensione.

⁴⁷ Delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel.

⁴⁸ Delibera 1 dicembre 2016, 702/2016/R/eel.

⁴⁹ Determina 18 febbraio 2016, 6/2016 – DIUC, in attuazione del punto 3, lettera c), della delibera 646/2015/R/eel,

Resilienza del sistema elettrico

Particolare attenzione è stata posta alla resilienza del sistema elettrico, a seguito di eventi meteorologici severi ed estesi che causano interruzioni attribuibili in gran parte a causa di forza maggiore. L'Autorità ha posto le basi per valutare la sostenibilità regolatoria di meccanismi finalizzati a ridurre l'impatto determinato dal 'fuori servizio' di ampie porzioni di reti in alta e in media tensione, tra cui la predisposizione, per Terna e le imprese distributrici con più di 50.000 utenti, di Piani di lavoro volti all'incremento della resilienza del sistema elettrico. Tali Piani, che devono essere trasmessi all'Autorità entro il 31 marzo 2017⁵⁰, devono contenere una disamina tecnica e gli elementi di costo e di beneficio degli investimenti individuati, alla luce degli effetti degli eventi meteorologici severi e persistenti occorsi negli ultimi 15 anni.

In aggiunta, i temi trattati dal tavolo di lavoro hanno riguardato principalmente le modalità per il superamento delle criticità conseguenti alla rottura delle linee elettriche aeree, a causa della formazione di manicotti di ghiaccio in occasione di abbondanti nevicate, a fenomeni di allagamento degli impianti elettrici in aree urbane a causa di piogge violente, a fenomeni di surriscaldamento degli stessi impianti per via delle alte temperature estive, ad altre tipologie di criticità che rendono la rete elettrica vulnerabile. In esito a tali attività, grazie anche al contributo del Comitato elettrotecnico italiano (CEI), sono state sviluppate metodologie per l'individuazione delle porzioni delle reti di trasmissione e di distribuzione maggiormente critiche.

Sono state inoltre introdotte⁵¹ nuove disposizioni per gli operatori di rete, finalizzate ad accelerare il ripristino del servizio di distribuzione dell'energia elettrica nei casi di emergenza, quali ad esempio nevicate copiose. Tali disposizioni:

- sanciscono il principio per cui la responsabilità delle interruzioni di lunga durata, seppur innescate da cause di forza maggiore, diventa a carico degli operatori di rete oltre le prime 72 ore;
- prevedono indennizzi automatici per i consumatori sino al decimo giorno di interruzione, triplicandone l'ammontare massimo rispetto alla situazione preesistente.

-

Nuovo meccanismo di regolazione output-based dei servizi di distribuzione dell'energia elettrica: le interruzioni programmate

L'Autorità ha introdotto⁵² nuove norme in materia di regolazione sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, tenendo conto che:

- l'incentivazione della riduzione della durata delle interruzioni con preavviso deve essere sostenibile e compatibile con le esigenze di realizzazione dei lavori di sviluppo e delle attività di manutenzione della rete elettrica;
- la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso non deve essere perseguita ad ogni costo, a discapito delle suddette attività;

⁵⁰ Delibera 29 settembre 2016, 545/2016/R/eel.

⁵¹ Delibera 9 marzo 2017, 127/2017/R/eel.

⁵² Delibera 6 ottobre 2016, 549/2016/R/eel.

- trattandosi di una regolazione a carattere sperimentale, le forme di penalizzazione devono essere contenute, al fine di consentire una più ampia partecipazione delle imprese distributrici, essendo finalizzate solo ad evitare comportamenti puramente opportunistici.

Le imprese distributrici individuano gli ambiti territoriali partecipanti e, per ognuno di essi, gli obiettivi di miglioramento per ogni anno del triennio 2017-2019 (fase di miglioramento); nella fase di miglioramento sono previsti solo premi annuali e per ambito territoriale, per il miglioramento conseguito rispetto al livello di partenza.

Per il quadriennio 2020-2023 è prevista, invece, una fase di mantenimento del livello di durata delle interruzioni con preavviso pari a quello previsto dalle imprese per il 2019. In tale fase sono contemplate: (i) penalità se il livello di durata delle interruzioni con preavviso peggiora eccessivamente rispetto a quello previsto dalle imprese per il 2019; (ii) la restituzione dei premi conseguiti nel triennio 2017-2019, se la durata delle interruzioni senza preavviso, oggetto della analoga regolazione premi/penalità, eccede i relativi livelli obiettivo.

L'adesione al meccanismo da parte delle imprese distributrici deve avvenire entro il 31 marzo 2017, con la comunicazione dei dati di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica dell'anno 2016.

Aggiornamento della regolazione della qualità della tensione

Le finalità perseguite in tema di qualità della tensione sono riconducibili all'esigenza di assicurare un adeguato livello di qualità della tensione stessa, di ridurre le differenze di prestazione tra le varie reti di distribuzione di energia elettrica sul territorio nazionale e di disporre di indicatori di qualità affidabili, comparabili e verificabili, per consentire un'adeguata informazione agli utenti interessati dai disturbi della qualità della tensione.

Sul tema, nel corso degli anni, l'azione dell'Autorità si è progressivamente concentrata sulla registrazione dei buchi di tensione, per quanto riguarda le reti in media tensione, e sulle variazioni lente della tensione di alimentazione, per quanto riguarda le reti in bassa tensione, ponendo le basi per l'introduzione di nuovi elementi regolatori.

Nell'ambito del tavolo di lavoro istituito dall'Autorità nel 2012 (cui partecipano la stessa Autorità, Ricerca sul sistema energetico (RSE), le imprese distributrici e Terna), è stata definita una metodologia per determinare l'origine dei buchi di tensione (alta tensione o media tensione) registrati dalle apparecchiature di misura della qualità della tensione (AdM) installate su ogni semi-sbarra Media Tensione di cabina primaria. Nel mese di febbraio 2016 è stato reso noto⁵³ il formato dei dati relativi ai buchi di tensione che, secondo la classificazione prevista dalla norma CEI EN 50160, devono essere comunicati dalle imprese di distribuzione all'Autorità e a RSE a decorrere dall'anno 2016.

Sempre a partire dal 2016, le imprese di distribuzione hanno l'obbligo di comunicare agli utenti allacciati alle reti in media tensione, in aggiunta al numero e alla durata delle interruzioni, il numero e la classificazione dei buchi di tensione che li hanno coinvolti, così come registrati dalle AdM installate sulle semi-sbarre MT di cabina primaria.

⁵³ Determina 18 febbraio 2016, 5/2016 – DIUC.

Nel 2016 sono stati erogati⁵⁴ alle imprese distributrici contributi pari a 3,2 milioni di euro per la messa in servizio, entro il 2014, delle Apparecchiature di Misura presso ogni semi-sbarra in media tensione di cabina primaria.

Regolazione dell'attività di misura elettrica

Nel corso del 2016 l'Autorità ha approvato⁵⁵ il *Testo integrato delle disposizioni per la regolazione dell'attività di misura elettrica* (TIME), che persegue l'obiettivo di razionalizzare la regolazione dell'attività di misura elettrica, integrando in un unico provvedimento la regolazione della misura dell'energia immessa e prelevata e dell'energia prodotta, rivedendo le definizioni sottostanti e le responsabilità delle diverse operazioni che compongono l'attività di misura.

In particolare, la regolazione contenuta nel TIME:

- fornisce alcune precisazioni finalizzate a migliorare l'efficacia delle attività di misura. Per esempio, differenzia, per gli utenti connessi a diversi livelli di tensione, le tempistiche di realizzazione degli interventi di manutenzione, a seguito di malfunzionamento delle apparecchiature di misura, estendendo quelle già previste dal Testo Integrato della Qualità Elettrica 2016-2023 a tutte le tipologie di utenti in bassa tensione e confermando le tempistiche già attualmente vigenti (48 ore) per gli altri livelli di tensione;
- estende l'ambito di applicazione delle disposizioni⁵⁶ relative ai piani di sostituzione delle apparecchiature di misura con strumenti di seconda generazione (2G), prevedendo che i requisiti funzionali trovino applicazione anche nel caso di punti di misura in siti di produzione elettrica e di punti di misura di connessione coincidenti con punti di immissione pura, a valere dall'avvio dell'introduzione dei sistemi di misurazione 2G da parte di ciascun distributore;
- pone le basi per il successivo aggiornamento della regolazione del *settlement* (TIS) in merito al profilo della produzione e delle immissioni di energia elettrica da impianti fotovoltaici, previa proposta presentata dal Gestore dei servizi energetici (GSE) alla luce dei dati in proprio possesso.

Smart metering di seconda generazione (2G)

In attuazione dell'art. 9, comma 3, del decreto legislativo n. 102/14, l'Autorità⁵⁷ ha definito le specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e i livelli attesi di performance dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione c.d. "2G", in vista della sostituzione dei misuratori di prima generazione che avranno completato la vita utile prevista a fini regolatori. Tale provvedimento, in sintesi, prevede che:

- i misuratori 2G siano dotati di due canali di comunicazione, il primo verso il sistema elettrico (*chain 1*) e il secondo verso i dispositivi utente (*chain 2*). Per tutte le soluzioni di comunicazione, l'Autorità mantiene un approccio tecnologicamente neutrale e vincola all'utilizzo di protocolli standard per garantire l'interoperabilità e l'intercambiabilità;

⁵⁴ Erogazione stabilita con la delibera 14 aprile 2016, 179/2016/R/eel, e a seguito degli approfondimenti disposti dalla delibera 12 novembre 2015, 534/2015/R/eel,

⁵⁵ Delibera 4 agosto 2016, 458/2016/R/eel, in esito al documento per la consultazione 31 maggio 2016, 288/2016/R/eel.

⁵⁶ Delibera 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel.

⁵⁷ Delibera 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel.

- i sistemi di *smart metering* 2G rispettino i livelli attesi di performance di sistema, con riferimento alle prestazioni in telelettura massiva, in telegestione, di riprogrammazione massiva, di segnalazione spontanea, e fissa alcuni criteri di tempistica per la messa a regime dei sistemi di *smart metering* 2G ad architettura a due livelli con concentratori, finalizzati al celere dispiegamento dei benefici durante la fase di sostituzione dei misuratori esistenti.

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

Il richiamato provvedimento, in considerazione dei potenziali sviluppi della tecnologia (soprattutto quella legata alle comunicazioni), ha anche previsto la possibilità di un'evoluzione incrementale dei misuratori, che attualmente sono nella c.d. "versione 2.0", verso una versione più avanzata (c.d. "versione 2.1"), caratterizzata da una soluzione tecnologica di comunicazione aggiuntiva (fibra ottica o wireless) per la *chain 2* ed eventualmente utilizzabile anche per la *chain 1*. Al riguardo, l'Autorità è in procinto di avviare un procedimento, al fine di valutare l'effettiva disponibilità di soluzioni tecnologiche standardizzate, che consenta di definire tali funzionalità incrementali, con la collaborazione dell'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni.

Con la consultazione avviata nell'agosto del 2016⁵⁸ l'Autorità ha illustrato gli orientamenti in merito agli effetti e ai necessari interventi regolatori di completamento per la fruibilità effettiva dei benefici connessi al sistema dell'energia elettrica, a seguito dell'introduzione dei sistemi 2G. In particolare, l'analisi è stata finalizzata a:

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

Nel documento sono riferiti anche i possibili esiti – di settore e nei confronti dei diversi attori della filiera – che l'adozione dei sistemi 2G potrebbe determinare in termini di miglioramento dei servizi e dei processi esistenti (fatturazione, gestione di eventi contrattuali, processi di *switching* e voltura ecc.), nonché sull'abilitazione di nuovi servizi e proposte commerciali (servizi di reporting e sviluppo di modelli comportamentali di consumo, *demand side response*, offerte di tipo prepagato ecc.). I benefici correlati alla diffusione dei sistemi 2G sono essenzialmente riconducibili alla disponibilità, per i vari attori della filiera e del cliente finale, di una quantità maggiore di dati

⁵⁸ Documento per la consultazione 4 agosto 2016, 468/2016/R/eel.

(tipicamente le curve quartorarie), con una migliore precisione tra il momento del prelievo o dell'immissione e la loro messa a disposizione (ovvero entro 24 ore, se validati, oppure in *near real time*, attraverso la *chain 2*).

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

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.

Nel 2016 Sono state apportate alcune modifiche⁵⁹ al TIQE 2016-2023, in materia di messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore. In particolare è stata stabilita una progressiva riduzione delle tempistiche di messa a disposizione di tali dati, l'uniformazione dell'ammontare dell'indennizzo dovuto dal distributore al venditore, la riduzione a 6 mesi del tempo massimo per la corresponsione dell'indennizzo.

⁵⁹ Delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

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 2013⁶⁰ 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 TISSPC⁶¹. All'inizio del 2016, il TISSPC è stato modificato sia per recepire alcune disposizioni introdotte dalla legge nazionale⁶², sia per introdurre alcune ulteriori semplificazioni in materia.

Nello specifico, l'Autorità ha⁶³, 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 sito⁶⁴ – 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

Al termine di apposita consultazione⁶⁵, l'Autorità ha apportato⁶⁶ alcune modifiche e innovazioni al *Testo integrato delle connessioni attive* (TICA)⁶⁷, in termini sia di semplificazione nelle procedure di connessione degli impianti di produzione sia di implementazione dei nuovi flussi informativi sul

⁶⁰ Delibera 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel,

⁶¹ Delibera 21 maggio 2015, 242/2015/R/eel.

⁶² Si 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.

⁶³ Con la delibera 25 febbraio 2016, 72/2016/R/eel.

⁶⁴ Previste dai decreti interministeriali 5 maggio 2011 (c.d. "IV Conto energia") e 5 luglio 2012 (c.d. "V Conto energia").

⁶⁵ Documento per la consultazione 12 maggio 2016, 234/2016/R/eel.

⁶⁶ Delibera 21 luglio 2016, 424/2016/R/eel.

⁶⁷ Allegato A alla delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08.

sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità (GAUDÌ), in relazione allo stato degli impianti di produzione di energia elettrica. Nel dettaglio, il provvedimento:

- rimodula i valori del corrispettivo per il conseguimento del preventivo, stabilendo valori più bassi rispetto ai precedenti, nel caso di richieste di connessione con potenze in immissione fino ad un massimo di 10 kW, al fine di evitare che essi incidano in modo significativo sul costo totale dell'impianto di produzione di energia elettrica;
- definisce le disposizioni finalizzate alla gestione, nel sistema GAUDÌ, delle attività di messa in conservazione, di riattivazione e dismissione degli impianti di produzione di energia elettrica, prevedendo in particolare che:
 - nel caso di impianti di produzione ovvero unità di produzione messi in conservazione, la potenza disponibile in immissione rimanga nella disponibilità del medesimo impianto o unità di produzione;
 - nel caso di impianti di produzione ovvero unità di produzione in dismissione, la potenza disponibile in immissione non rimanga nella disponibilità del produttore e, conseguentemente, sia resa disponibile per l'utilizzo da parte del gestore di rete per la connessione di altre utenze;
 - sia applicato un corrispettivo forfetario, a copertura dei costi sostenuti ai fini delle attività associate alla riattivazione degli impianti di produzione e delle unità di produzione (posto convenzionalmente pari a quello previsto per la disattivazione e la riattivazione della fornitura per morosità e riallacciamento di utenze stagionali).

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 2017 l'Autorità ha pubblicato la relazione⁶⁸ relativa al 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.

La relazione descrive l'evoluzione del mix produttivo di energia elettrica in Italia, evidenziando la crescente diffusione delle fonti rinnovabili, in particolare quelle non programmabili, e della generazione distribuita. Essa descrive inoltre lo sviluppo del sistema elettrico, in termini di accesso alle reti, di evoluzione dei mercati e del dispacciamento.

La relazione riporta altresì i dati aggiornati relativi all'impatto degli strumenti a sostegno alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento, in termini di quantità di energia incentivata e di copertura finanziaria tramite gli oneri in bolletta.

⁶⁸ Relazione 22 giugno 2017, 464/2017/l/efr.

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

Stato incentivazione fonti rinnovabili e assimilate

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

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

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

L'Autorità ha pertanto ridotto⁶⁹ la componente tariffaria A₃.

Tavola 3.2 Dettaglio degli oneri A₃

ONERI DI COMPETENZA	2015		2016 ^(A)	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	285	2,2	259	1,8
Ritiro certificati verdi	3.851	29,7	2.062	14,3
Conversione CV in incentivi	0	0,0	3.320	23,0
Fotovoltaico	6.237	48,0	5.981	41,4
Ritiro dedicato	38	0,3	49	0,3
Tariffa omnicomprensiva	1.859	14,3	1.940	13,5
Scambio sul posto	159	1,2	181	1,3
Incentivi amministrati FER	152	1,2	305	2,1
Altro	1	0,01	1	0,01
TOTALE RINNOVABILI	12.582	96,9	14.098	97,7
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	309	2,4	280	1,9
Oneri CO ₂ assimilate	37	0,3	35	0,2
Copertura certificati verdi assimilate	37	0,3	14	0,1
Oneri derivanti dalla risoluzione CIP6	18	0,1	9	0,1
Revisione prezzi ex DM 20/11/2012	2	0,0	0	0,0
TOTALE ASSIMILATE	403	3,1	338	2,3
TOTALE ONERI A₃	12.985	100,0	14.436	100,0

(A) Dati pre-consuntivi.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GSE.

⁶⁹ Delibera 29 dicembre 2016, 814/2016/R/com.

Il nuovo periodo di regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura

Come già riportato nella scorsa edizione del *l'Annual Report*, l'Autorità nel 2015 ha definito⁷⁰ la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, di distribuzione e di misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023, approvando, oltre al Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT – Allegato A) anche il Testo integrato misura elettrica (TIME) e il Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (TIC – Allegato C), con efficacia dall'1 gennaio 2016.

La durata del periodo regolatorio è stata articolata in due sotto periodi, ciascuno di durata quadriennale (NPR1: 2016-2019 e NPR2: 2020-2023). Con riferimento all'NPR1, è prevista 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. Relativamente all'NPR2, è prevista invece l'adozione, in via evolutiva, di un approccio in chiave di controllo complessivo della spesa (approccio c.d. *totex*), come sarà successivamente definito.

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);
- 1,0% per il servizio di misura.

Tariffe per il servizio di trasmissione

Nel 2016 l'Autorità ha determinato le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica per l'anno 2017, approvando la proposta tariffaria presentata dal gestore del sistema di trasmissione relativa all'aggiornamento, per l'anno 2017, dei ricavi di riferimento a copertura dei costi afferenti all'attività di trasmissione e dei costi sostenuti per lo svolgimento dell'attività di dispacciamento.

Tariffe per il servizio di distribuzione e misura

Con riferimento ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo 2016-2019 l'Autorità⁷¹, al fine di favorire le aggregazioni tra le imprese di distribuzione di piccole dimensioni, ha introdotto modalità differenziate di 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).

⁷⁰ Delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel.

⁷¹ Con la delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel.

Per le imprese con oltre 100.000 punti di prelievo, è prevista 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).

Una delle principali novità riguarda la compensazione degli effetti finanziari del *regulatory lag* nel riconoscimento alle imprese distributrici dei nuovi investimenti. Dall'anno 2016, infatti, il riconoscimento tariffario include anche il valore degli investimenti dell'anno n-1 rispetto all'anno di applicazione della tariffa. Tale meccanismo implica che le determinazioni tariffarie effettuate nell'anno t, cui si riferiscono le tariffe di riferimento, siano provvisorie, non essendo ancora disponibili i valori a consuntivo degli investimenti effettuati dalle imprese nell'anno t-1. Le tariffe di riferimento sono conseguentemente approvate in via definitiva solo nell'anno successivo, quando il valore degli investimenti oggetto di riconoscimento tariffario è, appunto, disponibile a consuntivo. È stato peraltro stabilito, in continuità con il precedente periodo di regolazione, il disaccoppiamento tra la tariffa unica applicata ai clienti finali (c.d. "tariffa obbligatoria") e le tariffe di riferimento definite per fissare i vincoli ai ricavi ammessi di ciascuna impresa distributrice.

Con specifico riferimento alle imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo, l'Autorità ha approvato⁷² le tariffe di riferimento provvisorie per il servizio di distribuzione (inclusa la commercializzazione) e per il servizio di misura relative all'anno 2016. Tali tariffe sono state successivamente determinate in via definitiva⁷³.

In merito alle imprese che connettono fino a 100.000 punti di prelievo, l'Autorità ha illustrato⁷⁴ i propri orientamenti relativi ai criteri parametrici da adottare ai fini dei riconoscimenti tariffari relativi al servizio di distribuzione e di misura.

In esito alla consultazione, è emersa una non piena condivisione delle proposte dell'Autorità, in particolare con riferimento alle modalità di determinazione del livello di partenza delle tariffe calcolate secondo criteri parametrici. Gli *stakeholders*, inoltre, hanno manifestato la necessità di approfondire i temi legati alle variabili da considerare nel riconoscimento dei costi, al fine di riflettere correttamente gli effetti legati alla presenza di variabili al di fuori del controllo delle imprese che comportano condizioni e costi differenziati di erogazione del servizio. In merito alla tariffe di riferimento per il servizio di misura è emersa, infine, l'esigenza di coordinamento con le ipotesi di riconoscimento dei costi per i sistemi di *smart metering* di seconda generazione, esposti nella specifica consultazione⁷⁵.

I suddetti approfondimenti hanno comportato la dilazione dei tempi per l'adozione del provvedimento finale relativo ai criteri parametrici per la determinazione delle tariffe di riferimento per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo. Pertanto, al fine di preservare l'equilibrio economico-finanziario di tali imprese, nelle more della conclusione del procedimento, l'Autorità ha approvato⁷⁶ le tariffe di riferimento provvisorie relative ai servizi di distribuzione e di misura per l'anno 2016, applicando i criteri in sostanziale continuità con quelli utilizzati per le imprese di maggiori dimensioni.

⁷² Delibere 12 maggio 2016, 233/2016/R/eel, e 27 ottobre 2016, 606/2016/R/eel.

⁷³ Delibere 24 marzo 2017, 188/2017/R/eel, e 30 marzo 2017, 199/2017/R/eel.

⁷⁴ Documento per la consultazione 21 luglio 2016, 428/2016/R/eel.

⁷⁵ Documento per la consultazione 4 agosto 2016, 457/2016/R/eel.

⁷⁶ Delibera 6 dicembre 2016, 734/2016/R/eel.

A fine 2016⁷⁷ sono state approvate le tariffe obbligatorie relative al servizio di distribuzione e di misura per l'anno 2017.

Disposizioni tariffarie in materia di Sistemi di smart metering di seconda generazione 2G

La regolazione relativa ai sistemi di *smart metering* 2G è stata effettuata anche con la definizione della disciplina per il riconoscimento dei costi per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione. Infatti, a seguito di un'ampia attività di consultazione⁷⁸, l'Autorità ha individuato⁷⁹ i criteri per il riconoscimento dei costi di capitale dei sistemi di *smart metering* 2G, fondati su schemi di regolazione incentivante. Per il triennio 2017-2019 tali schemi sono applicati solo alle spese di capitale, mentre a partire dal 2020 il riconoscimento degli stessi costi sarà basato su un approccio fondato sulla spesa totale (*totex*).

Con l'obiettivo di lasciare alle imprese la necessaria flessibilità nelle scelte di programmazione della sostituzione dei misuratori di prima generazione attualmente in campo, tenuto conto della normativa primaria e secondaria in materia, l'Autorità ha previsto che le imprese che intendono avviare la messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G sono tenute a predisporre, pubblicare e sottoporre a consultazione un piano quindicennale di messa in servizio, la cui approvazione, da parte dell'Autorità, può avvenire o secondo un percorso abbreviato, che prevede una decisione rapida (entro 90 giorni) nel caso in cui la spesa di capitale complessiva prevista dall'impresa risulti inferiore alla spesa di riferimento definita dall'Autorità, o secondo un percorso ordinario, più lungo e analitico.

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

Il riconoscimento incentivante dei costi è fondato sull'impiego della matrice di incentivi IQI⁸⁰ che fissa il valore degli incentivi da riconoscere alle imprese per le diverse combinazioni di spesa effettiva sostenuta dal distributore e spesa prevista dal regolatore. Tale matrice combina un incentivo all'efficienza – orientato a premiare (o viceversa penalizzare) l'impresa nel caso di spesa effettiva inferiore (o, rispettivamente, superiore) rispetto a quella prevista (*sharing*) – e un meccanismo orientato a indurre l'impresa a fornire una previsione di spesa veritiera (*additional income*). L'applicazione della matrice IQI alle singole imprese segue l'approvazione di ogni singolo piano di messa in servizio, sulla base della spesa prevista definita dal regolatore.

Nel mese di dicembre 2016, e-distribuzione ha presentato la richiesta di ammissione al riconoscimento degli investimenti effettuati per la messa in servizio del proprio sistema di *smart metering* 2G. A seguito del processo di consultazione relativo a tale piano, gli Uffici dell'Autorità hanno verificato l'esistenza delle condizioni per l'accesso al percorso abbreviato. Ciò comporta che

⁷⁷ Delibera 22 dicembre 2016, 778/2016/R/eel.

⁷⁸ Documenti per la consultazione 26 maggio 2016, 267/2016/R/eel, e 457/2016/R/ee.

⁷⁹ Delibera 10 novembre 2016, 646/2016/R/eel.

⁸⁰ Definita tramite la delibera 646/2016/R/eel.

la spesa prevista sia tale da garantire la sostanziale invarianza tariffaria delle attuali tariffe applicate al servizio di misura dell'energia elettrica in bassa tensione.

L'approvazione del piano implica anche l'applicazione, anno per anno, di meccanismi di controllo dell'avanzamento dei piani delle imprese, prevedendo sistemi di decurtazione dei riconoscimenti tariffari, in caso di mancato raggiungimento di almeno il 95% del target di avanzamento fissato dalla stessa impresa.

Infine, per le imprese che non presentano un piano di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G, è stato definito un regime transitorio basato su logiche parametriche, efficace dal 2018, mentre per il 2017 sono confermate le attuali disposizioni fondate sul criterio del costo storico rivalutata con l'applicazione di un limite massimo alla spesa unitaria ammissibile, pari al 105% del valore di investimento lordo per misuratore, relativo agli investimenti entrati in esercizio nel 2015.

Progressiva 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, stabilisce 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 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*).

Nell'*Annual Report 2016* sono state illustrate le fasi del processo attraverso cui l'Autorità ha definito⁸¹ il percorso per mezzo del quale giungere al completamento della riforma tariffaria, superando entro il 2018 l'attuale struttura tariffaria progressiva seguendo il percorso di gradualità schematizzato nella tavola 3.3.

Tavola 3.3 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.

⁸¹ Delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel.

Nell'ambito del percorso triennale suddetto, l'1 gennaio 2016 è stato attuato il primo step, con la ridefinizione dei corrispettivi tariffari inerenti ai servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura), in modo da aumentare le quote fisse applicate ai clienti con tariffa D2 (residenti e con potenza impegnata non superiore a 3 kW) e da smorzare la struttura progressiva delle quote variabili (espresse in c€/kWh).

L'1 gennaio 2017 è stato attuato⁸² il secondo step della riforma, che ha previsto:

- l'adozione, per i corrispettivi tariffari per i servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura), della struttura a regime trinomica e non progressiva (indicata come TD), da applicare a tutti i clienti domestici, indipendentemente dalla condizione di residenza anagrafica;
- la ridefinizione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema, in modo da smorzare l'effetto di progressività ai consumi e da limitare a due il numero di aliquote diversificate tra scaglioni di consumo annuo, così da tendere progressivamente al completo superamento della progressività di tali componenti dall'1 gennaio 2018;
- il superamento della distinzione dei clienti domestici tra sottotipologie definite, ai fini tariffari, in base sia alla condizione di residenza anagrafica sia alla potenza contrattualmente impegnata, mantenendo solo una differenziazione tra l'alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica del cliente (clienti residenti) o in luoghi diversi da questa (clienti non residenti);
- una riduzione della progressività che aveva finora caratterizzato la struttura della componente tariffaria a restituzione del differenziale relativo all'attività di commercializzazione applicata a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela, allineandola a quella applicata per i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema;
- interventi atti ad agevolare il cliente finale domestico nell'ottimizzazione della propria spesa per la fornitura di energia elettrica, tramite l'individuazione del livello di potenza contrattualmente impegnata maggiormente rispondente alle proprie esigenze (introduzione di livelli di potenza contrattualmente impegnata con un passo più fitto e riduzione per 24 mesi, a decorrere dall'1 aprile 2017, dei costi associati ad ogni operazione di variazione di questo aspetto contrattuale).

Con specifico riferimento agli effetti della riforma tariffaria sui clienti in condizioni di disagio economico che hanno diritto al riconoscimento del *bonus* sociale, si evidenziano le rilevanti innovazioni positive introdotte con l'emanazione del decreto ministeriale 29 dicembre 2016 (il valore dello sconto è stato aumentato dal 20% al 30% della spesa di un utente medio ed è stato aumentato da 7.500 a 8.107,5 euro il valore dell'ISEE, che è l'indicatore che valuta la situazione economica della famiglia sulla base del quale viene concesso il *bonus* stesso).

Le analisi elaborate dall'Autorità in relazione alle variazioni di spesa indotte su tali clienti, tra il 2016 e il 2017, dall'attuazione della riforma tariffaria, da un lato, e dall'incremento delle compensazioni del *bonus* sociale, dall'altro, hanno consentito di verificare come quest'ultimo sia in

⁸² Delibera 22 dicembre 2016, 782/2016/R/eel.

grado di svolgere compiutamente la propria funzione protettiva, sterilizzando in toto gli aumenti di spesa anche per i clienti domestici caratterizzati da bassi consumi annui.

Riforma degli oneri generali per i clienti non domestici

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

L'Autorità ha dunque avviato⁸³ un procedimento per la determinazione delle componenti tariffarie relative agli oneri generali del sistema elettrico per le utenze non domestiche e ha altresì stabilito che, nelle more del procedimento avviato, i valori delle componenti tariffarie, a copertura degli oneri generali di sistema già deliberati per il primo trimestre 2016⁸⁴ e i successivi aggiornamenti, fossero applicati alle utenze non domestiche in via provvisoria, a titolo di acconto e salvo conguaglio, da effettuare secondo le modalità da definire con provvedimento al termine del suddetto procedimento.

Conseguentemente l'Autorità ha fissato⁸⁵ solo in via provvisoria i valori delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per le utenze non domestiche, a titolo di acconto e salvo conguaglio, per tutto l'anno 2016 e a partire dall'1 gennaio 2017.

Con la consultazione avviata a maggio 2016⁸⁶, oltre a illustrare gli orientamenti iniziali in merito alle modalità di attuazione delle disposizioni di cui al citato art. 3, comma 2, lettera b), del decreto - legge n. 210/15, l'Autorità ha proposto:

- riguardo al perimetro di applicazione della riforma degli oneri generali, che la riforma riguardasse l'insieme delle seguenti componenti A₂, A₃, A₄, A₅, MCT, UC₄ e UC₇;
- quale struttura di riferimento per la definizione della nuova struttura tariffaria per le suddette componenti, la somma delle componenti TRAS, DIS, MIS e delle componenti perequative UC₃ e UC₆.

Sono state quindi proposte diverse ipotesi alternative per la nuova struttura tariffaria a copertura degli oneri generali per i clienti non domestici, più o meno riflessiva della struttura tariffaria applicata ai servizi di rete, secondo quanto previsto dalle disposizioni legislative. Le ipotesi alternative proposte hanno, in ogni caso, in comune:

⁸³ Delibera 30 marzo 2016, 138/2016/R/eel.

⁸⁴ Stabiliti con delibera 28 dicembre, 657/2015/R/com.

⁸⁵ Delibere 30 marzo 2016, 139/2016/R/com, 28 giugno 2016, 352/2016/R/com, 29 settembre 2016, 534/2016/R/com, e 29 dicembre 2016, 814/2016/R/com.

⁸⁶ Documento per la consultazione 24 maggio 2016, 255/2016/R/eel.

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

L'art. 6, comma 9, del decreto legge 30 dicembre 2016, n. 244, come modificato in sede di conversione nella legge 27 febbraio 2017, n. 19, ha prorogato la decorrenza delle disposizioni relative agli oneri generali del sistema elettrico per le utenze non domestiche, dall'1 gennaio 2016 all'1 gennaio 2018.

L'Autorità ha pertanto confermato⁸⁷ in via definitiva i valori delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per le utenze non domestiche, come determinati in precedenza⁸⁸, nonché la struttura degli oneri generali di sistema per le utenze non domestiche per tutto l'anno 2017.

Regolazione tariffaria per l'incentivazione degli investimenti nella RTN

A giugno 2016 l'Autorità ha accertato⁸⁹ lo stato di raggiungimento delle *milestone* relative agli investimenti strategici di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) per l'anno 2015, approvate a gennaio 2013⁹⁰, e aggiornate a luglio 2015⁹¹. Dopo avere verificato il superamento della soglia per l'accesso all'incentivazione, l'Autorità ha disposto il riconoscimento, al gestore del sistema di trasmissione, dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2015, relative agli investimenti inclusi nella tipologia I=3, a valere sulle tariffe di trasmissione 2017.

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 2016 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.

⁸⁷ Delibera 9 marzo 2017, 126/2017/R/eel.

⁸⁸ Delibere 657/2015/R/com, 139/2016/R/com, 352/2016/R/com, 534/2016/R/com e 814/2016/R/com.

⁸⁹ Delibera 24 giugno 2016, 335/2016/R/eel,

⁹⁰ Delibera 31 gennaio 2013, 40/2013/R/eel.

⁹¹ Delibera 30 luglio 2015, 397/2015/R/eel.

3.1.4 Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere

Investimenti in nuove infrastrutture 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, 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 contemplici 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.

Nel novembre 2015, l'Autorità ha reso disponibile sul proprio sito internet lo schema di Piano decennale di sviluppo della RTN relativo all'anno 2015, ai fini del processo di consultazione. Il 20 gennaio 2016, è stata poi organizzata dalla medesima Autorità, una sessione pubblica di presentazione dello schema, a vantaggio dei soggetti interessati rappresentativi del sistema elettrico, cui hanno partecipato i rappresentanti del Ministero dello sviluppo economico, di RSE, di CESI (Centro elettrotecnico sperimentale italiano) e della stessa Autorità; mentre Terna ha predisposto un'altra sessione pubblica di presentazione del medesimo schema, il 15 giugno 2016.

Nel novembre 2016 l'Autorità ha formulato il proprio parere⁹² sugli schemi di Piano decennale di sviluppo della RTN relativi agli anni 2015 e 2016, evidenziando in particolare:

- le migliorie dei suddetti schemi di Piano, rispetto ai Piani precedenti, derivanti anche dal recepimento delle raccomandazioni e delle osservazioni formulate dall'Autorità in precedenza⁹³, quali, per esempio, la presenza di schede riepilogative dei principali elementi informativi e delle caratteristiche degli interventi di rete, nonché l'elaborazione da parte del gestore di una tabella integrativa dello schema di Piano decennale che, per ciascun intervento, sintetizza i principali elementi informativi;
- la necessità di migliorare ulteriormente i Piani decennali sia sotto il profilo redazionale in relazione alla trasparenza e completezza del loro contenuto informativo, sia sotto il profilo metodologico in relazione all'analisi dei costi-benefici, anche al fine di consentire valutazioni più celeri ed efficaci di detti Piani.

L'Autorità ha trasmesso il parere suddetto al Ministro dello sviluppo economico e ha rilasciato il nulla osta per l'approvazione degli schemi di Piano 2015 e 2016, a condizione che:

- le eventuali installazioni di sistemi di accumulo diffuso, ulteriori rispetto ai 35 MW sperimentali già approvati in sede di Piano di sviluppo 2011, siano confermate "in valutazione", atteso che il

⁹² Parere 4 novembre 2016, 630/2016/I/eel.

⁹³ Pareri 22 maggio 2013, 214/2013/I/eel, e 21 maggio 2015, 238/2015/I/eel.

giudizio su tale intervento non può prescindere dal completamento della fase di sperimentazione, dalla verifica degli esiti di tali sperimentazioni e da appropriate analisi costi-benefici che ne dimostrino l'utilità per il sistema elettrico italiano;

- l'intervento di interconnessione Italia-Tunisia sia rimesso "in valutazione", allo scopo di favorire l'emersione di sufficienti elementi informativi che ne dimostrino l'efficienza e l'efficacia, nonché di evidenze della sua utilità per il sistema elettrico italiano, pur riconoscendo fin da ora che la valutazione di strategicità dell'intervento per il sistema energetico europeo è di competenza della Commissione europea.

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

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

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

L'Autorità ha inoltre osservato che:

- il progetto SA.CO.I. 3 di connessione della Sardegna e della Corsica con la penisola italiana risulta "in valutazione" negli schemi di Piano decennale 2015 e 2016, mentre il medesimo intervento è presente nello schema di TYNDP 2016 come intervento pianificato;
- lo schema di TYNDP 2016 include un progetto relativo allo sviluppo dei sistemi di accumulo diffuso nel Sud Italia, che si stima entreranno in esercizio nel 2022, con un costo di investimento di 750 milioni di euro. Per tale progetto l'Autorità ha indicato la necessità che le installazioni ulteriori rispetto ai 35 MW già realizzati siano confermate "in valutazione".

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

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

- Svizzera-Italia: il progetto dovrebbe essere classificato di lungo termine (anziché di medio termine);
- rinforzi Centro Italia: il progetto dovrebbe essere classificato di lungo termine (anziché di medio termine);
- Slovenia-Italia: il progetto dovrebbe essere classificato come "progetto futuro" e stato "in valutazione" poiché non approvato in Slovenia.

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

L'Autorità ha definito⁹⁴ i criteri per la consultazione del Piano decennale di sviluppo della RTN e i requisiti minimi ai fini delle valutazioni dell'Autorità. In particolare, l'Autorità ha ritenuto opportuno, tra l'altro:

- aggiornare le prescrizioni e le raccomandazioni sulle modalità di predisposizione dei futuri Piani a partire da quello relativo al 2017, precedentemente contenute nell'Allegato A al parere 22 maggio 2013, 214/2013/R/eel, disponendo nuovi requisiti minimi in materia di completezza e trasparenza dei Piani e di metodologia di analisi costi-benefici (c.d. "analisi costi-benefici 2.0"), al fine di promuovere la pianificazione degli investimenti, secondo criteri di selettività e di maggiore utilità per il sistema elettrico italiano;
- prevedere che il gestore del sistema di trasmissione applichi, a partire dallo schema di Piano relativo all'anno 2017, la metodologia di analisi costi-benefici 2.0⁹⁵ a supporto delle valutazioni di competenza dell'Autorità sugli schemi di Piano, nonché sull'efficienza e sull'economicità degli interventi ivi previsti;
- prevedere che il gestore del sistema di trasmissione estenda l'orizzonte temporale delle proprie previsioni sugli scenari di sviluppo del sistema elettrico a un lasso di tempo non inferiore ai 20 anni successivi, in coerenza con l'orizzonte temporale degli scenari considerati nel TYNDP europeo; disporre, inoltre, che l'elaborazione di simili previsioni avvenga con cadenza biennale per garantire sinergie e maggiore coerenza con gli scenari descritti nel citato TYNDP europeo;
- prevedere che entro il 30 aprile 2017 Terna trasmetta all'Autorità, per l'approvazione, una proposta di aggiornamento del Codice di rete relativa allo sviluppo della rete e una proposta di nuovo Allegato al predetto Piano sulla metodologia di analisi costi-benefici 2.0 per la predisposizione del Piano stesso;
- prevedere che Terna trasmetta una periodica informativa all'Autorità, in merito alla coerenza tra la spesa prevista per gli investimenti annuali e gli investimenti attesi per la realizzazione del Piano.

⁹⁴ Delibera 4 novembre 2016, 627/2016/R/eel.

⁹⁵ Si tratta di un'evoluzione dell'analisi costi-benefici proposta dall'Autorità, tesa a orientare i meccanismi incentivanti per il servizio di trasmissione in base alla effettiva utilità per il sistema elettrico (approccio *output-based*), superando progressivamente i meccanismi in vigore fino al 2015 basati sul costo degli interventi (approccio *input-based*). La metodologia offre cioè un meccanismo selettivo di promozione degli investimenti, selezionando quelli con elevata utilità e identificando le priorità di sviluppo sulla base del rapporto benefici/costi e dell'utilità degli investimenti stessi a fronte delle inevitabili incertezze sul futuro.

L'Autorità ha inoltre disposto⁹⁶ i requisiti minimi di completezza e trasparenza del Piano decennale e i requisiti minimi per l'analisi costi-benefici 2.0. Inoltre, esso deve fornire chiara e trasparente indicazione in merito:

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

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

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

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

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

- alla variazione (incremento) della resilienza del sistema, a fronte di impatti di eventi estremi;

⁹⁶ Allegato A delibera 627/2016/R/eel.

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

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

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

Allocazione dei diritti di trasporto su base mensile e annuale

L'Autorità ha approvato⁹⁷ le *Harmonised Auctions Rules* (HAR) del 2017, ossia le regole per l'allocazione nell'anno 2017 dei diritti annuali e mensili di utilizzo della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con l'estero.

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

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

- estendono il nuovo regime di rimborso al *market spread* (in passato era previsto un rimborso al prezzo d'asta) anche alla frontiera Italia-Austria (tale regime era già stato introdotto nel 2016 in via sperimentale sui confini con la Francia e la Slovenia);
- introducono il *cap* basato sulla rendita di congestione annuale (in sostituzione di quello mensile) sui confini con l'Austria, la Francia e la Slovenia come massimale di spesa da parte dei TSO per la compensazione dei diritti di utilizzo della capacità transfrontaliera;
- mantengono il regime previgente (rimborso al prezzo d'asta) laddove non sia in vigore il *market coupling*, quindi, con particolare riferimento ai confini con la Svizzera (dove, peraltro, il regolamento *Forward Capacity Allocation* non sarebbe comunque applicabile in quanto non si tratta di un Paese membro dell'Unione europea) e con la Grecia.

⁹⁷ Delibera 29 settembre 2016, 530/2016/R/eel.

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

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

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

- l’Autorità si è espressa⁹⁸ in modo favorevole sulle proposte di modifica al TIDME, predisposte dal GME, volte a consentire l’avvio del *market coupling* infragiornaliero sulla frontiera slovena nell’ambito del progetto ID-IA;
- l’Autorità ha esteso⁹⁹ al progetto ID-IA una serie di convenzioni e di accordi, inizialmente sviluppati nell’ambito del *day ahead market coupling*. In particolare, l’Autorità ha approvato:
 - la convenzione aggiornata tra GME e Terna;
 - la convenzione aggiornata tra GME e CSEA;
 - i contratti predisposti dai partner del progetto pilota ID-IA (BSP, ELES, GME e TERNA);
 - la nuova versione delle regole per l’allocazione infragiornaliera della capacità di trasmissione sui confini con Francia, Svizzera ed Austria;
- l’Autorità ha verificato¹⁰⁰ la conformità degli schemi contrattuali predisposti dal GME e da Terna e dal GME e dalla Borsa elettrica slovena, che modificano gli accordi esistenti nell’ambito del *market coupling*, finalizzati ad integrare le nuove modifiche di pagamento nel mercato elettrico italiano a partire dall’1 dicembre 2016¹⁰¹. Tali modifiche sono tese a rendere possibile l’anticipo dei termini di pagamento sull’MGP (Mercato del giorno prima) e sull’MI (Mercato infragiornaliero), portando la fase di *settlement* dall’attuale cadenza mensile (M+2) a una cadenza settimanale (W+1).

Gli atti suddetti¹⁰² dell’Autorità costituiscono, dunque, l’assetto regolatorio del progetto pilota ID-IA, predisposto con l’obiettivo di testare una soluzione (allocazione implicita infragiornaliera) che, per quanto prevista dal regolamento (UE) 1222/2015 del 24 luglio 2015 (regolamento CACM) nelle aste regionali, ha riscosso poca attenzione a livello europeo. Tale soluzione, tra l’altro,

⁹⁸ Parere 7 giugno 2016 292/2016/I/eel.

⁹⁹ Delibera 9 giugno 2016, 297/2016/R/eel.

¹⁰⁰ Delibera 24 novembre 2016, 682/2016/R/eel.

¹⁰¹ Pparere 8 settembre 2016, 488/2016/I/eel.

¹⁰² Il parere 292/2016/I/eel, la delibera 297/2016/R/eel e la delibera 682/2016/R/eel.

permetterebbe di risolvere il problema della valorizzazione della capacità allocata nell'MI, al quale il puro *continuous trading* – modello di negoziazione continua previsto dal medesimo regolamento – non offre attualmente alcuna soluzione.

Progetto pilota TERRE

Il *Trans European Replacement Reserves Exchange* (TERRE) è un progetto pilota di natura volontaria per lo scambio transfrontaliero di energia elettrica di bilanciamento tra TSO. Esso nasce come misura di implementazione anticipata delle *Electricity Balancing Guidelines* (EB GL), le future Linee guida della Commissione europea in materia di bilanciamento elettrico, che hanno recentemente ricevuto il parere favorevole del Comitato di cui all'art. 23, paragrafo 1, del regolamento (CE) 714/2009, con lo scopo di sperimentare la fattibilità delle soluzioni ivi previste.

I partner del progetto TERRE sono i TSO di Francia, Gran Bretagna, Italia, Spagna, Portogallo e Svizzera, cui si affiancano, in qualità di *observers*, quelli di Irlanda e Grecia. TERRE prevede lo scambio tra TSO delle risorse di bilanciamento e, in particolare, della riserva terziaria di sostituzione (*replacement reserve* secondo la terminologia delle EB GL). Lanciato nel 2014, il progetto TERRE ha visto concludersi, nel 2016, la fase di progettazione ed è, quindi, in procinto di entrare nella fase implementativa, con il consenso dei regolatori. La fase attuativa del progetto è prevista per i primi mesi del 2019.

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

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

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

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

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

- la stima del fabbisogno di energia di bilanciamento da parte dei TSO, l'algoritmo per l'identificazione dei soggetti chiamati alla fornitura del servizio, le modalità di utilizzo della capacità di interconnessione;
- l'armonizzazione dei prodotti (formati e tempistiche di presentazione delle offerte, attivazione delle offerte accettate) e delle regole di *settlement* tra TSO e tra i TSO e i fornitori del servizio al prezzo marginale (senza *cap* e *floor* di prezzo);
- i costi e i benefici dell'implementazione;
- la trasparenza verso gli operatori, sia nella fase di implementazione sia a seguito dell'avvio del progetto;
- la governance, sia a livello regionale sia nell'ambito del *Balancing stakeholders group* gestito da ACER e ENTSO-E, anche in previsione dell'allargamento del progetto a nuovi entranti;
- le tempistiche di implementazione.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Il 17 novembre 2015, tutti i TSO dell'Unione europea, coordinati da ENTSO-E, hanno presentato a tutti i regolatori europei una proposta di configurazione delle regioni per il calcolo della capacità (CCR), che prevedeva, tra l'altro, l'assegnazione delle frontiere italiane in due distinte regioni: *Italy North CCR* (Italia-Francia, Italia-Austria, Italia-Slovenia) e *Italy Greece CCR* (Italia-Grecia). Inoltre, la proposta assegnava la frontiera tra Germania e Austria alla regione Europa centro-orientale (CCE). Il 13 maggio 2016, il regolatore austriaco E-Control ha unilateralmente chiesto ai TSO di emendare la proposta, in modo da escludere la frontiera tra Germania e Austria dall'insieme delle frontiere per le quali è prevista l'allocazione della capacità di trasporto. Successivamente, il 17 maggio, ERF ha informato ACER circa l'impossibilità per le Autorità di regolazione nazionali di convergere su una posizione unanime della proposta, trasferendo così ad ACER il compito di decidere in merito. Il 17 novembre 2016, con la decisione 6/2016, ACER ha direttamente emendato la proposta dei TSO, prevedendo la fusione in un'unica macroregione (CORE) delle due regioni precedentemente previste dai TSO, rispettivamente per le frontiere dell'Europa centro-occidentale (CWE CCR) e per le frontiere dell'Europa centro-orientale (CEE CCR). Inoltre, ACER ha previsto che la frontiera Germania-Austria sia inclusa nella regione CORE. Le CCR, cui sono state originariamente assegnate le frontiere italiane, non sono state interessate dalla procedura emendativa.

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

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

L'Autorità ha trasmesso al GME la suddetta richiesta di modifiche nel mese di ottobre 2016¹⁰³.

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

¹⁰³ Con la delibera 14 ottobre 2016, 568/2016/R/eel,

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

Il 14 giugno 2016, i TSO hanno sottoposto alle Autorità di regolazione, per l'approvazione, la proposta di metodologia di modello di rete comune (CGM), che tuttavia è risultata non completamente conforme a quanto richiesto dal regolamento. In particolare, la metodologia proposta conteneva l'indicazione delle scadenze per la preparazione del modello di rete comune, imponendo, di conseguenza, un vincolo alla futura presentazione di termini e di condizioni relativi all'organizzazione della sessione di MI. Per tale motivo, i regolatori riuniti in ERF il 13 dicembre 2016 hanno concordato di richiedere di emendare la proposta. Il 28 dicembre 2016 l'Autorità ha richiesto la modifica a Terna¹⁰⁴.

Esenzioni elettriche

Nel maggio 2016 l'Autorità ha approvato¹⁰⁵ il documento *Opinion on the Piemonte Savoia exemption application*, che esprime il parere favorevole in merito all'istanza di esenzione presentata dalla società Piemonte Savoia, per conto dei soggetti industriali selezionati da Terna nel quadro della disciplina prevista dalla legge n. 99/09 relativa allo sviluppo di nuove interconnessioni con l'estero. In particolare, l'esenzione concerne una quota di potenza pari a 350 MW, generata da una sezione dei due elettrodotti realizzati sul territorio italiano, facenti parte del più ampio progetto Piossasco – *Grand'Île Interconnection*; essa è stata richiesta ai sensi dell'art. 16, comma 6, del regolamento (CE) 714/2009 (relativo alla gestione dei proventi derivanti dall'assegnazione della capacità di interconnessione), e dell'art. 9 della direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, per un periodo pari a dieci anni. Il progetto *Piossasco – Grand'Île Interconnection*, la cui entrata in esercizio è prevista per la fine del 2019, prevede la realizzazione di due elettrodotti in corrente continua (*High voltage direct current – HVDC*) con una potenza nominale complessiva di 1.200 MW, che collegheranno le stazioni elettriche di Piossasco in Italia e di Grand'Île in Francia.

Nel dicembre 2016 l'Autorità ha rilasciato un parere¹⁰⁶ favorevole al Ministero dello sviluppo economico, ai sensi del decreto legislativo n. 93/11, in merito all'istanza di esenzione presentata dalla società Monita Interconnector, per conto dei soggetti industriali selezionati da Terna sulla base della legge n. 99/09, relativa ad una quota di potenza pari a 300 MW, generata da una sezione del progetto Villanova-Lastva e per una durata di dieci anni. Il progetto Villanova-Lastva, la cui entrata in esercizio è attesa per la fine del 2019, prevede la realizzazione di due elettrodotti in corrente continua (HVDC) con una potenza nominale complessiva di 1.000 MW tra Villanova (nel comune di Cepegatti, Pescara) e Lastva (Montenegro). Trattandosi di un'interconnessione con uno Stato non appartenente dell'Unione europea, la richiesta della società Monita Interconnector è

¹⁰⁴ Delibera 28 dicembre 2016, 812/2016/R/eel.

¹⁰⁵ Delibera Il 12 maggio 2016, 228/2016/I/eel.

¹⁰⁶ Delibera 701/2016/I/eel.

stata considerata come una richiesta di esenzione dalla disciplina che prevede l'accesso di terzi, di cui all'art. 1-quinquies, comma 6, della legge 27 ottobre 2003, n. 290.

Coordinamento internazionale con altri regolatori e con ACER

Nel corso del 2016 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 il particolare coinvolgimento dell'Autorità nell'attività di supervisione della gestione delle infrastrutture, di sviluppo ed implementazione dei Codici di rete europei, svolta dai rispettivi gruppi di lavoro ACER, in particolare, per la redazione:

- della Raccomandazione ACER sulle metodologie di calcolo della capacità di trasporto transfrontaliera nell'ambito dell'implementazione del regolamento (UE) 1222/2015;
- della Decisione ACER sulla proposta di tutti i TSO europei, in merito alla definizione delle regioni per il calcolo della capacità per l'implementazione del regolamento (UE) 1222/2015;
- delle Opinioni ACER sulle analisi predisposte da ENTSO-E nell'ambito dei *Winter and Summer Outlook*;
- dell'Opinione ACER sulla realizzazione degli investimenti nelle infrastrutture di trasmissione.

Nel corso del 2016, l'Autorità ha attivamente contribuito alle attività dei gruppi di lavoro ACER e CEER, al fine di promuovere un approccio coordinato nell'implementazione del regolamento REMIT, contribuendo, fra l'altro, ai lavori di revisione del Registro europeo degli operatori di mercato (CEREMP), all'aggiornamento costante del *Market Monitoring Handbook* (manuale a uso interno dei regolatori per la gestione dei casi REMIT), all'elaborazione di chiarimenti (Q&A) e Linee guida per favorire la corretta e uniforme applicazione delle disposizioni del REMIT, nonché al monitoraggio dell'evoluzione della legislazione finanziaria negli ambiti rilevanti per il corretto funzionamento dei mercati dell'energia.

Nel corso del 2016, l'Autorità ha, altresì, agito al fine di assicurare l'adeguamento dei protocolli di sicurezza per la gestione interna dei dati, in conformità con gli standard condivisi in ambito europeo. In particolare, l'Autorità ha adottato¹⁰⁷ i principi fondamentali per la gestione in sicurezza delle informazioni e dei dati ricevuti in conformità alle regole fissate dall'ACER, per garantire lo scambio di informazioni confidenziali con le altre Autorità nazionali di regolazione.

¹⁰⁷ Con la delibera 17 marzo 2016, 108/2016/A.

Infine, l'Autorità ha partecipato, contribuendo con la messa a disposizione e la validazione dei dati e delle informazioni in suo possesso, alle attività di monitoraggio che nel 2016 si sono sostanziate nella pubblicazione dei seguenti rapporti:

- la Relazione Annuale sulle attività svolte dall'ACER;
- il Rapporto Annuale sull'implementazione di REMIT;
- il Rapporto sullo stato delle congestioni ai punti di interconnessione transfrontalieri;
- il Rapporto sul monitoraggio dei mercati all'ingrosso e al dettaglio per l'elettricità e il gas naturale;
- il Rapporto sullo stato di avanzamento delle iniziative regionali.

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 (esclusa la Slovacchia), ma anche quelli di Norvegia, Islanda e, in qualità di osservatori, di Svizzera, Montenegro, FYROM – Repubblica di Macedonia, Kosovo e Moldavia. Nel corso del 2016, l'Autorità ha contribuito alla predisposizione di alcuni rapporti relativi al disegno dei mercati della capacità e, in particolare, alla risposta congiunta ACER - CEER per la Commissione europea nell'ambito della *Sector Inquiry* sui meccanismi di remunerazione della capacità e al report del CEER sulla partecipazione delle risorse estere nei mercati. Inoltre, l'Autorità si è ampiamente impegnata nell'ambito della definizione dei fabbisogni e dei servizi di flessibilità per i sistemi elettrici, con particolare riguardo al *Position paper* CEER sulla valorizzazione della flessibilità.

Un'altra area di attività che ha impegnato i membri del CEER, tra cui l'Autorità, è rappresentata dal rafforzamento del ruolo dei consumatori all'interno del mercato dell'energia. In particolare, il CEER ha analizzato le diverse cause che ostacolano il cambio di fornitore (*switching*), per esempio la presenza di condizioni contrattuali vincolati (come gli oneri di cessazione anticipata del contratto), oppure la diffidenza che i consumatori nutrono nei confronti dei nuovi fornitori. I risultati della suddetta analisi sono stati presentati durante l'*Annual CEER Consumer Conference*, tenutasi l'11 luglio 2016 a Bruxelles. In occasione di quella conferenza, è stato lanciato dal CEER un nuovo progetto denominato *Partnership for the Enforcement of Energy Rights* (PEER), che mira a creare una piattaforma permanente per lo scambio di informazioni tra istituzioni e regolatori (anche di altri settori) sui temi relativi ai diritti ed alla protezione dei consumatori.

L'Autorità ha anche partecipato, a Madrid, alla Tavola rotonda del 25 e 26 aprile 2016, organizzata dal CEER e dal NARUC (National Association of Regulatory Utility Commissioners), per discutere le tematiche di interesse comune in merito ad un nuovo sistema energetico. Inoltre, ha aderito alle attività del CEER relative all'esame del nuovo ruolo dei DSO nel mercato dell'energia; in particolare, il CEER ha pubblicato un rapporto che affronta la tematica delle relazioni tra DSO e TSO in uno scenario futuro caratterizzato da notevoli cambiamenti tecnologici. Il suddetto rapporto ambisce ad identificare il quadro regolatorio entro cui tale relazione possa evolvere per assicurare una efficiente pianificazione e gestione operativa delle reti.

Infine, l'Autorità ha direttamente contribuito, anche attraverso la partecipazione diretta dei Componenti del Collegio, alla ridefinizione della strategia internazionale del CEER con i regolatori e le associazioni dei Paesi non appartenenti all'Unione europea (in particolare, per i rapporti con MEDREG - Mediterranean Energy Regulators, si rinvia al paragrafo dedicato a tale istituzione).

Rapporti e iniziative con Paesi non appartenenti all'Unione Europea

Come negli scorsi anni, l'Autorità ha continuato a dare impulso al proprio impegno in ambito internazionale, mantenendo costante l'attività di dialogo e di cooperazione istituzionale a livello multilaterale e bilaterale, per favorire l'armonizzazione delle regole europee con quelle dei Paesi che, pur non facendo parte dell'Unione europea, ne rappresentano gli interlocutori privilegiati in campo energetico. 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. L'Autorità ha promosso azioni tese a rafforzare il proprio ruolo di regolatore di riferimento nella regione dei Balcani e nel bacino del Mediterraneo, aree geografiche di primaria importanza per il sistema energetico italiano, in virtù delle crescenti attività, in termini di investimenti in infrastrutture energetiche già in corso o previsti per i prossimi anni, che richiedono un adeguato e stabile scenario regolatorio di riferimento.

Mercato dell'energia dei Paesi del Sud-Est Europa

Anche nel 2016 l'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica (EnCT) del Sud-Est Europa, partecipando alle riunioni plenarie dell'*Energy Community Regulatory Board* (ECRB), alle riunioni dei tre gruppi di lavoro (*Electricity Working Group*, *Gas Working Group* e *Customer Retail Working Group*) e ai due *Fora* elettrico e gas (rispettivamente in Grecia e Slovenia), che hanno lo scopo di condividere le decisioni prese a livello istituzionale con gli *stakeholders* del settore e guidare il processo.

In particolare, le attività si sono concentrate sul rafforzamento della cooperazione tra l'ECRB e l'ACER, sul riparto delle rispettive competenze e sulla partecipazione alle riunioni dei gruppi di lavoro ACER dei rappresentanti dei Paesi delle *Contracting parties*, che abbiano dato effettiva attuazione al Terzo pacchetto energia sia nella legislazione primaria sia in quella secondaria. Nel marzo 2017 il regolatore montenegrino REGAGEN è stato ufficialmente ammesso a partecipare come osservatore a tali gruppi di lavoro. È stato, inoltre, sottoscritto un *Memorandum of Understanding* (MoU) tra l'ACER e il Segretariato dell'*Energy Community*, per disciplinare la partecipazione dei rappresentanti del Segretariato alle riunioni dei gruppi di lavoro ACER.

Nel corso dell'anno sono state proposte alcune modifiche al Trattato sull'*Energy Community*, tra cui l'inserimento di una *switch clause* volta a favorire reciprocità tra le *Contracting parties* e i Paesi europei, in particolare in merito all'applicabilità della legislazione europea direttamente negli ordinamenti nazionali delle stesse *Contracting parties*.

L'Autorità ha poi partecipato alla terza *round-table* ECRB-MEDREG del 27 settembre 2016, ad Atene.

Per quanto concerne, nel dettaglio, il settore elettrico, nell'*Electricity Working Group*, che da dicembre 2014 a dicembre 2016 è stato 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 (UE) 1222/2015, in materia di allocazione della capacità e di gestione delle congestioni (CACM). Il regolamento CACM rappresenta la base legale per lo sviluppo del *market coupling* in Europa. L'ECRB ha già proposto al *Permanent High Level Group* di trasporre il CACM nel quadro legale delle *Contracting parties*, previa approvazione formale da parte della Commissione europea.

Lo sviluppo di mercati elettrici competitivi ha ricevuto un rinnovato slancio a seguito del processo di Berlino, c.d. *Western Balkan 6*¹⁰⁸ (WB6) che, tra i vari obiettivi, prevede di favorire lo sviluppo di meccanismi di *electricity day ahead market coupling* nei sei Paesi balcanici (Albania, Bosnia ed Erzegovina, Macedonia, Kosovo, Montenegro e Serbia).

Il 27 aprile 2016, i ministri dell'energia, i regolatori, i TSO e le Borse elettriche dei Paesi WB6 hanno firmato un MoU, in cui sono stati stabiliti sia i principi generali di cooperazione sia le azioni concrete e necessarie per sviluppare il mercato elettrico regionale. Il MoU non è legalmente vincolante, ma rimanda a futuri accordi vincolanti per le parti; l'obiettivo finale consiste nell'integrare i mercati dei Paesi WB6 con i mercati degli Stati membri dell'Unione europea che aderiscono al progetto *Multi-Regional Coupling* (MRC), tra cui l'Italia. A tal fine è previsto il coordinamento tra le *Contracting parties* dell'*Energy Community* (EnC) e gli Stati membri confinanti, con i quali è auspicata una stretta cooperazione per facilitare il processo di integrazione.

Il MoU prevede anche la possibilità di adesione, a condizioni paritetiche, di regolatori, TSOs e Borse elettriche degli Stati membri confinanti. In quest'ottica, il regolatore italiano ha deciso di sottoscrivere il MoU il 5 settembre 2016, entrando a far parte delle attività correlate all'implementazione del MoU, tra cui la partecipazione al *Programme Steering Committee* (PSC), la cui prima riunione si è svolta a Belgrado il 21 settembre 2016.

L'obiettivo principale del PSC è quello di approvare e di dare avvio al Programma di integrazione dei mercati del giorno prima (*DAMI Programme*).

Nel corso dell'ultimo *summit* WB6, la Commissione europea ha deciso di finanziare, attraverso la stipula di un *grant contract* con il Segretariato della *Energy Community*, il DAMI (*Day Ahead Market Integration Programme*); detto finanziamento sarà utilizzato per promuovere le attività di *technical assistance* nell'ambito dei progetti che fanno capo, appunto, al *DAMI Programme*.

Per quanto riguarda le tematiche relative ai mercati *retail* e alla tutela dei consumatori, il *Customer and Retail Market Working Group* (CR WG) ha concentrato le proprie attenzioni sul tema delle *Alternative Dispute Resolution* (ADR), con la pubblicazione del documento *Alternative Dispute Resolution in the Energy Community Contracting parties, Italy and Georgia – Status Review April 2016*, che rappresenta una ricognizione della legislazione e delle prassi vigenti in ciascun Paese, con particolare, ma non esclusivo, riferimento alle controversie tra fornitori e clienti finali e tra questi ultimi e le imprese di distribuzione.

Mercato dell'energia nei Paesi dell'area del Mediterraneo

Nel corso del 2016, l'Autorità ha mantenuto costante il proprio impegno internazionale nell'ambito del bacino del Mediterraneo, in particolare attraverso MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*), di cui è fondatrice e promotrice.

Il 18 maggio, a Malta, ha avuto luogo la 21° Assemblea Generale MEDREG, ospitata dal regolatore maltese (*Maltese Regulator for Energy and Water Service – REWS*), durante la quale sono stati

¹⁰⁸ Avviato con la Conferenza degli Stati dei Balcani occidentali il 28 agosto 2014 a Berlino, il *Berlin Process* (indicato anche come *Western Balkan 6 Process-WB6*) è un'iniziativa diplomatica di cooperazione intergovernativa, promossa dal cancelliere tedesco Angela Merkel e finalizzata al futuro allargamento dell'Unione europea verso la regione balcanica. L'iniziativa, divenuta periodica (si svilupperà nell'arco di un quinquennio), si è ripetuta il 27 agosto 2015 a Vienna ed il 4 luglio 2016 a Parigi. Nel 2017 il *summit* sarà ospitato a Trieste.

approvati i documenti relativi ai Piani di azione delle tre piattaforme euromediterranee (elettricità, gas e rinnovabili) ed è stata presentata la *Roadmap* condivisa con MEDREG per lo sviluppo del mercato elettrico nell'area del Mediterraneo. Sono stati, inoltre, approvati due documenti relativi alla strategia di lungo termine (*Implementation plan*) e le attività di breve termine relative al 2017 (*Action plan*), con riferimento ad aspetti sia istituzionali sia tecnico-regolatori.

Nel corso della riunione si è poi deciso che MEDREG elabori un Piano di attività che risponda in modo più strutturato e completo alle esigenze nazionali dei suoi membri, in particolare di quelli della sponda sud, al fine di promuovere un approccio *tailor-made* a sostegno delle politiche di sviluppo energetico, contribuendo sia ad un consolidamento del ruolo dei regolatori sia alle necessarie riforme del mercato. L'Assemblea Generale ha approvato la costituzione di una *task force ad hoc* sulle riforme regolatorie (e relativi ToR), che fa capo all'*Institutional Working Group* (INS WG).

A margine della Assemblea Generale MEDREG, si è svolta la seconda edizione della *round-table* CEER-MEDREG¹⁰⁹. L'incontro ha rappresentato un'opportunità per valutare possibili nuove forme di collaborazione tra le due Associazioni regionali, al fine di favorire l'integrazione dei mercati energetici delle sponde sud e nord del Mediterraneo.

Il 30 novembre ha avuto luogo la 22° Assemblea Generale di MEDREG, organizzata dall'Autorità ed ospitata dal Ministero degli affari esteri e della cooperazione internazionale, durante la quale si sono celebrati i dieci anni dalla sua costituzione. Nel corso della riunione sono stati eletti due nuovi Vice-Presidenti, il regolatore turco (EMRA) ed il regolatore della Giordania (EMRC), mentre l'Autorità ha visto riconfermato il suo ruolo di Vice-Presidente permanente.

Nel corso del *Ministerial Meeting on Energy dell'Union for the Mediterranean* (UfM) dell'1 dicembre 2016, è stata adottata la *Ministerial Declaration* relativa all'implementazione delle piattaforme euromediterranee per l'energia elettrica, il gas, le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica.

Il ruolo di MEDREG è riconosciuto dalla Commissione europea, che finanzia l'Associazione con un contratto di servizio del valore di tre milioni di euro; il contratto è stato esteso fino alla fine del 2017.

Per quanto riguarda l'attività svolta, il *Working Group* Elettricità (ELE WG), copresieduto dai regolatori francese (CRE) e algerino (CREG), ha elaborato il terzo Rapporto *Mediterranean Electricity Markets Observatory*, in cui è stata descritta l'evoluzione dei mercati elettrici dell'area mediterranea, con particolare attenzione ai possibili ostacoli alla concorrenza e alle strategie per la loro rimozione. Inoltre, il WG ELE ha avviato una collaborazione con l'Associazione dei TSOs del Mediterraneo (Med-TSO).

Le attività sulle piattaforme energetiche, promosse dalla Commissione europea, hanno avuto un decisivo impulso grazie all'appoggio politico dei governi che partecipano all'Unione per il Mediterraneo, manifestato in occasione della riunione dei ministri dell'energia dell'1 dicembre 2016, a Roma.

Per quanto riguarda la piattaforma elettricità, l'Autorità è coinvolta come membro attivo di MEDREG, insieme all'Associazione dei TSO del Mediterraneo (Med-TSO), nella definizione del

¹⁰⁹ La prima Assemblea Generale MEDREG si era svolta nel 2013 a Grasse, in Francia.

programma di lavoro per la progressiva e graduale integrazione dei mercati elettrici. Principali obiettivi sono: un'analisi delle strutture e dei livelli di apertura dei mercati elettrici, il potenziale coordinamento nello sviluppo infrastrutturale allo scopo di definire una visione comune, la promozione di un quadro regolatorio trasparente, stabile ed armonizzato (per esempio, con la definizione di regole tecniche comuni, quali l'allocazione della capacità di trasmissione).

L'approccio seguito è basato su scala sub-regionale per l'individuazione di zone circoscritte di integrazione dei sistemi e/o dei mercati elettrici (*Interconnected Electricity Exchange Zones, IEEZ*) con nuovi elettrodotti o tramite l'incremento dell'utilizzo delle infrastrutture esistenti, con l'identificazione di possibili progetti di interesse comune che possano beneficiare di un opportuno sostegno dei governi e delle istituzioni finanziarie. Il contributo dell'Autorità riguarda in particolare l'elaborazione, attraverso la guida dell'INS WG, del quadro complessivo della regolazione del settore elettrico dei Paesi del Mediterraneo (*MEDREG Regulatory Outlook*), che verrà completato nel corso del 2017. Il programma di lavoro congiunto delle due Associazioni (MEDREG e Med – TSO) prevede, inoltre, sia una mappatura delle necessarie infrastrutture e dei criteri di identificazione relativi ai progetti di interesse comune, sia le azioni preliminari di identificazione delle aree da interconnettere. Una volta individuate le aree, si procederà all'implementazione realizzativa ed all'estensione dell'approccio ad intere sub-regioni.

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

La tavola 3.4 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia, con il dettaglio delle disponibilità nel 2016 a confronto con l'anno precedente. I dati, di fonte Terna, presentano per il 2016 valori provvisori. La richiesta di energia elettrica, rispetto all'anno precedente è diminuita del 2,1% passando dai 316,9 TWh del 2015 ai 310,3 TWh del 2016.

La produzione nazionale, aumentata dell'1,2%, ha coperto una quota del fabbisogno complessivo nazionale pari all'89% (contro l'86% a consuntivo per il 2015). Le importazioni sono decisamente diminuite rispetto all'anno precedente passando da 50,8 TWh del 2015 ai 43,2 TWh del 2016, facendo dunque registrare una contrazione del 15,1%; per contro le esportazioni, specialmente quelle verso Grecia e Malta, sono aumentate del 37,7%, raggiungendo in termini assoluti i 6.155 GWh.

Tavola 3.4 Bilancio di Terna dell'energia elettrica in Italia nel 2015 e nel 2016

GWh

	2015	2016 ^(A)	VARIAZ. %
Produzione netta	272.428	275.649	1,2%
Ricevuta da fornitori esteri	50.849	43.181	-15,1%
Ceduta a clienti esteri	4.471	6.155	37,7%
Destinata ai pompaggi	1.909	2.424	27,0%
Disponibilità per il consumo	316.897	310.251	-2,1%

(B) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Terna.

Dopo anni di continue contrazioni, per il secondo anno consecutivo la produzione nazionale lorda è aumentata passando dai 283 del 2015 ai 289,3 TWh del 2016 (+2,2%).

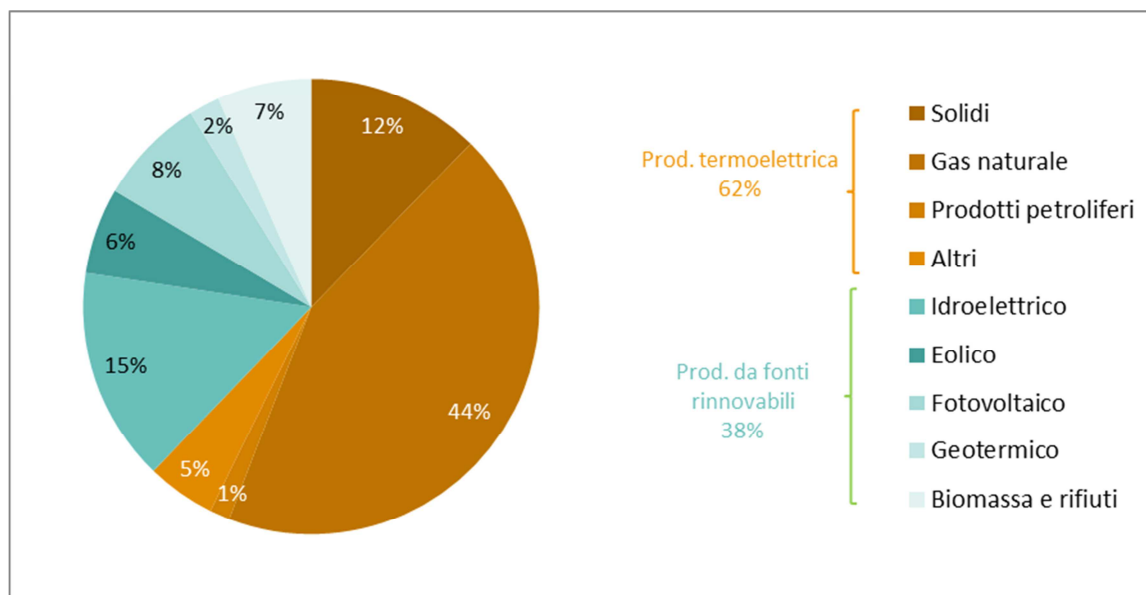
A tale aumento ha contribuito la produzione termoelettrica, che è cresciuta del 4% circa rispetto all'anno precedente. Il gas naturale ha conosciuto l'incremento più significativo (+13,7%), mentre è consistentemente diminuito l'utilizzo del carbone (-17,6%) e ancor più quello dei prodotti petroliferi (-26,6%).

La produzione termoelettrica ha soddisfatto l'aumento della domanda interna, anche a fronte del calo delle importazioni dalla Francia nell'ultimo trimestre dell'anno, determinato dall'indisponibilità in quel periodo di circa un terzo del parco di generazione nucleare oltralpe. L'Autorità francese di vigilanza sulla sicurezza nucleare, infatti, ha imposto dei test di sicurezza sugli impianti, a causa dei quali le centrali sono rimaste temporaneamente ferme.

La produzione termoelettrica ha fatto fronte anche all'ulteriore contrazione della produzione da rinnovabile (-1,1%), sebbene molto più contenuta rispetto agli scorsi anni. Per effetto di queste dinamiche, nel 2016 il termoelettrico ha coperto il 62% della produzione totale, mentre le rinnovabili hanno assicurato il restante 38% (era il 39% nel 2015 e il 43% nel 2014).

Se nel complesso, come già accennato sopra, la produzione da rinnovabili è diminuita, al suo interno però è stata decisamente significativa la crescita dell'eolico (+19%), mentre risultano in discesa rispetto al 2015 sia l'idroelettrico (-7,2%) sia il fotovoltaico (-3,7%).

Figura 3.1 Produzione lorda per fonte nel 2016



Fonte: Terna, dati provvisori.

Tavola 3.5 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	315,0	60,5	118,3	3	40,1
2016 ^(B)	307,8	53,6	113,9	4	39,3

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

(C) Dati provvisori.

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

In termini di quota sul totale della produzione da rinnovabili, tra il 2015 e il 2016 l'idroelettrico ha visto un calo (dal 41,8% al 39,2%) a favore dell'eolico (passato dal 13,6% al 16,4%), mentre le altre fonti rimangono sostanzialmente costanti, a eccezione di una lieve flessione del fotovoltaico, passato dal 21% al 20,5%.

A parte Enel, la cui quota di mercato è leggermente diminuita, tutti gli altri gruppi societari più importanti nella generazione elettrica italiana hanno evidenziato quote stabili o in aumento rispetto allo scorso anno. In particolare, l'aumento più significativo si è registrato per Edison (la cui quota è passata dal 6,5% al 7,9%) e per A2A (passata dal 3,0% al 5,1%), entrando quindi nel novero dei gruppi societari con almeno il 5% della generazione netta (Tavola 3.5). La crescita di A2A è avvenuta grazie all'acquisizione di Edipower, i cui impianti sono passati interamente al gruppo milanese dall'inizio del 2016. Più precisamente, dopo che A2A ha acquisito l'intero capitale sociale di Edipower, quest'ultima, nel luglio 2016, ha ceduto a due società del gruppo A2A tutti i suoi 5 impianti. Alla fine dell'anno, infine, Edipower è stata incorporata da A2A.

La contrazione della domanda interna e il blocco delle centrali nucleari francesi nell'ultima parte dell'anno sono alla base del forte calo (-20,2%) registrato dalle importazioni nette di energia elettrica nel 2016. Il saldo estero, infatti, nel 2016 si è ridotto di 9,4 TWh, essendosi fermato a 37 TWh contro i 46,4 TWh registrati nel 2015.

Le importazioni lorde sono diminuite del 15% rispetto al 2015: da 50,8 TWh sono scese a 43,2 TWh. Viceversa, l'Italia ha esportato 1,7 TWh in più del 2015: le esportazioni sono cresciute del 38%, passando da 4,5 a 6,2 TWh. Nel 2016, quindi, la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è scesa all'11,9% dal 14,6% registrato nel 2015. Al netto delle esportazioni, nel 2016 abbiamo importato meno energia dalla Svizzera (-5,2 TWh, cioè il 20% in meno rispetto al 2015), dalla Francia (-2,3 TWh, cioè il 14% in meno rispetto al 2015) e dall'Austria (-95 GWh, ossia il 6% in meno rispetto al 2015).

Nonostante la riduzione complessiva e le diversità nelle variazioni di quantità importate dai Paesi confinanti, anche nel 2016 è la Svizzera il Paese da cui proviene la maggior parte (53,1%) del nostro saldo estero. Un altro 35% dell'elettricità netta importata viene dalla Francia e il 17% dalla Slovenia. Dall'Austria ne arriva solo il 3,7%. Verso questi tre Paesi (Slovenia, Francia e Austria) è da tempo operativo il *market coupling*.

Nel 2016 la potenza netta complessiva si è attestata sui 114 GW (Tavola 3.5), che si ripartisce tra un 46% di rinnovabile e un 54% di termoelettrica, mentre la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore) risulta pari a 91,9 GW. Il picco di domanda si è avuto nel mese di luglio, quando il fabbisogno di potenza alla punta ha raggiunto 53,6 GW (60,5 GW nel 2015), mentre il picco invernale è stato pari a 53 GW (51,2 GW nel 2015).

Con riferimento alla capacità netta installata, gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono quattro: Enel (24,3%), A2A (7,9%), Edison (6%) ed Eni (5%). La percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori è del 38,2% in leggero aumento rispetto al 2015 (36,8%). L'indice HHI relativo alla capacità netta installata evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato; infatti, il valore relativo al 2016 è pari 759, mentre era uguale a 821 nell'anno precedente.

Per quanto riguarda la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore), nel 2016 anche gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono saliti a 4, uno in più rispetto al 2015: Enel (27,8%), A2A (9%), Edison (6,5%) ed Eni (5,9%). Sulla base di questi dati, la percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori risulta pari al 43,2%. L'indice HHI relativo alla capacità netta disponibile con riferimento al 2016 è pari a 985, in diminuzione rispetto al 2015 (1.050).

Per quanto riguarda la composizione societaria degli operatori di produzione nel 2016 che hanno risposto all'Indagine annuale sui settori regolati e limitando l'osservazione alle partecipazioni dirette di primo livello, le quote del capitale sociale sono detenute in prevalenza da persone fisiche (56,5%), quindi da società diverse (30,5%) ed enti pubblici (5,0%), mentre la quota delle imprese energetiche estere è dell'1,2%. Rispetto all'anno precedente, dunque, è cresciuta la quota delle imprese che sono in carico a persone fisiche (nel 2015 questa quota era pari al 51,6%), mentre sono scese sia quella detenuta da società diverse (nel 2015 pari al 34,1%) sia quella detenuta da enti pubblici (nel 2015 pari al 5,3%). Rispetto all'anno precedente, per contro, non si rilevano differenze relativamente alla provenienza dei soci che detengono quote del capitale sociale delle imprese produttrici di energia elettrica: il 93,4% delle quote di capitale è in mano a soci di provenienza nazionale; del restante 6,6%, il 2% è di provenienza tedesca, mentre l'1,6% è lussemburghese¹¹⁰.

In Italia gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili beneficiano di diversi meccanismi di incentivazione che utilizzano varie modalità: tariffe incentivati di tipo *feed in tariff*¹¹¹, e strumenti incentivanti di tipo *feed in premium*¹¹². Gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che nel 2016 si è attestata intorno ai 66 TWh (65 nel 2015).

I costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano copertura tramite la componente tariffaria A₃, con l'unica eccezione dei costi associati ai certificati verdi negoziati che sono ripagati dai prezzi di mercato dell'energia elettrica. A partire dal 2016, per effetto del venir meno del meccanismo dei certificati verdi, tutti i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano copertura tramite la sola componente tariffaria A₃.

Complessivamente, per l'anno 2016 si stima che, a consuntivo, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili siano stati pari a circa 13,6 miliardi di euro (12,5 nel 2015). La componente tariffaria A₃, oltre a pagare tali costi, consente anche l'erogazione dei regimi commerciali speciali (prezzi minimi garantiti e scambio sul posto) e quella degli strumenti incentivanti previsti per le fonti assimilate (ai sensi del provvedimento CIP6), oltre che per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili (limitatamente ai certificati verdi non oggetto di negoziazione sui mercati organizzati).

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

¹¹⁰ Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

¹¹¹ *Feed in tariff* significa che l'incentivo riconosciuto per l'energia elettrica immessa in rete include la vendita dell'energia elettrica che, quindi, non rimane nella disponibilità del produttore. L'energia elettrica immessa in rete viene ritirata a un prezzo già inclusivo dell'incentivo.

¹¹² *Feed in premium* significa che l'incentivo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta non include la vendita dell'energia elettrica che rimane nella disponibilità del produttore.

(piattaforma per la Consegna derivati energia – CDE), segmento del mercato dei derivati di Borsa Italiana per la negoziazione di contratti finanziari *futures* sull'energia.

Diverse novità hanno interessato il mercato elettrico negli ultimi due anni. 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 l'allocazione della capacità e la vendita di energia, quindi facilitando sia l'integrazione dei vari mercati grazie a uno sfruttamento ottimale della capacità di interconnessione (*Net Transfer Capacity* – NTC) sia l'annullamento di flussi antieconomici¹¹³. Al momento permangono le aste esplicite per l'allocazione a livello mensile e annuale di parte della capacità.

A partire dal primo febbraio 2017, inoltre, l'MI ha visto l'incremento di due ulteriori sessioni: la MI6 e la MI7. Fino al 2016, infatti, l'MI era composto da cinque sessioni (MI1, MI2, MI3, MI4, MI5) strutturate ad asta con prezzo di equilibrio dove, a differenza dell'MGP, sia le offerte in vendita sia quelle in acquisto vengono valorizzate al prezzo zonale¹¹⁴.

In seguito all'integrazione dei mercati *spot* (MGP e MI) nei progetti di *coupling* europeo, si è resa necessaria la riduzione delle scadenze di pagamento da due mesi a una settimana, affinché il GME potesse far fronte al fabbisogno finanziario necessario a saldare i pagamenti transfrontalieri, che avvengono a due giorni. In considerazione dell'esigenza segnalata da numerosi operatori di poter continuare a negoziare prodotti giornalieri, mantenendo il pagamento al secondo mese successivo a quello di scambio, a partire dal 29 settembre 2016 è stato istituito il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), dove tutti gli operatori del mercato elettrico possono negoziare in modalità continua contratti giornalieri di profilo diverso (*baseload* e *peakload*). Al momento, gli operatori possono offrire volumi a prezzi espressi solamente come differenziali rispetto al PUN medio effettivo per la data di consegna del prodotto in negoziazione.

Contrattazione in Borsa e contrattazione bilaterale

Nel 2016 la quantità di energia elettrica scambiata nel Sistema Italia è stata pari a circa 290 TWh, sostanzialmente stabile (+0,6%) rispetto al 2015 (287 TWh), confermando così l'esaurimento del trend decrescente osservato negli anni 2010-2014 (Tavola 3.6).

A livello zonale si sono osservate dinamiche contrastanti: in crescita gli acquisti delle zone centrali del continente (Centro-Nord +5,9%, Centro-Sud +2,3%) e della Sicilia (+5,7%), in calo gli acquisti delle altre zone, tra cui il Sud (-12,3%).

Risultano, invece, in ripresa i volumi scambiati nella Borsa elettrica, saliti a 203 TWh (+3,9%), il livello più alto degli ultimi sette anni, escludendo il picco del 2013; la crescita appare supportata dagli operatori non istituzionali nazionali (+14,4%) sul lato vendita, mentre sul lato acquisto ha contribuito una maggior domanda dell'Acquirente unico (+28,2%) e delle esportazioni (+67,5%). In

¹¹³ 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.

¹¹⁴ 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.

controtendenza i programmi derivati dalle registrazioni sulla PCE degli scambi bilaterali *over-the-counter*, scesi a 87 TWh (-6,4%) e prossimi al minimo storico del 2013 (Tavola 3.7).

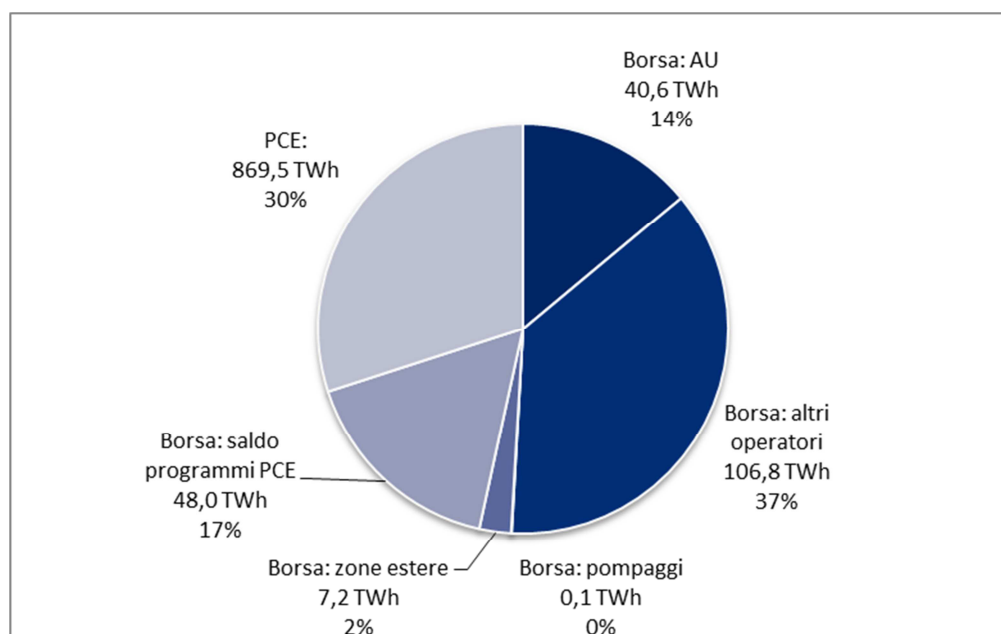
Tavola 3.6 Mercato dell'energia elettrica

TWh

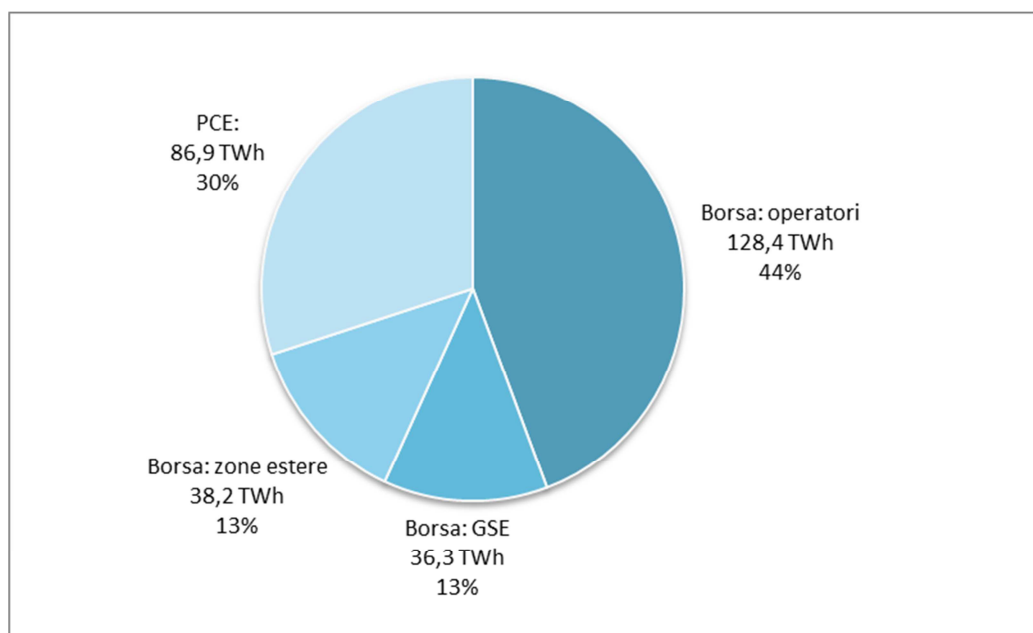
ANNO	CONTRATTAZIONI SUL MGP		
	Complessive	di cui Borsa	di cui bilaterali
2004	231,6	67,3	164,3
2005	323,2	203,0	120,2
2006	329,8	196,5	133,3
2007	330,0	221,3	108,7
2008	337,0	232,6	104,3
2009	313,4	213,0	100,4
2010	318,6	199,5	119,1
2011	311,5	180,4	131,1
2012	298,7	178,7	120,0
2013	289,2	206,9	82,3
2014	282,0	185,8	96,1
2015	287,1	194,6	92,5
2016	289,7	202,8	86,9

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Figura 3.2 Composizione della domanda di energia elettrica nel 2016



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Figura 3.3 Composizione dell'offerta di energia elettrica nel 2016

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Tavola 3.7 Contratti bilaterali sul MGP

TWh

CONTRATTI	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Contratti bilaterali	131,1	120,0	82,3	96,1	92,5	86,9
Nazionali	148,8	146,9	156,8	162,5	143,5	134,9
<i>di cui Acquirente unico</i>	36,8	38,8	43,9	37,9	29,1	17,6
<i>di cui altri operatori</i>	112,0	108,1	112,9	124,6	114,4	117,3
Esteri	0,4	0,5	0,1	28,5	0,1	0,03
Saldo programmi PCE ^(A)	-18,1	-27,4	-74,6	-66,5	-51,0	-48,0

(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 2016

Tra le principali operazioni societarie che si sono realizzate nel 2016 nell'ambito della generazione elettrica la più significativa è certamente quella che ha riguardato la cessione degli asset di Edipower ad A2A, di cui si è già detto.

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 3,2 GW di potenza lorda.

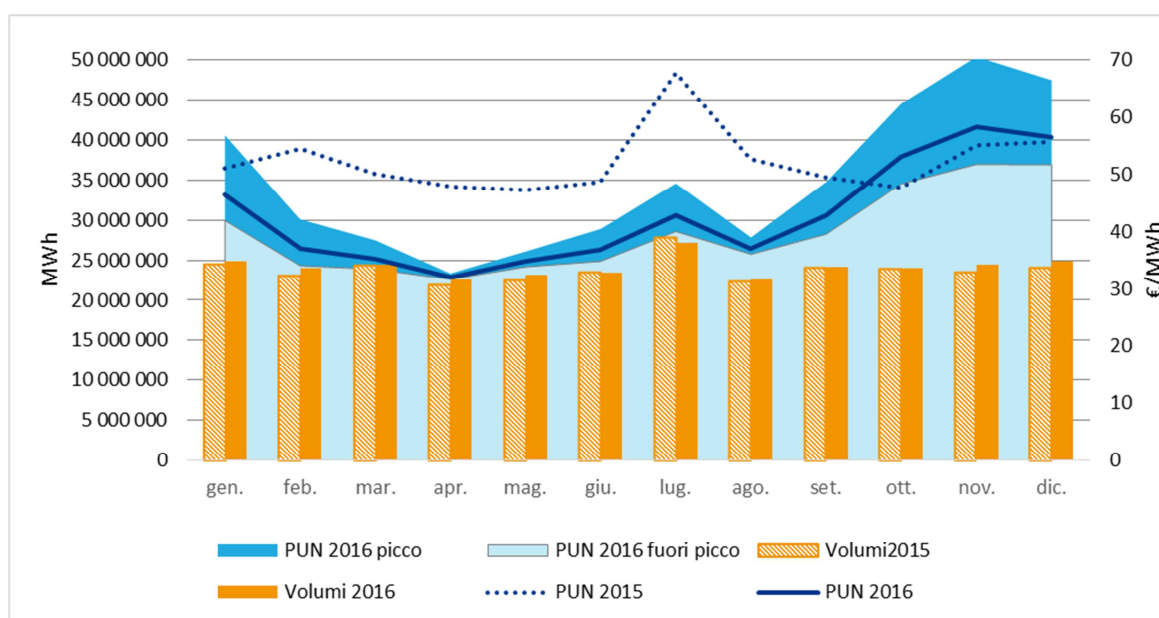
3.2.1.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso

Il mercato del giorno prima

Nell'anno 2016 la Borsa elettrica italiana ha registrato il prezzo medio di acquisto dell'energia (PUN) più basso della sua storia, pari a 42,78 €/MWh, in calo del 18,2% rispetto all'anno precedente. Il ribasso è risultato consistente in tutti i blocchi orari, attestandosi rispettivamente ai minimi storici di 48,34 €/MWh e 39,85 €/MWh nelle ore di picco e fuori picco (–18% circa in entrambi i gruppi di ore) e toccando i 38,55 €/MWh nelle ore festive (–17,6%). Il prezzo medio mensile più elevato è stato rilevato nel mese di novembre (58,33 €/MWh), mentre il picco di vendite mensili, come già osservato negli ultimi quattro anni, si è registrato nel mese di luglio con 27 TWh scambiati, in calo del 2,9% rispetto allo stesso mese del 2015 (Figura 3.4).

Figura 3.4 Andamento mensile del PUN e dei volumi scambiati complessivi per il Sistema Italia

Volumi in MWh; PUN (medio, di picco e fuori picco) in €/MWh



Fonte: GME.

Nel dettaglio, anche a livello zonale si è assistito a un calo dei prezzi ai minimi storici, con ribassi sull'anno precedente compresi tra il 17 e il 19%, e valori compresi tra i 40,37 €/MWh del Sud, che si è confermata, per l'ottavo anno consecutivo, la zona con il prezzo più basso, e i 47,62 €/MWh della Sicilia. Pur considerando l'impatto sulle zone centro-settentrionali degli alti prezzi registrati sulle Borse europee limitrofe, nell'ultimo trimestre del 2016 si è consolidata la convergenza dei prezzi di vendita zonali, favorita in Sicilia dalla messa in servizio, a maggio 2016, del cavo Sorgente Rizziconi.

Nell'ultimo trimestre del 2016¹¹⁵, sull'MPEG (Mercato dei prodotti giornalieri) sono stati scambiati complessivamente 2.485 MWh, in prevalenza per prodotti di profilo *baseload* (75%). In questo primo periodo, le contrattazioni si sono concentrate nel mese di dicembre, con valori nettamente

¹¹⁵ La prima sessione dell'MPEG è occorsa il 29 settembre 2016 con prodotti in consegna a partire dall'1 ottobre 2016.

crescenti nei successivi mesi del 2017. Relativamente ai prezzi negoziati, si sono registrati differenziali solo positivi e compresi tra +0,0 e +1,0 €/MWh rispetto al PUN.

Mercato a termine dell'energia

L'MTE (mercato a termine) organizzato dal GME, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, ha registrato nel 2016 un totale di 1,1 TWh negoziati, in calo del 79% rispetto allo scorso anno (Tavola 3.8). La quota più rilevante di negoziazioni risulta di profilo *baseload* (79%), in particolare per la durata mensile (41%) e trimestrale (39%). Mediamente si sono registrati sette abbinamenti al mese, che risultano maggiormente concentrati nei mesi di febbraio, giugno e agosto. Osservando l'andamento delle quotazioni del prodotto a termine generalmente più liquido, ovvero il *baseload* mensile con scadenza nel mese immediatamente successivo (M+1), gli operatori hanno indicato, per i mesi del 2016, prezzi compresi tra 33 e 61 €/MWh. Tale andamento risulta in linea con il trend registrato nel corso dell'anno dal sottostante PUN (Figura 3.5).

Tavola 3.8 Volumi scambiati sul Mercato a termine nel 2015

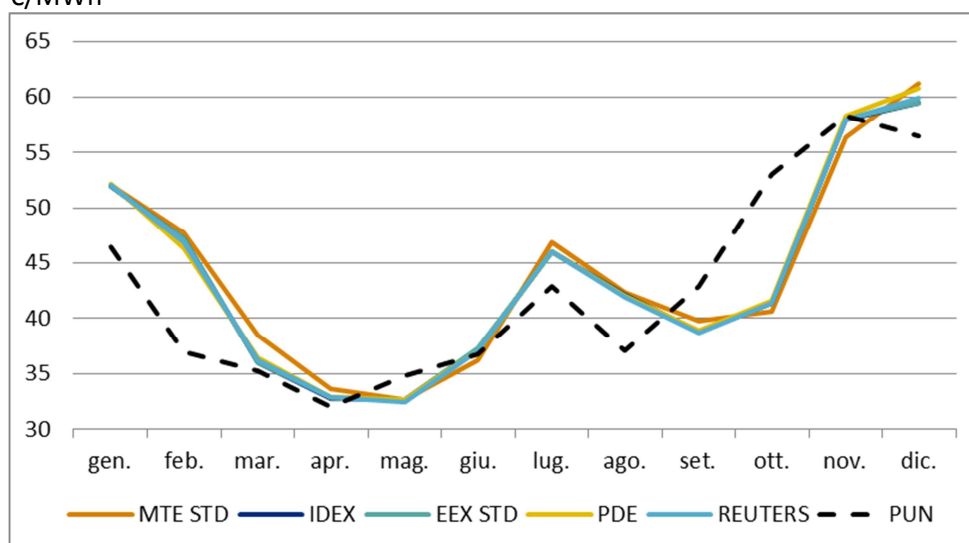
MWh

DURATA	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	VAR. 2016/2015	QUOTA
CONTRATTI (MW)	2.366	7.673	8.882	2.171	2.944	1.004	411	-59%	100%
Baseload	1.146	5.563	8.253	679	2.829	899	323	-64%	79%
Peakload	1.220	2.110	629	1.492	115	105	88	-16%	21%
VOLUMI (GWh)	6.285	31.667	30.358	7.996	18.402	5.087	1.069	-79%	100%
Baseload	5.011	28.007	28.895	3.618	18.356	5.007	1002	-80%	94%
Peakload	1.275	3.660	1.463	4.379	46	79	67	-15%	6%

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Figura 3.5 Prezzi medi nel 2016 del prodotto *baseload* di durata mensile e scadenza nel mese successivo nelle diverse piattaforme di negoziazione

€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di diverse fonti.

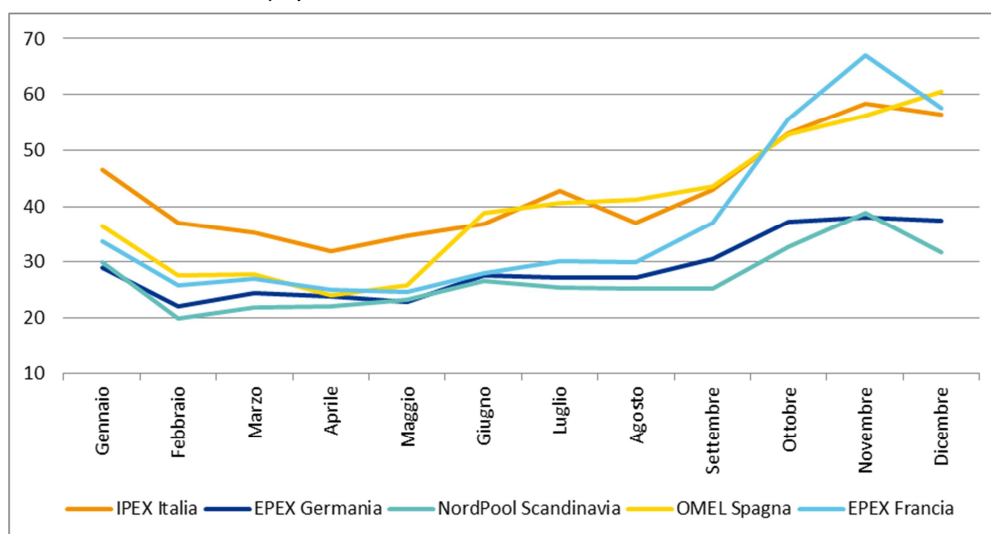
Il grado di integrazione del mercato italiano nel contesto europeo

Anche a livello europeo si è osservato un generale calo del prezzo dell'energia elettrica, che nel 2016 ha registrato valori medi annui compresi tra i 27 €/MWh dell'area scandinava e i 43 €/MWh dell'Italia. Tali flessioni si sono registrate in modo consistente fino a settembre 2016, mentre nell'ultimo trimestre dell'anno si è manifestata una decisa ripresa trainata dai picchi di prezzo registrati in Francia e conseguenti alla prolungata indisponibilità di alcune centrali nucleari. La forte crescita dei prezzi francesi ha favorito, peraltro, un incremento del differenziale con la Germania, che è salito al massimo storico di 8 €/MWh (Francia: 37 €/MWh; Austria/Germania: 29 €/MWh). Gli alti prezzi registrati tra ottobre e novembre hanno inoltre reso la Francia, solitamente esportatrice verso l'estero, più dipendente dall'energia proveniente dai Paesi confinanti. Sulla frontiera con l'Italia, benché quest'ultima nel totale dell'ultimo trimestre 2016 sia rimasta importatrice netta dalla Francia, si sono registrate molte più ore di esportazione (32%) rispetto alla media dei precedenti periodi (2%), trainate da un prezzo francese superiore (13%) o uguale a quello italiano (67%).

Relativamente ai volumi scambiati sulla frontiera settentrionale, nel 2016 il *market coupling* ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 2.364 MWh, di cui 1.729 MWh sul confine francese (-4,6% rispetto al 2015), 184 MWh su quello austriaco (-2,7% rispetto al 2015) e 451 MWh su quello sloveno (+1,0% rispetto al 2015), con un flusso complessivo di energia prevalentemente in import.

Figura 3.6 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2016

Valori medi *baseload*; €/MWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati delle Borse elettriche europee.

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

Le risultanze del monitoraggio dei mercati, compiuto ai sensi del *Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD)* (TIMM), hanno evidenziato che, nel corso del primo semestre 2016:

- alcuni utenti del dispacciamento, titolari di unità di consumo o di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, hanno adottato strategie di programmazione non coerenti con i principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza che dovrebbero caratterizzare il comportamento di un operatore nell'ambito del servizio di dispacciamento¹¹⁶;
- alcuni utenti del dispacciamento, titolari di unità di produzione abilitate alla presentazione di offerte sull'MSD (c.d. "unità abilitate") e che erano usualmente dispacciate in esito ai mercati dell'energia, hanno registrato un programma di immissione al termine dell'MI pari a zero. Ciò è ascrivibile, in parte, alla riduzione dei prezzi che si è osservata nei mesi primaverili sui mercati dell'energia e che ha messo fuori mercato alcune di queste unità e, in parte, al fatto che i relativi utenti del dispacciamento sembravano aver adottato sui mercati sopracitati una strategia di trattenimento fisico (assenza di offerte) o economico (offerte a prezzi superiori a quelli di mercato). Terna, al fine di garantire l'esercizio in sicurezza della rete elettrica locale, ha dovuto disporre l'avviamento, sull'MSD, di alcune delle suddette unità di produzione, accettando le offerte di minimo presentate dai relativi utenti del dispacciamento a prezzi significativamente elevati, con impatto sul valore del corrispettivo per l'approvvigionamento di risorse nell'MSD (c.d. *uplift*). L'accettazione sistematica delle offerte al minimo ha reso maggiormente prevedibile il segno di sbilanciamento, con ciò favorendo l'adozione da parte degli utenti del dispacciamento, titolari di unità di consumo e di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, di strategie di programmazione non coerenti, che hanno amplificato gli effetti negativi sul funzionamento dei mercati elettrici.

Pertanto, alla fine di giugno 2016 l'Autorità ha avviato¹¹⁷ un procedimento per l'adozione tempestiva di misure prescrittive e la valutazione di potenziali abusi, nei confronti di diversi utenti del dispacciamento che hanno messo in atto le condotte sopra descritte, volti a promuovere la concorrenza e a garantire il buon funzionamento dei mercati.

In attesa dello svolgimento di tale procedimento, l'Autorità ha intimato agli utenti del dispacciamento di porre fine, da subito, a ogni condotta finalizzata all'adozione di strategie di programmazione non coerenti con i principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza e di comportamenti di offerta tali da alterare il regolare processo di formazione dei prezzi nei mercati elettrici, in quanto potenzialmente configurabili come violazioni del divieto di manipolazione di mercato, previsto dall'art. 5 del REMIT¹¹⁸.

A seguito delle segnalazioni del GME e di Terna, che hanno evidenziato variazioni nel comportamento di offerta di altri utenti del dispacciamento, nel mese di agosto 2016, l'Autorità ha avviato¹¹⁹ anche altri ulteriori procedimenti individuali nei confronti di tali soggetti e ha segnalato¹²⁰ all'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM) la potenziale violazione della disciplina della concorrenza da parte di alcuni utenti del dispacciamento titolari di unità produttive abilitate all'MSD. Il 29 settembre 2016, l'AGCM ha così avviato due istruttorie nei

¹¹⁶ Criteri che sono imposti dall'art. 14, comma 6, della delibera 9 giugno 2006, n. 111/06.

¹¹⁷ Con la delibera 24 giugno 2016, 342/2016/E/eel.

¹¹⁸ 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).

¹¹⁹ Con la delibera 4 agosto 2016, 459/2016/E/eel.

¹²⁰ Con la delibera 6 settembre 2016, 477/2016/E/eel.

confronti, rispettivamente, delle società Enel Produzione e Sorgenia, per accertare l'eventuale violazione dell'art. 3, lettera a), della legge 10 ottobre 1990, n. 287, e/o dell'art. 102, lettera a), del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea.

A fine dicembre, l'Autorità ha chiuso con un provvedimento di archiviazione¹²¹, i primi 12 procedimenti avviati nel mese di giugno, per l'accertamento di eventuali condotte di programmazione non diligente. In dieci casi le risultanze istruttorie hanno evidenziato come, dall'adozione di condotte non diligenti, gli utenti del dispacciamento non avessero in realtà conseguito benefici economici e come, quindi, non ci fossero i presupposti per un'azione prescrittiva, ferma restando la sanzionabilità delle suddette condotte. Negli altri due casi, in seguito all'acquisizione di specifici elementi fattuali, è stato riscontrato un comportamento conforme alla regolazione.

Nel mese di marzo 2017, l'Autorità ha adottato i primi provvedimenti prescrittivi nei confronti di utenti del dispacciamento titolari di punti in prelievo, finalizzati alla restituzione degli importi dai medesimi indebitamente conseguiti, tramite la regolazione economica dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo e di non arbitraggio, in quanto frutto di condotte di programmazione non diligente. Tali importi andranno a riduzione del corrispettivo *uplift*, e quindi a beneficio della generalità dei clienti finali¹²².

In merito alle ipotesi di violazione dell'art. 5 del REMIT, l'Autorità ha valutato che non sussistono i presupposti. Infatti, dal punto di vista economico, le condotte di programmazione non diligente possono configurarsi quali arbitraggi di prezzo (intertemporali) tra l'MGP e il Mercato di bilanciamento in tempo reale (MB), considerando gli sbilanciamenti come parte integrante di quest'ultimo mercato. Inoltre, è emerso che le opportunità di arbitraggio sono state incentivate dalle modalità di calcolo del segno di sbilanciamento macrozonale e dalla conseguente determinazione del prezzo di sbilanciamento, alle cui criticità l'Autorità ha fatto fronte con alcuni provvedimenti provvisori¹²³, nelle more di una revisione organica della disciplina degli sbilanciamenti. Infine, l'interesse dell'arbitraggista risultava in contrasto con la propagazione a ritroso (da MSD/MB a MGP) del segnale di prezzo di sbilanciamento distorto, che avrebbe annullato il differenziale di prezzo da cui avrebbe tratto profitto. In conclusione, le condotte esaminate, a livello del singolo utente del dispacciamento, non hanno determinato alterazioni dei prezzi dei mercati MGP e MSD/MB. Tuttavia, la chiusura dei singoli procedimenti prescrittivi non ha precluso l'avvio di altrettanti procedimenti sanzionatori per la violazione della disciplina del dispacciamento.

Remit

In tema di monitoraggio dei mercati all'ingrosso va segnalata anche l'attività svolta per

¹²¹ Con la delibera 28 dicembre 2016, 813/2016/E/eel.

¹²² Il meccanismo di restituzione è stato definito con la delibera 14 ottobre 2016, 575/2016/R/eel, la quale, anche in attuazione dell'ordinanza del TAR Lombardia n. 1185/2016, ha stabilito che gli importi eventualmente recuperati da Terna, in forza dei provvedimenti prescrittivi, nonché delle misure di regolazione asimmetrica poste in essere a seguito dei procedimenti avviati con le delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel, debbano essere immediatamente contabilizzati nel calcolo del corrispettivo *uplift*. Ciò per consentirne l'immediato e automatico riconoscimento a tutti gli utenti del dispacciamento e, per loro tramite, a tutti i clienti finali sia del mercato tutelato sia del mercato libero.

¹²³ Per i dettagli si vedano con le delibere 28 luglio 2016, 444/2016/R/eel e 28 dicembre 2016, 800/2016/R/eel.

l'implementazione del REMIT entrato pienamente nella sua fase attuativa a livello europeo e nazionale.

A livello europeo l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) ha, in particolare, avviato la raccolta dei dati sulle transazioni, a partire dall'ottobre 2015, inerenti ai contratti standard, e, dall'aprile 2016 ai contratti non standard. In linea con le disposizioni del regolamento di esecuzione 1348/2014¹²⁴, l'ACER ha escluso, con la lettera del 7 gennaio 2015 seguita poi dalla lettera del 15 dicembre 2016, l'intenzione di avanzare richieste di trasmissione dei dati, ai sensi dell'art. 4 del medesimo regolamento, per quanto concerne i contratti conclusi al di fuori dei mercati così organizzati:

- infragruppo;
- per la consegna fisica dell'energia elettrica prodotta da un'unica unità di produzione con una capacità pari o inferiore a 10 MW o da diverse unità di produzione con una capacità complessiva pari o inferiore a 10 MW;
- per la fornitura fisica di gas naturale prodotto da un solo impianto di produzione di gas naturale con una capacità di produzione pari o inferiore a 20 MW;
- per i servizi di bilanciamento per l'energia elettrica e il gas naturale.

Nel corso del 2016, l'attività dell'Autorità è stata finalizzata all'adeguamento dei protocolli di sicurezza per la gestione interna dei dati, in conformità con gli standard condivisi in ambito europeo. In particolare, l'Autorità ha adottato¹²⁵ i principi fondamentali per la gestione in sicurezza delle informazioni e dei dati ricevuti, anche al fine di avviare il percorso di conformità alle regole fissate dall'ACER per assicurare lo scambio di informazioni con le altre Autorità nazionali di regolazione.

Nel mese di settembre 2016, la soluzione adottata dall'Autorità è stata sottoposta alla verifica di conformità attraverso il processo di *Peer Review* in ambito ACER, superato positivamente, cui è seguita, nel dicembre 2016, la decisione dell'ACER di accordare all'Autorità l'accesso sia ai dati raccolti centralmente ai sensi dell'art. 8 del REMIT (c.d. *data sharing*) sia al sistema di gestione dei casi REMIT (c.d. *case management tool*).

Nel 2016 l'Autorità ha continuato a partecipare ai gruppi di lavoro dell'ACER e del Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER), al fine di promuovere un orientamento coordinato nell'implementazione del REMIT, contribuendo:

- al progetto di revisione del Registro europeo degli operatori di mercato (CEREMP), disciplinato dall'art. 9 del REMIT, anche attraverso le attività di supporto tecnico nell'ambito della consultazione pubblica concernente il funzionamento e l'utilità del registro, ai fini della predisposizione del documento di analisi delle risposte pubblicato dall'ACER il 6 dicembre 2016;
- all'aggiornamento costante del *Market Monitoring Handbook*, manuale ad uso interno

¹²⁴ Regolamento di esecuzione (UE) n. 1348/2014 della Commissione, del 17 dicembre 2014, relativo alla segnalazione dei dati sulle transazioni e delle informazioni di tipo fondamentale.

¹²⁵ Con la delibera 17 marzo 2016, 108/2016/A.

dell'ACER e dei regolatori, volto a pro- muovere la cooperazione e il coordinamento nella gestione dei casi REMIT;

- alla condivisione di strumenti, metodologie e mezzi per la sorveglianza dei mercati all'ingrosso, nonché di problematiche relative al coordinamento dei casi di potenziale abuso di mercato di dimensione transfrontaliera;
- all'elaborazione di chiarimenti (Q&A) e di *Linee guida* per favorire la corretta e uniforme applicazione delle definizioni e delle disposizioni del regolamento, anche tenuto conto delle principali istanze e problematiche nazionali;
- al monitoraggio dell'evoluzione della normativa finanziaria e alla formazione delle posizioni CEER-ACER negli ambiti rilevanti per il corretto funzionamento dei mercati dell'energia.

Infine, anche nel corso del 2016 l'Autorità ha continuato a prestare assistenza agli operatori di mercato mediante seminari informativi, incontri e risposte alle richieste di informazioni in tema di REMIT.

3.2.2 Mercati al dettaglio

Nel 2016, in base ai dati provvisori pubblicati da Terna, i consumi totali (al netto delle perdite) sono risultati pari a circa 297 TWh, di poco inferiori a quelli del 2015. La tavola 3.9 descrive la ripartizione di questi ultimi per settore finale di utilizzo.

Tavola 3.9 Ripartizione dei consumi elettrici nazionali per settore finale

TWh

SETTORE PRODUTTIVO	2014	2015	2016 ^(A)
Domestico	64,3	66,2	66
Agricoltura	5,4	5,7	6
Industria	122,5	122,4	122
Terziario	98,9	102,9	103
TOTALE	291,1	297,2	297

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

Nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di aver svolto nel 2016 (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita di energia elettrica 131 soggetti mercato di maggior tutela, 2 nella salvaguardia e 542 nel mercato libero. Nel 2015 i venditori erano pari a 135 nella maggior tutela, 2 nella salvaguardia e 481 nel mercato libero. Il numero di venditori di energia elettrica è quindi cresciuto nel 2016 di 61 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 131 (cioè tutti) soggetti che esercitano il servizio di maggior tutela e 450 (cioè l'83% di 542) imprese che vendono elettricità nel mercato libero. Di

queste, 48 hanno dichiarato di essere rimaste inattive per tutto il corso dell'anno. Di conseguenza, sono 402 le imprese risultate attive nel mercato libero che hanno risposto all'Indagine annuale.

La tavola 3.10 presenta la ripartizione delle vendite finali di energia elettrica (al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete) insieme al numero totale dei clienti¹²⁶ 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 libero. I dati di vendita raccolti dall'Autorità (considerati unitamente agli autoconsumi) sono rappresentativi di una popolazione che riflette il 94%¹²⁷ dei consumi finali stimati da Terna, il gestore delle rete elettrica.

Tavola 3.10 Mercato finale della vendita di energia elettrica

Al netto degli autoconsumi e delle perdite

	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2015	2016	VAR. %	2015	2016	VAR. %
Mercato di maggior tutela	56.892	52.693	-7,4%	24.215	23.338	-3,6%
Domestico	37.967	35.058	-7,7%	20.313	19.619	-3,4%
Non domestico	18.925	17.635	-6,8%	3.902	3.718	-4,7%
Servizio di salvaguardia	3.817	4.224	10,7%	85	90	5,8%
Mercato libero	195.259	193.725	-0,8%	12.754	13.842	8,5%
Domestico	21.208	22.055	4,0%	9.401	10.269	9,2%
Non domestico	174.050	171.670	-1,4%	3.353	3.573	6,6%
MERCATO FINALE	255.968	250.642	-2,1%	37.054	37.269	0,6%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

I risultati dell'Indagine annuale (come di consueto, da considerarsi provvisori per il 2016) mostrano che lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale poco più di 250 TWh a circa 37 milioni di clienti. Complessivamente i consumi di energia si sono ridotti del 2,1% rispetto al 2015, mentre i consumatori sono cresciuti dello 0,6%. Come succede ormai da qualche anno, il servizio di maggior tutela si è ulteriormente ristretto: la caduta della domanda finale, infatti, ha inciso più pesantemente su tale servizio di quanto non sia accaduto al mercato libero, che invece ha tenuto, almeno in termini di clienti; il servizio di salvaguardia, viceversa, è tornato ad ampliarsi in misura non lieve; i consumi del settore domestico sono calati in misura maggiore rispetto a quelli degli usi produttivi.

Più precisamente, il settore domestico ha acquistato complessivamente 57,1 TWh contro i 59,2 TWh del 2015, registrando quindi una riduzione del 3,5%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico – quest'anno pari a 193,65 TWh in luogo dei precedenti 196,8 TWh – ha evidenziato un calo dell'1,7% rispetto al 2015.

¹²⁶ Approssimato dal numero dei punti di prelievo sempre conteggiati secondo il criterio del *pro die* (cioè conteggiati per le frazioni di anno per le quali sono stati serviti).

¹²⁷ Per ottenere la percentuale indicata occorre sommare ai consumi finali dell'Indagine esposti nella tavola 3.13 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.

La quota del mercato tutelato sul mercato totale è diminuita in termini sia di energia sia di clienti, a vantaggio del mercato libero, mentre la sezione della salvaguardia è leggermente cresciuta, almeno in termini di energia. In un mercato finale che complessivamente si è ristretto di 5,3 TWh, i volumi di vendita del mercato tutelato si sono ridotti di 4,2 TWh (-7,4% rispetto al 2015), mentre il mercato libero ha perso solo 1,5 TWh rispetto all'anno precedente (-0,8%); nel regime di salvaguardia, invece, le vendite sono cresciute di 0,4 TWh.

Anche nel 2016 è proseguito il movimento dei consumatori domestici verso il mercato libero. I punti di prelievo domestici sono complessivamente aumentati nel 2016 di circa 175.000 unità, ma il mercato tutelato ne ha persi 683.000 rispetto al 2015, mentre il libero ne registra 869.000 in più. Il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato tutelato è più basso rispetto a quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.787 kWh/anno contro 2.148 kWh/anno. Entrambi questi valori, tuttavia, risultano inferiori a quelli dello scorso anno: di 82 kWh nel servizio di maggior tutela e di 108 kWh nel mercato libero.

Come nel 2015, anche nel 2016 il servizio di salvaguardia si è ampliato, dopo anni in cui andava assottigliandosi: l'energia venduta è cresciuta del 10,7% (+0,4 TWh), anche se l'aumento è stato inferiore a quello dello scorso anno quando era cresciuto del 17,4%; il numero di clienti serviti è aumentato di circa 5.000 unità. Come si vedrà più in dettaglio nelle pagine che seguono (si veda il paragrafo dedicato) l'aumento registrato nei punti di prelievo è da attribuire integralmente ai clienti allacciati in bassa tensione e tra questi, in particolare, all'illuminazione pubblica, mentre la crescita dei volumi acquistati è avvenuta per quasi tutte le tipologie di clienti, tranne che per l'illuminazione pubblica in media tensione.

Come si è detto poco sopra, l'elettricità fornita sul mercato libero nel 2016 ha evidenziato una lieve caduta: con 193,7 TWh venduti, infatti, il livello delle vendite è diminuito dell'1,5% rispetto al 2015. Il numero dei clienti complessivamente serviti, però, è cresciuto di oltre un milione di unità, più nel settore domestico (+9,2%) che nel settore non domestico (+6,6%). Il consumo medio unitario si è quindi abbassato di un altro 9%. Tale fenomeno accade ormai da molti anni: dai 25.500 kWh/anno del 2011, nel 2016 è sceso a 14.000 kWh/anno. Il costante ridimensionamento è dovuto in parte all'ingresso in questo mercato dei consumatori domestici, tipicamente caratterizzati da valori di prelievo medio inferiori a quelli dei consumatori non domestici (e nel tempo sempre più bassi), ma è soprattutto spiegato dal ripiegamento dei consumi non domestici. Dopo la risalita dello scorso anno, infatti, nel 2016 le vendite del mercato libero al settore non domestico hanno registrato una nuova caduta (-1,4%) fermandosi a 171,7 TWh. Nel 2011 il mercato libero forniva al settore non domestico 12,1 TWh in più.

Complessivamente, quindi, nel 2016 il mercato tutelato ha acquisito il 21% di tutta l'energia venduta al mercato finale (contro il 22,2% del 2015), il servizio di salvaguardia ne ha assorbito l'1,7% (contro l'1,5% del 2015) e il mercato libero ne ha acquistato il 77,3% (contro il 76,3% del 2015). In termini di punti di prelievo il rapporto tende a rovesciarsi: il 62,6% dei clienti è tuttora servito in maggior tutela, mentre il 37,1% è passato al mercato libero.

Con l'eccezione delle prime tre posizioni, la classifica (provvisoria, data la natura preconsuntiva dei dati raccolti) dei primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2016 (Tavola 3.11) presenta alcune novità rispetto allo scorso anno per l'avvicendamento dei venditori nelle varie posizioni.

L'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano resta il gruppo Enel, quest'anno con una quota in risalita al 35,3% e sempre ben distanziata dal gruppo inseguitore Edison. La quota di quest'ultimo nel 2016 è anche scesa di due punti percentuali rispetto a quella del 2015,

fermandosi al 4,7%. Al terzo posto, come sempre, il gruppo Eni con il 4,3% (all'incirca la stessa percentuale che aveva lo scorso anno).

Il gruppo Enel mantiene la sua posizione 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 54,7%, per la precisione – è infatti servito da Enel, mentre Eni, che è in seconda posizione, possiede una quota del 4,1%.

Nel 2016, comunque, Enel ha riguadagnato la prima posizione, che aveva perso nel 2013, anche nei segmenti dei clienti non domestici in media e in alta/altissima tensione.

Tavola 3.11 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2016

GWh

GRUPPO	CLIENTI		CLIENTI NON DOMESTICI		TOTALE	POSIZIONE NEL 2015
	DOMESTICI	BT	MT	AT/AAT		
Enel	41.717	29.453	12.654	4.530	88.354	1°
Edison	1.122	1.635	5.789	3.247	11.793	2°
Eni	3.146	2.252	4.610	713	10.721	3°
Hera	1.084	2.876	4.642	391	8.994	5°
Axpo Group	43	1.528	2.835	3.367	7.772	7°
Acea	2.017	1.703	1.942	1.299	6.961	6°
Gala	61	2.582	3.828	184	6.655	4°
A2A	1.447	1.933	2.730	256	6.366	9°
E.On	217	1.499	3.661	845	6.222	10°
Metaenergia	14	869	5.141	173	6.197	11°
Sorgenia	213	1.569	3.681	499	5.962	8°
Iren	1.144	1.502	2.202	128	4.976	16°
C.V.A.	122	1.788	2.515	16	4.441	12°
Energetic Source	71	1.965	1.934	206	4.176	13°
Dolomiti Energia	569	1.471	1.809	250	4.100	15°
Duferco	48	471	1.012	2.543	4.074	18°
Repower	0	1.836	1.750	7	3.593	17°
Alperia	242	950	1.804	229	3.225	25°
SC Holding	273	254	1.367	1.326	3.222	14°
Egea	38	502	2.394	138	3.072	20°
Altri operatori	3.525	14.352	24.854	7.037	49.767	-
TOTALE	57.113	72.991	93.154	27.384	250.642	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2016 il livello di concentrazione del mercato totale è rimasto sostanzialmente invariato: i primi tre operatori (gruppi societari) coprono il 44,2% delle vendite complessive (la quota era del 44,3% nel 2015); l'indice HHI è invece leggermente salito a 1.375 da 1.270. Occorrono 17 gruppi (come lo scorso anno) per superare il 75%.

Nel 2016 il 73% dell'energia consumata dalle famiglie è stata venduta dal gruppo Enel (73,5% nel 2015); con una quota del 5,5%, il secondo gruppo è Eni, mentre Acea ha mantenuto la terza

posizione con il 3,5%. Complessivamente, i primi cinque operatori (A2A e Iren insieme a quelli già citati) detengono l'86,6% del settore domestico (l'87,6% nel 2015).

Prendendo a riferimento le vendite a clienti non domestici alimentati in bassa tensione, la quota del gruppo Enel, pari al 40,4%, rimane ben distanziata dal 3,9% del secondo gruppo che è risultato Hera (in terza posizione nel 2015). Seguono Gala con il 3,5%, che nel 2015 era in seconda posizione, Eni con il 3,1% ed Energetic Source con il 2,7%.

Nel 2016 il gruppo Edison, che tradizionalmente inseguiva l'*incumbent*, ha perso quote nel *mass market*, essendo scivolato in sesta posizione nella graduatoria delle vendite ai clienti domestici e in decima posizione nelle vendite ai clienti non domestici in bassa tensione, mentre è rimasto preponderante nei segmenti della media e dell'alta tensione. Infatti, nelle vendite ai clienti non domestici allacciati in media tensione Edison è il secondo gruppo con una quota del 6,2% immediatamente dopo Enel con il 13,6%. È cresciuta la quota del terzo gruppo, Metaenergia, passata dal 4,6% del 2015 al 5,5%. Seguono poi Hera (5%) ed Eni (4,9%), mentre il gruppo Gala, che nel 2015 era in seconda posizione, è sceso al sesto posto.

Anche nelle vendite a clienti in alta o altissima tensione, ai quali ha fornito l'11,9% dell'energia complessivamente acquisita, il gruppo Edison è rimasto rilevante, pur essendo passato in terza posizione. Il gruppo Enel, invece, è tornato al primo posto con la quota del 16,5%, seguito da Axpo Group (12,3%) che nel 2015 era terzo. Duferco (8,5%) e SC Holding, il gruppo che dirige e coordina Green Network (6,8%), completano la classifica dei primi cinque posti.

Mercato di maggior tutela

I consumatori domestici e le piccole imprese¹²⁸ 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 2016 sono stati venduti, nel mercato di maggior tutela, poco meno di 53 TWh a circa 23 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2015, i consumi sono scesi di circa 4 TWh (-7,8%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti del 3,6%.

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 dal mercato di maggior tutela il 3,4% di famiglie e il 4,8% di clienti con altri usi. Nell'ambito dei clienti domestici, il calo più elevato si è registrato per i residenti (-4,2%), mentre vi è stata una contrazione lieve (-0,8%) dei domestici non residenti. Per questi ultimi, che hanno consumi unitari

¹²⁸ 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.

più contenuti, probabilmente è meno forte la spinta alla ricerca di condizioni economiche più favorevoli sul mercato libero, così come l'attrattività per i venditori.

Tavola 3.12 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2016

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	QUOTA	CONSUMO MEDIO
0-1.000 kWh	2.564	7,3%	6.149	31,3%	417
1.000-1.800 kWh	6.657	19,0%	4.753	24,2%	1.401
1.800-2.500 kWh	7.980	22,8%	3.757	19,2%	2.124
2.500-3.500 kWh	9.008	25,7%	3.093	15,8%	2.913
3.500-5.000 kWh	5.700	16,3%	1.414	7,2%	4.032
5.000-15.000 kWh	2.851	8,1%	442	2,3%	6.455
> 15.000 kWh	297	0,8%	12	0,1%	25.218
TOTALE DOMESTICI	35.058	100,0%	19.619	100,0%	1.787
DI CUI					
Domestici residenti fino a 3 kW	26.840	76,6%	13.963	71,2%	1.922
Domestici residenti oltre 3 kW	4.018	11,5%	1.085	5,5%	3.703
Domestici non residenti	4.199	12,0%	4.572	23,3%	918

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Poiché, in generale, nel 2016 i consumi energetici si sono ridotti rispetto all'anno precedente, le riduzioni nelle quantità vendute (-7,7% per i domestici e -7% per gli altri usi) sono state superiori a quelle dei punti serviti (-3,4% domestici, -4,8% altri usi). Il percorso di uscita dal servizio di maggior tutela dei domestici non residenti sembra quasi essersi fermato (-0,8%), mentre nel caso dell'illuminazione pubblica si registra un aumento del servizio, in termini sia di punti serviti (+15,4%) sia di energia (+1,5%). Sono rimaste praticamente immutate, rispetto al 2015, le quote dei vari usi sul consumo totale. Il 67% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (35,1 TWh) che, in termini di numerosità (19,6 milioni di punti di prelievo), rappresenta l'84% del totale (sceso complessivamente a 23,3 milioni di punti di prelievo).

Il 76,7% dei clienti domestici serviti nella maggior tutela è rappresentato da famiglie residenti che acquistano l'88% dell'elettricità venduta alla clientela domestica. Il 92,8% delle famiglie residenti possiede un contratto con potenza sino a 3 kW.

Le condizioni contrattuali prevalenti nel mercato di maggior tutela sono, come di consueto, la bioraria obbligatoria e la multioraria, che insieme contano per il 96,4% dei punti di prelievo. Quasi tutti i clienti domestici (96,3%) 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'1,9% dei clienti paga la tariffa bioraria volontaria, quella cioè richiesta esplicitamente dai clienti anche prima dell'1 luglio 2010; al restante 1,9% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria. La porzione di clienti a tariffa bioraria obbligatoria è sostanzialmente invariata rispetto allo scorso anno, quella dei clienti con bioraria volontaria è aumentata dello 0,4%, mentre quella dei clienti con tariffa monoraria si è ridotta dello 0,3%. Quest'ultima continua a diminuire anche per i non domestici, via via che gli *smart meter* sostituiscono i misuratori tradizionali: nel 2016 è scesa al 2% del totale dei clienti, ma nel 2010 era ancora pari al 65,9%.

Nel 2016 il consumo medio unitario del cliente domestico è sceso a 1.787 kWh/anno (Tavola 3.12), dai 1.869 kWh registrati nel 2015, confermando la tendenza di fondo alla riduzione (nel 2012 era pari a 2.014 kWh).

Considerando che gran parte (71,2%) dei clienti domestici residenti e serviti in maggior tutela ha un contratto con potenza fino a 3 kW, il consumo medio delle famiglie italiane è individuabile in 1.922 kWh/anno, un valore di 78 kWh inferiore a quello osservato nel 2015. Più elevato, pari a 3.703 kWh, e anch'esso in diminuzione, è il consumo medio dei residenti con potenza superiore a 3 kW, che lo scorso anno era pari a 3.917 kWh; in diminuzione è anche il consumo medio dei non residenti, che nel 2016 è sceso a 918 kWh dai 957 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 3.13 Clienti non domestici nel mercato a condizioni standard per tipologia e per classe di consumo nel 2016

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	QUOTA %	CONSUMO MEDIO
0-5 MWh	3.491	19,8%	3.003	80,8%	1.163
5 – 10 MWh	2.272	12,9%	326	8,8%	6.965
10 - 15 MWh	1.539	8,7%	126	3,4%	12.171
15 - 20 MWh	1.233	7,0%	72	1,9%	17.229
20 - 50 MWh	4.241	24,1%	140	3,8%	30.366
50 - 100 MWh	2.537	14,4%	38	1,0%	67.612
100 - 500 MWh	2.215	12,6%	14	0,4%	160.867
500 – 2.000 MWh	99	0,6%	0	0,0%	683.101
2.000 – 20.000 MWh	5	0,0%	0	0,0%	4.061.719
20.000 – 50.000 MWh	1.0	0,0%	0	0,0%	25.016.825
TOTALE NON DOMESTICI	17.633	100,0%	3.718	100,0%	4.743
DI CUI
Non domestici fino a 16,5 kW	9.093	51,6%	3.438	92,5%	2.644
Non domestici oltre 16,5 kW	8.173	46,3%	262	7,0%	31.247
Illuminazione pubblica	367	2,1%	18	0,5%	20.438

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.13 propone la ripartizione dei volumi (17,6 TWh) e dei punti di prelievo (3,7 milioni) relativi agli usi non domestici serviti a condizioni standard per classe di consumo. Come nel 2015, circa un quinto (19,8%) dell'energia destinata ad altri usi è stato venduto ai clienti della prima

classe di consumo (<5 MWh/anno), che costituiscono l'81% dell'intera platea di consumatori non domestici. La seconda classe, quella dei clienti con consumi annui che variano tra 5 MWh e 10 MWh, comprende l'8,8% dei punti di prelievo e assorbe il 13% dell'elettricità venduta. Pertanto l'89,5% dei clienti non domestici che acquistano energia elettrica per altri usi ha consumi annui che non superano i 10 MWh.

I punti di prelievo con potenza inferiore a 16,5 kW rappresentano il 92,5% dei consumatori non domestici serviti in maggior tutela e il 51,6% dei consumi. I punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW sono solo il 7% dei consumatori, ma assorbono il 46,3% delle vendite. Questi clienti sono ovviamente caratterizzati da consumi annui più elevati: quasi la metà dei relativi punti di prelievo ricade nelle classi con consumi compresi tra 20 e 500 MWh.

Servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia accoglie i clienti non domestici che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero, ma non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela. Questi stessi clienti, inoltre, vengono ammessi al servizio di salvaguardia quando perdurano in una condizione di morosità.

Dal 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta¹²⁹, che ottengono il diritto a esercitare il servizio per due anni consecutivi. Nell'autunno 2016, l'Autorità ha rivisto le regole delle aste, introducendo alcune novità sul *rating* creditizio, sulle garanzie che i venditori devono prestare a Terna e sul ruolo del Sistema informativo integrato (SII), che deve mettere a disposizione dei venditori interessati a partecipare alle aste le informazioni sui clienti gestiti nel servizio. A valle di tale revisione, il servizio di salvaguardia per il biennio 2017-2018 è stato aggiudicato alla fine di novembre 2016 alle stesse imprese che lo hanno gestito nel periodo 2014-2016: Enel Energia ed Hera Comm. La nuova aggiudicazione ha comportato però diverse variazioni, infatti:

- Enel Energia si è aggiudicata i territori di nove regioni (prima ne aveva otto): Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Lombardia, Lazio, Puglia, Molise e Basilicata che nel triennio precedente erano tutti assegnati a Hera Comm;
- Hera Comm si è aggiudicata il servizio per le restanti undici regioni: Veneto, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Toscana, Marche, Umbria, Sardegna, Campania, Abruzzo, Calabria e Sicilia; solo tre di queste (Toscana, Marche e Umbria) erano assegnate a Hera Comm anche nel triennio precedente.

Secondo i dati ricevuti dagli operatori della salvaguardia nel 2016, il servizio si è nuovamente ampliato, essendo entrati circa 5.000 punti di prelievo in più rispetto al 2015. Più precisamente, lo scorso anno sono stati serviti in regime di salvaguardia 89.676 punti di prelievo, contro gli 84.785 del 2015. Complessivamente sono stati prelevati circa 4,2 TWh. In pratica, il mercato della

¹²⁹ Come ha stabilito il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 23 novembre 2007.

salvaguardia è aumentato del 5,8% in termini di punti di prelievo e del 10,7% in termini di energia consumata rispetto al 2015.

L'aumento registrato nei punti di prelievo è da attribuire integralmente ai clienti allacciati in bassa tensione e tra questi, in particolare, all'illuminazione pubblica, mentre la crescita dei volumi acquistati è avvenuta per quasi tutte le tipologie di clienti, tranne che per l'illuminazione pubblica in media tensione. Il consumo medio degli utenti connessi in bassa tensione è cresciuto del 3,5% (da 17,3 a 17,9 MWh), quello degli utenti connessi in media tensione è passato da 321 a 360 MWh e i volumi mediamente prelevati dai clienti in alta tensione sono saliti da 5,4 a 11,4 GWh.

Come negli ultimi due anni, la quota di Hera Comm nel mercato della salvaguardia 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 2016 il servizio di salvaguardia è risultato, dunque, più equamente ripartito tra le due società: l'energia venduta da Enel Energia è salita al 48,7% (dal 45,5% del 2015), mentre quella venduta da Hera Comm è scesa al 51,3% (dal 54,5% del 2015).

Mercato libero

Come si è visto nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2016 sono stati venduti 193,7 TWh, lo 0,8% in meno del 2015, a 13,8 milioni di clienti, cresciuti dell'8,5% rispetto al 2015. Il mercato libero è in costante espansione per il numero dei clienti, ma non per l'energia venduta: a parte quella del 2015, infatti, non si registrano variazioni nettamente positive dal 2011.

Indipendentemente dalle quantità vendute, si registra da anni una costante crescita nel numero di imprese attive e il 2016 non ha fatto eccezione. In base alle risposte ottenute dall'Indagine annuale sui settori regolati, il numero di venditori attivi è salito di 32 unità (+8,6%), sebbene il ritmo di crescita negli ultimi quattro anni sia andato attenuandosi. Il continuo incremento dei venditori in un mercato che complessivamente non cresce o, talvolta, si riduce, fa sì che il volume di vendita medio unitario delle imprese che operano su questo mercato continui invariabilmente a diminuire. Nel 2016 è sceso a 482 GWh, il valore storicamente più basso rilevato sinora, equivalente al 36% 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 aziende più piccola (che comprende le società imprese con vendite inferiori a 0,1 TWh) dove il numero di venditori è salito di 30 unità, passando dai 271 del 2015 a 301. Anche le imprese con vendite fino a 1 TWh sono aumentate di 7 unità rispetto al 2015, salendo a 70. La porzione di mercato soddisfatta da queste ultime due classi nel 2016 è pari al 15,7%, mentre nel 2015 era pari al 13,5%. Nel 2016, quindi, i venditori di più piccole dimensioni hanno eroso quote di mercato a svantaggio dei venditori di dimensione più ampia. In effetti, le prime tre classi di operatori (ovvero le prime 31 imprese, corrispondenti al 7,7% dei venditori attivi) hanno coperto l'84,3% delle vendite complessive del 2016; le stesse cifre, calcolate nel 2015, erano, rispettivamente, pari a 9,7% e a 86,5%.

Guardando l'andamento nel tempo della quota di mercato servita dai venditori più piccoli (con vendite fino a 1 TWh), non sembra però emergere un trend costante che mostri chiaramente come essi siano in grado di sottrarre quote di mercato ai più grandi, perché il suo valore oscilla nel tempo e non è nemmeno correlato con la performance complessiva dello stesso mercato libero.

Il 39% delle 402 imprese attive vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; 67 imprese, pari al 16,7%, hanno venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; le restanti 178 società (44,3%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 19. Nel 2015 le imprese che vendevano sull'intero territorio nazionale erano il 15,7% dei 370 venditori attivi e quelle con un territorio di vendita limitato a 5 regioni erano il 43,8%.

La composizione societaria del capitale sociale dei venditori di energia elettrica al 31 dicembre 2015, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, mostra una scarsa presenza straniera: solo 8 società (sulle 390 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società svizzere, lussemburghesi o tedesche.

Il dettaglio dei clienti per tipologia e per tensione (Tavola 3.14) mostra un aumento di oltre un milione di punti serviti. A tale risultato hanno contribuito in larga parte i clienti domestici e gli altri usi in BT, anche se un discreto aumento si è avuto pure nei punti di prelievo in AT/AAT (+6,6%). Le famiglie servite nel mercato libero sono aumentate di 869.000 unità, ovvero del 9,2% rispetto al 2015; 221.000 nuovi punti di prelievo hanno acquistato l'elettricità per altri usi in bassa tensione.

I clienti in media tensione sono, invece, diminuiti dell'1,5% e tra questi una sostanziale riduzione ha interessato i punti di illuminazione pubblica.

Al contrario di quanto è accaduto al numero dei clienti, nel 2016 i volumi venduti nel mercato libero hanno subito complessivamente una contrazione dello 0,8%. Anche in questo caso il risultato complessivo è dovuto ad andamenti contrastanti tra le varie tipologie di clienti: sono cresciuti gli acquisti di elettricità in bassa tensione, mentre è diminuita l'energia venduta in media e in alta tensione. In particolare, un aumento del 4% ha interessato le famiglie e una crescita dell'1,1% si è avuta negli altri usi in bassa tensione. Viceversa una drastica diminuzione è emersa per l'illuminazione pubblica che complessivamente ha acquistato nel mercato libero 295 GWh in meno del 2015 (-5,9%), mentre ne ha acquisita di più nel servizio di salvaguardia (vedi *supra*).

Tavola 3.14 Mercato libero per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2015	2016	VARIAZIONE	2015	2016	VARIAZIONE
BT	74.765	75.930	1,6%	12.653	13.743	8,6%
Domestico	21.208	22.055	4,0%	9.401	10.269	9,2%
Illuminazione pubblica	4.633	4.395	-5,1%	218	218	-0,1%
Altri usi	48.924	49.480	1,1%	3.034	3.255	7,3%
MT	93.156	90.668	-2,7%	99	98	-1,5%
Illuminazione pubblica	384	327	-14,8%	0,99	0,91	-8,1%
Altri usi	92.772	90.340	-2,6%	98	97	-1,4%
AT e AAT	27.337	27.127	-0,8%	0,97	1,04	6,6%
Altri usi	27.337	27.127	-0,8%	0,97	1,04	6,6%
TOTALE	195.259	193.725	-0,8%	12.754	13.842	8,5%

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 24,6% 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 27,4% di tutta l'energia acquisita dal settore domestico nel mercato libero. Di fatto, l'86,6% 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 2016 il 15,7% dei clienti domestici, circa 1,6 milioni, risulta aver sottoscritto un contratto *dual fuel*. Il numero di clienti domestici con questo tipo di contratto¹³⁰ è cresciuto, in quanto lo scorso anno erano 1,5 milioni, ma la loro quota è leggermente diminuita rispetto a quella registrata nel 2015 (che era il 16,2%). 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. Il consumo complessivo di questi clienti è pari a 3,4 TWh, il 15,5% di tutta l'energia venduta ai clienti domestici sul mercato libero. La porzione di clienti domestici che acquista i contratti *dual fuel*, è rimasta nel tempo tendenzialmente costante intorno al 15-16%. Anche in questo caso emergono consumi medi molto 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 dal 61,5% dell'intera clientela (che rappresenta il 61,2% dei volumi) ed è in crescita rispetto al 2015 (era al 59,1 %). Il 31,8% 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% dell'energia complessivamente acquistata dal settore non domestico. Il 55,7% 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 80.000 sui quasi 3,6 milioni totali e pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è pari a circa 4,7 TWh sui 171,7 complessivi.

A dieci anni dalla completa apertura dei mercati energetici, quest'anno per la prima volta l'*Indagine annuale sui settori regolati* ha sottoposto ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità, le tipologie e le modalità di offerta che le imprese mettono a disposizione dei clienti che hanno scelto di rifornirsi nel mercato libero.

Come sempre accade quando si sottopongono nuovi quesiti, specialmente se questi richiedono di riassumere una realtà assai complessa e variegata com'è quella delle offerte commerciali, forzandole in classificazioni che possono non essere completamente esaustive della realtà, le nuove domande hanno generato non poche richieste di chiarimenti e necessità di interpretazioni. Per questo i risultati che vengono presentati in queste pagine devono essere accolti con la necessaria cautela, anche perché si tratta di una prima ricognizione finalizzata a successivi affinamenti anche a partire dai riscontri ottenuti. Inoltre, poiché le imprese di vendita hanno manifestato notevoli difficoltà nel rispondere ai nuovi quesiti relativamente alla clientela non domestica, la cui fornitura tradizionalmente presenta necessità molto più variegata e complesse

¹³⁰ 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.

rispetto a quella domestica, per il 2016 l'esposizione dei risultati raccolti si concentra praticamente solo su quest'ultima¹³¹ che offre, comunque, alcuni primi spunti interessanti.

La media delle offerte commerciali che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti è risultata pari a 9 per la clientela domestica e a 26 per la clientela non domestica. Quest'ultima, ovviamente, gode di una maggior possibilità di scelta essendo il cliente generalmente più importante in termini di volumi consumati e sicuramente con esigenze più differenziate (multisito, profili di consumo orari più variegati ecc.) rispetto a quelle di un cliente domestico. Il 35% dei venditori offre una sola modalità contrattuale, un quarto di essi ne mette a disposizione fino a tre e il restante 40% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da quattro offerte in su.

Delle 9 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 5 sono acquistabili solo on line, cioè soltanto tramite internet che costituisce ormai un importantissimo canale di vendita attraverso cui l'impresa può chiarire la propria offerta con tutti i dettagli necessari risparmiando sui costi di gestione. Le offerte on line non sembrano aver riscontrato, per ora, un grande interesse da parte delle famiglie, in quanto è risultato che solo il 13,5% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità.

Circa la tipologia di prezzo preferita, è risultato che l'85% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo bloccato (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre solo il 15% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile sono di vario tipo; l'indicizzazione è legata: nel 36% dei casi alla componente energia delle condizioni standard stabilite dall'Autorità; nel 30% dei casi all'andamento del Brent e in un altro 30% dei casi all'andamento del PUN. Solo il 4% dei clienti ha scelto un contratto che preveda una forma di indicizzazione diversa da quelle appena citate.

Infine, circa la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti sottoscritti, tra i clienti domestici che hanno scelto un contratto a prezzo fisso emerge una netta preferenza sia per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (il 42% dei clienti ha sottoscritto un contratto che la prevede) sia per la partecipazione, attraverso il contratto di energia elettrica, a un programma punti che può essere tanto dell'operatore di vendita quanto di altri soggetti (per esempio, quelli spendibili in una catena di supermercati): il 36% dei clienti ha scelto un contratto che offre tale servizio aggiuntivo.

Viceversa, nei clienti che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile risulta un maggior interesse per l'ottenimento di un abbuono/sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro (41%) e, anche in questo caso, per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (36%).

¹³¹ L'unico risultato esposto per la clientela non domestica riguarda il numero di offerte disponibili perché l'apposita domanda nel questionario per i venditori ha ottenuto un buon tasso di risposta.

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 di maggior tutela** sia lievemente cresciuta rispetto al 2015. La quota del principale esercente, Enel Servizio Elettrico, è infatti salita di sei decimi di punto percentuale, dall'85,7% del 2015 all'86,3%; seguono Acea Energia (4,7%, nel 2015 era il 5%), A2A Energia (3,2%, nel 2015 era il 3,4%) e Iren Mercato (1,1%, nel 2015 era l'1,2%). 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 con una quota del 21,1%, in aumento rispetto al 17,9% del 2015. Nel 2016, infatti, la sua quota di vendita è risultata 15 punti superiore a quella del gruppo Edison. Però tale distanza si va ampliando: nel 2016 è cresciuta, come già aveva fatto l'anno prima, basti pensare che nel 2014 era pari a sette punti. Questo a causa del fatto che le vendite di Enel sono di anno in anno in aumento, ma anche perché le vendite di Edison, al contrario, diminuiscono. Nel 2016, in particolare, il gruppo ha perso mercato soprattutto tra la clientela non domestica. Stabilmente al terzo posto si trova Eni, che copre il 5,5% del mercato. Numerosi altri avvicendamenti nella classifica dei principali venditori si osservano nelle posizioni successive, perché i volumi di vendita nel tempo tendono a divenire più omogenei tra loro.

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 55,8% al 55,4%. Nel 2016 l'indice HHI è salito da 560 a 640 (a causa dell'ampliarsi della distanza tra il primo e il secondo gruppo), sebbene rimanga largamente lontano dalla 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, quest'anno con una quota in risalita al 35,3% e sempre ben distanziata dal gruppo inseguitore Edison. La quota di quest'ultimo nel 2016 è anche scesa di due punti percentuali rispetto a quella del 2015, fermandosi al 4,7%. Al terzo posto, come sempre, il gruppo Eni con il 4,3% (all'incirca la stessa percentuale che aveva lo scorso anno). 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.

Nel 2016 il gruppo Enel è l'unico che ha raggiunto una quota di mercato superiore al 5%, mentre nel 2015 erano 2: Enel con il 33,4% ed Edison con il 6,7%. A debita distanza, seguono il gruppo Edison, con una quota di mercato del 4,7%, ed Eni con il 4,3%. I primi dieci operatori (gruppi societari) coprono il 63,8% delle vendite complessive (contro il 64,7% dell'anno precedente).

La tavola 3.15 evidenzia il dettaglio delle misure di concentrazione per livello di tensione. Con l'eccezione della MT, tutti i valori del C3 risultano in diminuzione rispetto al 2015. Inoltre, si osserva un leggero aumento dell'HHI nella BT non domestici e nella MT.

Tavola 3.15 Misure di concentrazione nel mercato *retail*

LIVELLO DI TENSIONE	2015			2016		
	IMPRESE CON QUOTA >5%	C3	HHI	IMPRESE CON QUOTA >5%	C3	HHI
Bassa tensione (domestici)	2	82,8%	5.473	2	82,1%	5.399
Bassa tensione (non domestici)	1	48,3%	1.726	1	47,8%	1.738
Media tensione	3	25,0%	387	3	25,3%	431
Alta e altissima tensione	6	41,3%	799	4	40,7%	777
MERCATO TOTALE	2	44,3%	1.270	1	44,2%	1.375

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 elettrico 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 fatturati¹³² 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 (tipo di mercato, settore e classi di consumo, tipologia di contratto applicata).

Alla fine del 2011 l'Autorità ha approvato¹³³ 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 e limitatamente ai venditori obbligati ai sensi del TIMR, i prezzi medi raccolti dall'Autorità ai sensi della delibera ARG/elt 167/08 confluiscono nel 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 sulle statistiche dei prezzi

¹³² 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.

¹³³ Con la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11.

finali di energia elettrica e di gas naturale. Poiché questi ultimi sono stati modificati nel 2016¹³⁴, nel corso del 2017 la delibera ARG/elt 167/08 dovrà essere modificata per soddisfare le nuove richieste europee.

I dati dell'*Indagine annuale* vengono invece utilizzati per le analisi statistiche effettuate dall'Autorità, specialmente quelle esposte nella reportistica annuale alle autorità nazionali ed europee.

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 (che sono dati dalla somma delle componenti relative all'energia, al dispacciamento, alle perdite di rete, allo sbilanciamento e ai costi di commercializzazione della vendita).

L'analisi dei prezzi trasmessi dagli operatori ha mostrato un'estrema variabilità della spesa unitaria dei clienti. Tale risultato è riscontrabile per tutte le classi di consumo, sia pure con alcune differenze.

Come si vede nella tavola 3.16, che mostra le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo, i valori vanno da un minimo di 186,7 €/MWh, riscontrabile per la classe 1.800-2.500 kWh/anno, a un massimo di 384,1 €/MWh per la classe più piccola (0-1000 kWh). Il prezzo scende all'aumentare della dimensione dei clienti fino alla terza classe, per poi salire per i clienti di maggiori dimensioni, a eccezione dell'ultima classe, che presenta un valore lievemente inferiore alla precedente. Pertanto, non si registra più il caratteristico andamento a U che emergeva negli anni scorsi. Ciò è riconducibile all'attuazione della prima fase della riforma delle tariffe di rete¹³⁵, volta a superare gradualmente la struttura progressiva delle tariffe stesse. Il costo di approvvigionamento, invece, com'è logico attendersi, diminuisce continuamente al crescere dei consumi.

Tavola 3.16 Prezzi medi finali al netto delle imposte per i clienti domestici nel 2016

€/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	3.594	8.231	384,1	151,0
1.000-1.800 kWh	10.227	7.276	200,4	99,7
1.800-2.500 kWh	12.742	5.983	186,7	94,7
2.500-3.500 kWh	15.057	5.154	195,6	93,8
3.500-5.000 kWh	9.853	2.435	212,4	93,3
5.000-15.000 kWh	5.112	788	224,1	88,3
> 15.000 kWh	528	21	215,4	78,3
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	57.113	29.889	211,9	97,9

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

¹³⁴ Il 17 novembre 2016 il Parlamento europeo e il Consiglio hanno adottato il *Regolamento (UE) 2016/1952 relativo alle statistiche europee sui prezzi del gas naturale ed energia elettrica e che abroga la direttiva 2008/92/CE*, che è entrato in vigore il 7 dicembre 2016.

¹³⁵ Delibera 582/2015/R/eel del 2 dicembre 2015.

Tavola 3.17 Percentuale di prezzi applicati ai clienti domestici nel 2016 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	14%	9%	13%	24%	40%	33,3	248,8
1.000-1.800 kWh	13%	25%	34%	18%	10%	34,3	229,1
1.800-2.500 kWh	14%	34%	36%	10%	6%	32,1	249,9
2.500-3.500 kWh	14%	41%	33%	9%	4%	39,0	233,1
3.500-5.000 kWh	16%	45%	31%	5%	4%	38,5	232,2
5.000-15.000 kWh	22%	52%	21%	3%	2%	30,3	237,3
> 15.000 kWh	31%	55%	10%	3%	1%	21,5	214,7
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	17%	37%	27%	10%	9%	21,5	249,9

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

A riprova dell'elevata variabilità dei prezzi praticati dai venditori, si possono osservare i dati presentati nella tavola 3.17 che, per ciascuna classe di consumo dei clienti domestici, suddivide per fasce di prezzo (espresse in €/MWh) i prezzi riscontrati nel mercato libero e la quota di elettricità venduta corrispondente. La dispersione dei valori risulta più elevata nelle prime tre classi di consumo, mentre in quelle successive i prezzi tendono a concentrarsi nelle fasce con i valori più bassi. La tavola riporta anche l'indicazione del prezzo minimo e del prezzo massimo che appaiono molto distanti.

Tavola 3.18 Prezzi medi finali al netto delle imposte per i clienti non domestici nel 2016

€/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	72.991	86,9	86,9	86,9
Media tensione	93.154	68,5	68,5	68,5
Alta e altissima tensione	27.384	61,4	61,4	61,4
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	193.529	74,4	74,4	74,4

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come già evidenziato nel paragrafo relativo al mercato libero, negli anni sono aumentate le offerte disponibili per i clienti finali. Alcune di queste offerte includono forniture a prezzo bloccato per un periodo predeterminato (uno o due anni), in cui i meccanismi di aggiornamento dei corrispettivi non sono, quindi, 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 dell'energia esistenti in quel momento), nonché dalla durata dei contratti stessi (più è lunga, più il prezzo pattuito deve tenere conto dei rischi di mutamento del mercato). Altre offerte sono a prezzo variabile. Alcune di queste prevedono sconti sulla componente materia prima, altre ancora, invece, vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (come sconti al supermercato o sul carburante o su servizi telefonici, servizi di manutenzione,

assicurazione ecc.) Ancora, altre offerte sono legate al rispetto di determinate soglie di consumo, superate le quali scattano componenti aggiuntive di prezzo.

La tavola 3.19 riporta il valore dei prezzi al netto delle imposte suddividendo i clienti elettrici per tipo di tariffazione oraria (escludendo il mercato della salvaguardia), mentre le tavole successive mostrano i prezzi dell'energia elettrica pagati dai clienti che hanno aderito a un contratto *dual fuel*, che 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 3.19 Prezzi medi finali al netto delle imposte nel 2016 per tipo di tariffazione oraria

€/MWh; escluso il mercato di salvaguardia; dati provvisori

TARIFFAZIONE ORARIA	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
Monoraria	34 273	7 378	180.79	88.44
Bioraria	94 252	23 678	174.35	81.67
Multioraria	117 893	6 123	193.95	74.34
TOTALE CLIENTI	246 418	37 179	184.62	79.11

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.20 Prezzi medi finali (al netto delle imposte) per l'acquisto di elettricità nel mercato libero praticati ai clienti domestici con contratto *dual fuel* nel 2016

€/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	138	307	506.68	158.32
1.000-1.800 kWh	587	417	245.70	108.48
1.800-2.500 kWh	777	365	220.29	103.22
2.500-3.500 kWh	949	325	221.78	101.99
3.500-5.000 kWh	609	151	233.03	101.32
5.000-15.000 kWh	318	49	240.92	98.41
> 15.000 kWh	36	1	244.07	98.72
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	3 414	1 615	241.11	105.18

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.21 Prezzi medi finali (al netto delle imposte) per l'acquisto di elettricità nel mercato libero praticati ai clienti non domestici con contratto *dual fuel* nel 2016

€/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	1 341	78.25	198.89	87.39
Media tensione	2 006	1.68	129.32	64.54
Alta e altissima tensione	1 374	0.03	104.51	61.97
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	4 721	79.97	141.86	70.28

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 indicatori¹³⁶ da parte dell'Autorità, nonché l'insieme minimo di indicatori di mercato e le relative modalità di calcolo. Inoltre, sono state definite le attività di rilevazione dei dati di base (quali dati raccogliere, con che cadenza e con quali modalità) e le modalità di pubblicazione e aggiornamento degli esiti del monitoraggio della vendita al dettaglio. Oltre alle raccolte dei prezzi di cui si è detto nelle pagine precedenti, 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, 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 del *Rapporto sul monitoraggio retail* che riporta gli indici misurati e la relativa analisi circa l'evoluzione delle condizioni di funzionamento dei mercati della vendita al dettaglio, con particolare riferimento al grado di apertura e ai livelli di concorrenzialità e trasparenza, nonché al grado di partecipazione e di soddisfazione dei clienti finali.

Come ogni anno, anche nel 2016 l'Autorità ha identificato i soggetti obbligati all'invio dei dati oggetto del monitoraggio del mercato al dettaglio, pubblicandone l'elenco sul proprio sito internet: risultano obbligati complessivamente 121 soggetti. Con riferimento al settore dell'energia elettrica, si tratta di 13 distributori e 58 venditori; di questi, 9 distributori e 3 venditori operano esclusivamente nel settore dell'energia elettrica, mentre i rimanenti vendono sia energia elettrica sia gas naturale.

L'Autorità ha pubblicato¹³⁷, il 21 marzo 2017, l'aggiornamento del *Rapporto sul monitoraggio dei mercati retail relativamente al biennio 2014-2015* che aggiorna l'azione di monitoraggio dell'Autorità sugli anni 2012-2013. Per il settore elettrico, l'analisi ha evidenziato, come sia stato costante l'incremento del numero di operatori attivi nel mercato libero per tutte le tipologie di clientela (i gruppi societari attivi sono passati dai 219 del 2012 ai 335 del 2015), con condizioni concorrenziali uniformi a livello nazionale, ma differenziate per tipologie di clienti e con indici di concentrazione rimasti stabili. Risulta migliorato, infatti, il livello di concorrenza dei clienti in BT altri usi (negozi e piccole attività), più vicini alle buone performance nel mercato dei grandi clienti (MT altri usi), con il 45% che si riforniscono sul mercato libero (erano il 36% nel 2012), che sottendono un elevato volume di energia, pari al 72%, e con il primo operatore che detiene una quota di vendite di circa il 23% (in calo del -4,3% rispetto al 2012).

Meno dinamico rimane il mercato della clientela domestica. Il servizio di maggior tutela rappresenta ancora la modalità di fornitura prevalente, pur in continua diminuzione dal 2012: nel

¹³⁶ Gli indicatori sono formule sintetiche rappresentative dei fenomeni oggetto di monitoraggio *retail*.

¹³⁷ Si veda il Rapporto 16 marzo 2017, 168/2017/I/com disponibile qui: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/17/168-17.htm>.

2015 poco meno di un terzo delle famiglie si approvvigiona sul mercato libero (32%). I clienti domestici sembrano restare nei regimi di tutela¹³⁸ per la limitata conoscenza delle opportunità e degli elementi del mercato, oltre che per una minore appetibilità per i venditori. Rimane poi il vantaggio competitivo degli esercenti la maggior tutela nel convincere i clienti a scegliere una loro offerta collegata nel libero (il 67% dei passaggi al libero sono a loro favore). I livelli di concentrazione permangono elevati (con il primo operatore che nel 2015 detiene una quota di mercato di circa il 50%).

Nel settore elettrico, come pure in quello del gas, poiché le offerte del mercato libero sono spesso caratterizzate dalla presenza di ulteriori servizi collegati alla fornitura e non presenti nei regimi di tutela (che, come noto, non presentano servizi aggiuntivi rispetto al kWh), per il biennio 2014-2015 si evidenzia come le rilevazioni relative alla spesa sostenuta dai clienti domestici sul mercato libero sembrano attestarsi su valori mediamente più elevati rispetto a quelli nei regimi di tutela. L'analisi deve necessariamente considerare che il prezzo del mercato libero, come detto, comprende una quota di elementi aggiuntivi alla fornitura di energia (come programmi fedeltà, servizi extra, energetici e non) che ne rendono assai ardua la comparazione. Inoltre le offerte disponibili sono sempre più caratterizzate da un prezzo fisso (come emerge dalla preponderanza di questa tipologia di offerte anche nel 'TrovaOfferte' dell'Autorità rispetto a quelle a prezzo variabile). Tale tipo di offerte necessita che il venditore acquisisca 'coperture' per il rischio di incrementi futuri del prezzo, con un differenziale di 'assicurazione' pagato in più dai clienti. Per offerte di pari contenuto il differenziale per ottenere un prezzo fisso si riduce decisamente con la sottoscrizione *online* dei contratti, grazie alla quale i venditori minimizzano i costi di acquisizione del cliente rispetto agli altri canali di vendita, consentendo offerte mediamente più vantaggiose per i consumatori.

Dall'analisi dei costi sostenuti dai clienti domestici nel mercato libero emerge come questi consumatori sembrano non cogliere pienamente la riduzione dei prezzi all'ingrosso rilevati nel periodo di monitoraggio. Diversamente per gli altri piccoli clienti nel libero (PMI ed esercizi commerciali) l'andamento dei costi sembra allinearsi maggiormente a quello dei regimi di tutela, che segue in maggior misura il prezzo all'ingrosso. Ciò avvalorava l'ipotesi di un deciso miglioramento della capacità dei clienti non domestici ad ottimizzare i prezzi delle loro forniture a fronte, per i clienti domestici, di una limitata conoscenza del mercato e delle variabili rilevanti funzionali a individuare l'offerta migliore.

Risulta quindi indispensabile aumentare gli sforzi regolatori per incrementare le capacità di scelta dei clienti domestici, proseguendo nel percorso già avviato dall'Autorità per rendere più trasparente le informazioni sulle condizioni delle offerte, nonché potenziare gli strumenti di comparazione. A queste esigenze, tra le diverse iniziative, risponde anche la previsione¹³⁹ che ciascun venditore del mercato libero sia tenuto a inserire nel proprio menù di offerte anche un'offerta che presenti clausole contrattuali minime definite dall'Autorità e, in un futuro prossimo, un'offerta standard con una struttura di prezzo e clausole contrattuali dal contenuto definito dall'Autorità, necessarie proprio a favorire la confrontabilità tra offerte e la loro omogeneità. Stimolare la partecipazione al mercato libero è stato poi anche l'obiettivo dell'introduzione della Tutela SIMILE, uno strumento nato per far abituare al passaggio verso il mercato libero, con la

¹³⁸ Nell'ambito dei quali la fornitura è limitata alla somministrazione dell'energia a un prezzo che riflette le condizioni prevalenti nel mercato all'ingrosso.

¹³⁹ Assunta con la delibera 4 agosto 2016, 463/2016/R/com.

possibilità di scegliere un'offerta dal contenuto facilmente comparabile in un'ambiente 'sorvegliato' dall'Autorità.

Per quanto riguarda il grado di soddisfazione della clientela, l'indice di **reclamosità** (il rapporto tra il numero di reclami e il numero di clienti serviti) è in riduzione nel mercato libero, in calo al livello medio dell'1,3% e 1,4% rispettivamente per i clienti domestici elettrici e gas (era il 2,5% nel 2012 per entrambi i settori), a fronte di una reclamosità pressoché costante per la maggior tutela (circa 0,4% per i clienti domestici elettrici, 0,7% nel gas) nell'intero quadriennio 2012/2015.

Inoltre, per quanto attiene alla disciplina dei **contratti e/o delle attivazioni non richiesti**, il peso dei contratti contestati dai clienti in quanto ritenuti irregolari nella loro formazione si attesta, nel 2015, per i clienti domestici, intorno all'1% del totale dei nuovi contratti sottoscritti nell'anno, mentre raggiunge un livello pari a 0,7% per i clienti allacciati alla rete in bassa tensione altri usi.

L'indicatore relativo all'**indisponibilità delle misure di switching entro le tempistiche stabilite** è ulteriormente migliorato nel 2014 (passando dal 2,1% del 2013 all'1,6% del 2014), per poi subire un notevole incremento nel 2015, attestandosi intorno al 9,3%. Tale fenomeno, all'apparenza allarmante, necessita di ulteriori approfondimenti, ma sembra imputabile al comportamento di una sola impresa di distribuzione e circoscrivibile a ritardi limitati nel tempo e nello spazio.

Nel corso del 2015 si rileva un incremento delle **rettifiche di fatturazione** nel mercato libero principalmente legato a un unico operatore. Inoltre, il fenomeno delle rettifiche di doppia fatturazione ha subito una continua riduzione a partire dal 2012, sebbene nel 2014 si sia assistito a un incremento riguardante il solo servizio di tutela. Infine, il peso dei contratti contestati dai clienti, in quanto ritenuti irregolari nella loro formazione, si attesta nel 2015, relativamente ai clienti domestici, intorno ad una quota pari allo 0,9% rispetto al totale dei nuovi contratti sottoscritti nel medesimo anno; mentre, raggiunge livelli più contenuti per gli altri clienti.

Per quanto concerne la **morosità**, l'analisi delle richieste di sospensione del servizio per morosità rivela che tale fenomeno assume dimensioni elevate, seppur in diminuzione per il settore elettrico (ad eccezione dei clienti domestici sul libero mercato). Tale fenomeno deve, comunque, essere inquadrato in un contesto generale di crisi economica e risulta, quindi, anche legato a situazioni specifiche di povertà, che devono essere opportunamente prese in considerazione e affrontate con strumenti mirati (*bonus* elettrico). Sempre con riferimento alla morosità, desta preoccupazione il fatto che, in entrambi i settori, i clienti in regime di tutela tendano sempre meno ad adempiere ai debiti, dopo avere ricevuto la comunicazione di sospensione per morosità. I pagamenti effettuati dopo la richiesta di sospensione per morosità sono, invece, aumentati per gli altri clienti.

Si rileva un aumento del **peso del credito** di lungo periodo (in essere da più di 180 giorni), rispetto a quello di medio e corto periodo (rispettivamente in essere nel periodo compreso tra i 30 e i 180 giorni e da meno di 30 giorni). Ciò rappresenta un elemento di criticità per lo sviluppo della concorrenza, poiché l'incremento della necessità di cassa per i venditori potrebbe costituire una barriera alla crescita degli operatori di dimensioni ridotte, e potrebbe ripercuotersi indirettamente sui prezzi praticati alla generalità dei clienti finali. Tali dati confermano, anche nel biennio 2014-2015, una disomogeneità a livello regionale della morosità, per entrambi i settori dell'energia elettrica e del gas. Con riferimento al settore elettrico, tuttavia, va segnalata la forte riduzione delle richieste di sospensione per i clienti in regime di salvaguardia, in primo luogo al Sud.

Nel Rapporto sono infine prospettate alcune **linee di intervento** per entrambi i settori. Infatti, sia per l'elettrico sia per il gas naturale, emerge la necessità di considerare la scarsa partecipazione della domanda, associata al vantaggio competitivo (che nel settore elettrico sembra addirittura

mostrare segnali di crescita) degli esercenti la maggior tutela e dei venditori storici. Infatti, in un contesto di completa liberalizzazione, i clienti potrebbero non cogliere tutte le opportunità offerte dal mercato libero; pertanto, occorre limitare l'esercizio del potere di mercato, promuovendo il dispiegarsi di una concorrenza effettiva e l'espansione dei concorrenti degli operatori storici, ma soprattutto favorendo la maggior partecipazione della domanda.

In tale ottica, si inquadrano gli interventi già posti in essere dall'Autorità volti a definire le strutture di prezzo delle condizioni economiche dei regimi di tutela, a copertura dei costi di approvvigionamento all'ingrosso, allineati il più possibile con i prezzi che si formano nei mercati spot, nonché, per il settore elettrico, l'attuazione della riforma che ha istituito nel 2016 la Tutela SIMILE.

Trova Offerte

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.

Nel corso del 2016, si sono rilevati oltre 360.000 accessi complessivi alla pagina iniziale del Trova Offerte, mentre circa 550.000 sono i calcoli effettuati (cioè la visualizzazione della pagina dei risultati). Al 31 marzo 2017 il sistema contava la partecipazione volontaria di 29 imprese di vendita, tra cui i maggiori operatori a livello nazionale e regionale, e alcuni soggetti operanti su scala locale. Per le ricerche compiute nel mese di marzo 2017, utilizzando il consumo medio del cliente domestico tipo¹⁴⁰ nelle maggiori città italiane il sistema ha visualizzato oltre 60 offerte, in prevalenza a prezzo bloccato, con la proposta più economica che offre potenziali risparmi, calcolati sulla spesa annua al lordo delle imposte e per abitazioni a Roma, di oltre 60 €/anno (-13%) rispetto alla fornitura a condizioni regolate, e di circa 160 €/anno (-27%) rispetto all'offerta meno economica. Osservando la situazione a marzo 2015, la spesa lorda associata all'offerta più economica risulta oggi inferiore di circa 28 €/anno. Sempre considerando l'offerta più economica, il potenziale risparmio rispetto alla fornitura a condizioni regolate risulta oggi superiore, se posto a confronto con quello dello scorso anno (-40 €/anno a marzo 2016), e il potenziale risparmio rispetto all'offerta meno economica risulta anch'esso superiore in confronto a quello riferibile al mese di marzo 2016 (-130 €/anno). Anche per il 2017 si conferma che le offerte più economiche sono quelle che prevedono un prezzo della materia energia bloccato per almeno un anno, la stipulazione del contratto tramite internet, la domiciliazione dei pagamenti e l'invio di bollette in formato elettronico.

Sistema informativo integrato

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

¹⁴⁰ Cioè la fornitura in un'abitazione di residenza anagrafica con potenza impegnata pari a 3 kW e consumo annuo di 2.700 kWh, ripartito per il 33,4% nella fascia F1 (più costosa) e per il 66,6% nella fascia F23.

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 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'avvio¹⁴¹ 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.

Dall'1 novembre 2015 le transazioni e i processi funzionali relativi a una richiesta di voltura dei contratti di fornitura elettrica sono 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 definita¹⁴² 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 (descritti in dettaglio nell'*Annual Report* dello scorso anno) hanno riguardato principalmente 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 e la riduzione a tre settimane delle tempistiche necessarie all'esecuzione dello *switching*.

Con l'obiettivo di completare la riforma dello *switching*, a fine 2015 l'Autorità ha ampliato il contenuto informativo dell'RCU. 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.

A completamento della riforma del processo di *switching* nell'ambito del SII), nel febbraio 2016¹⁴³ sono state trasferite al SII le attività e gli obblighi informativi precedentemente attribuiti alle imprese distributrici. Tali obblighi informativi riguardano prevalentemente lo stato dei contratti di dispacciamento e di trasporto.

¹⁴¹ Delibera 30 luglio 2015, 402/2015/R/eel.

¹⁴² Delibera 14 ottobre 2015, 487/2015/R/eel.

¹⁴³ Si veda la delibera 25 febbraio 2016, 73/2016/R/eel.

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 2016¹⁴⁴.

Sulla base dei dati forniti dai distributori, anche il 2016 è stato caratterizzato da un intenso movimento dei clienti da un fornitore a un altro. Complessivamente, oltre 3,7 milioni di clienti (184.000 punti in più del 2015), cioè il 10,1%, hanno cambiato fornitore almeno una volta nel corso del 2016. In termini di volumi essi corrispondono quasi al 24% del totale dell'energia distribuita (Tavola 3.22).

Più in dettaglio, nel 2016 hanno cambiato fornitore:

- l'8,7% delle famiglie (cioè oltre 2 milioni e 500.000 punti di prelievo), corrispondente a una quota di energia del 10,2% con un incremento, rispetto al 2015, di più di 200.000 punti di prelievo;
- il 15,4% (cioè poco più di 1,1 milioni) dei clienti non domestici allacciati in bassa tensione, corrispondente a una quota di energia pari al 15,6%; questi clienti sono risultati un po' meno dinamici rispetto allo scorso anno, quando avevano cambiato fornitore circa 8.000 punti in più.

Diversamente dagli anni più recenti, il livello di *switching* del settore non domestico in media e in alta tensione ha perso vivacità in termini sia di punti di prelievo sia di energia.

Nel 2016, infatti, il 27,2% dei clienti in media tensione ha cambiato fornitore, 7.800 punti in meno del 2015, corrispondenti al 33,2% dei volumi. Più forte ancora è stata la riduzione rispetto all'anno precedente dello *switching* dei clienti in alta o altissima tensione che è sceso al 17,8% dal 35,2% registrato nel 2015.

Tavola 3.22 Tassi di *switching* dei clienti finali

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2015		2016	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	10,1%	8,0%	10,2%	8,7%
Non domestico	32,6%	15,8%	27,8%	15,6%
<i>di cui:</i>				
- bassa tensione	28,6%	15,5%	26,6%	15,4%
- media tensione	34,8%	34,4%	33,2%	27,2%
- alta e altissima tensione	34,6%	35,2%	16,8%	17,8%
TOTALE	27,6%	9,6%	23,9%	10,1%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

¹⁴⁴ 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.

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 2017 è entrato in vigore il nuovo regolamento di funzionamento dello Sportello (descritto nel capitolo 5).

Nell'ultimo anno si è registrata una riduzione del 4% (da 40.775 a 38.966) 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 2016 e il 31 dicembre 2016, le comunicazioni – cioè l'insieme di reclami, segnalazioni e richieste di informazione – relative al settore elettrico sono state 25.349 (circa il 65% del totale), con un'ulteriore riduzione rispetto al 2015. Mutamenti molto lievi hanno riguardato le proporzioni tra i reclami e le richieste di informazioni, le quali, in valore assoluto, hanno subito un lieve aumento.

Dall'analisi dei dati contenuti nella tavola 3.23, emerge che gli argomenti più frequenti delle comunicazioni ricevute nel 2016 sono, nell'ordine: i contratti, il mercato, la fatturazione e il *bonus*. Rispetto all'anno 2015 si nota una apprezzabile diminuzione delle comunicazioni relative alla fatturazione e al mercato. Si rileva, invece, una sostanziale conferma delle comunicazioni inerenti 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 2015, alla non conoscenza del venditore, mentre sono in calo i reclami inerenti all'effettivo rispetto del Codice di condotta commerciale e, in misura più lieve, alla doppia fatturazione e alla regolarità dei cambi di fornitore. Nella tematica mercato sono compresi i reclami (in aumento) gestiti secondo la procedura speciale di natura conciliativa.

Le comunicazioni in materia di *bonus* elettrico (in aumento) 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) e le comunicazioni relative alla voltura, che si sono mantenute sostanzialmente invariate rispetto al 2015. Infine, con riferimento alla tematica degli allacciamenti e dei lavori, le comunicazioni

ricevute hanno avuto un lievissimo aumento e hanno riguardato principalmente i subentri, i tempi di esecuzione, l'attivazione e la variazione di potenza.

Tavola 3.23 Argomenti delle comunicazione ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia

ARGOMENTI	2015		2016	
	NUMERO	QUOTA	NUMERO	QUOTA
Fatturazione	6.906	26%	4.718	19%
Mercato	4.894	18%	6.228	25%
Bonus	3.335	12%	3.235	13%
Contratti	7.770	29%	7.647	30%
Allacciamenti/Lavori	916	3%	1.085	4%
Qualità tecnica	852	3%	628	2%
Misura	552	2%	405	2%
Prezzi e tariffe	433	2%	390	2%
Qualità commerciale	273	1%	292	1%
Prosumers	547	2%	423	2%
Non competenza	361	1%	298	1%
TOTALE	26.839	100%	25.349	100%

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

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

Con riferimento alla regolazione tariffaria, nel 2016 l'Autorità ha avviato, con procedura semplificata, 7 procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettanti esercenti, per avere trasmesso informazioni non corrette in sede di determinazione delle tariffe per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Tutti i procedimenti si sono conclusi a seguito dell'adesione degli operatori alla procedura semplificata, avendo gli stessi pagato le sanzioni in misura ridotta per un importo totale di 167.050 € e dimostrato la cessazione delle condotte contestate.

L'Autorità ha, altresì, chiuso, con l'irrogazione di una sanzione complessiva di 44.900 €, un procedimento avviato nei confronti di un Comune per violazioni in materia di tariffe per i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, di tariffe per i servizi di connessione, installazione dei misuratori elettronici, compensazione della spesa per la fornitura dell'energia elettrica ai clienti disagiati e di trasparenza dei documenti di fatturazione.

L'Autorità ha, inoltre, irrogato ad un operatore una sanzione complessiva di 35.500 €, in seguito all'accertamento di violazioni in materia tariffaria e di compensazione per la spesa di fornitura di energia elettrica.

Nel corso del 2016 è stato avviato, con procedura semplificata, anche un procedimento sanzionatorio in materia di violazione degli obblighi di comunicazione ai clienti finali, in caso di risoluzione del contratto di trasporto dell'energia elettrica, per inadempimento del venditore.

Si è poi concluso un procedimento sanzionatorio con il quale sono state accertate diverse violazioni in materia di qualità commerciale del servizio di vendita, tra cui: l'errata classificazione dei reclami scritti e delle richieste di rettifica di fatturazione dei clienti finali come semplici richieste di informazioni; l'omessa o ritardata erogazione di indennizzi automatici a favore dei clienti finali in caso di mancato rispetto degli standard previsti dalla regolazione; l'assenza di motivazioni adeguate nelle risposte ai reclami e alle richieste di rettifica di fatturazione. La sanzione finale irrogata è stata di 802.000 €.

Si è, altresì, concluso, con l'approvazione degli impegni presentati dall'esercente, un procedimento avviato per l'omessa o tardiva erogazione degli indennizzi automatici previsti dalla regolazione, per il mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale della vendita di energia elettrica.

Misure per la promozione effettiva della concorrenza

Nel settore dell'energia elettrica, la legge 3 agosto 2007, n. 125, ha completato la liberalizzazione del mercato *retail* e ha al contempo istituito il servizio di maggior tutela, disciplinato dall'Autorità e destinato ai clienti domestici e alle piccole imprese che non scelgono un venditore nel mercato libero. Il servizio di maggior tutela assolve a due finalità: assicurare, da un lato, la continuità del servizio elettrico (funzione di servizio universale) e, dall'altro, una qualità contrattuale specifica a prezzi ragionevoli (funzione di controllo di prezzo). La regolazione del servizio da parte dell'Autorità avviene in ossequio ai principi di temporaneità rispetto al processo di apertura del mercato e di proporzionalità, individuati dalla Corte di giustizia europea¹⁴⁵.

Dato il contesto di mercato esistente e tenendo conto del principio di temporaneità, l'Autorità ha avviato¹⁴⁶ un percorso di riforma (c.d. *Roadmap*) con l'obiettivo generale di sviluppare un mercato efficiente della vendita di energia elettrica al dettaglio nel quale la fornitura del mercato libero diverrà la modalità ordinaria di approvvigionamento anche per i clienti di piccole dimensioni (clienti domestici e piccole imprese). Il principio di proporzionalità si sostanzia, però, nell'adozione di misure coerenti con l'effettiva evoluzione del mercato. Perciò la valutazione delle opzioni di intervento è avvenuta rispetto non solo alle condizioni dell'offerta, bensì anche a quelle della domanda. In altre parole, gli interventi sono stati calibrati per tenere conto dell'effettiva capacità dei clienti di piccole dimensioni di cogliere le opportunità offerte dal mercato e della sua evoluzione nel tempo.

L'intervento dell'Autorità ha, pertanto, seguito due linee di intervento.

La prima ha previsto la riforma del servizio di maggior tutela, al fine di renderlo via via più coerente con il ruolo di servizio universale che esso è destinato ad assumere, con l'affermazione del mercato libero quale unica normale modalità di approvvigionamento di energia elettrica per la generalità dei clienti. Ciò ha richiesto di rivalutare, tra l'altro, le modalità di determinazione delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela, in particolare per quanto riguarda i

¹⁴⁵ Sentenza della Corte di Giustizia europea – Grande Sezione, 20 aprile 2010, procedimento C-265/08.

¹⁴⁶ Con la delibera 4 giugno 2015, 271/2015/R/com.

corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento¹⁴⁷ e dei costi di commercializzazione, per i quali è ragionevole attendersi - una volta che il servizio di maggior tutela si evolva, assumendo la connotazione di servizio universale utilizzato da un numero sempre più limitato di clienti – che i valori unitari per cliente aumentino rispetto a quelli attuali, allontanandosi dalle condizioni di prezzo cui i clienti hanno normalmente accesso approvvigionandosi sul mercato libero.

La seconda linea di intervento è finalizzata a supportare la maturazione del mercato *retail* nel segmento dei clienti di piccole dimensioni, facilitando l'accesso di tale clientela al mercato, attraverso un'evoluzione dei meccanismi di tutela "guidata e vigilata" dall'Autorità, con il superamento dell'attuale alternanza tra il servizio di maggior tutela e il mercato libero, tramite l'introduzione della *Tutela SIMILE* (vedi *infra*).

Nel corso del 2016, sono stati definiti gli interventi sia per favorire il graduale assorbimento dei meccanismi di tutela di prezzo sia per 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.

Tutela SIMILE

Nell'ambito del procedimento di riforma dei meccanismi di mercato per la tutela di prezzo, nel febbraio 2016 è stato pubblicato un documento per la consultazione¹⁴⁸, che ha sviluppato gli orientamenti finali dell'Autorità in tema di servizio di maggior tutela riformato, con l'introduzione della *Tutela SIMILE*, in altre parole di una tutela simile a una fornitura del mercato libero di energia elettrica.

La disciplina del nuovo regime è stata poi approvata nel successivo mese di luglio¹⁴⁹. Il nuovo regime si sostanzia in un ambiente di negoziazione sorvegliato, atto ad agevolare la partecipazione del cliente al mercato libero; in particolare, è stato stabilito che:

- la partecipazione dei clienti finali abbia carattere facoltativo e sia riservata ai clienti serviti in maggior tutela;
- possano erogare la *Tutela SIMILE* solo i fornitori in possesso di predeterminati requisiti e a tal fine abilitati, identificati a valle di una apposita procedura di selezione condotta dall'Acquirente unico in qualità di amministratore della medesima *Tutela SIMILE*¹⁵⁰;
- l'Acquirente unico conduca un monitoraggio trimestrale in ordine al mantenimento dei requisiti necessari all'abilitazione del singolo fornitore e ne riporti i risultati all'Autorità;
- il contatto tra il cliente finale e il fornitore ammesso avvenga mediante un sito internet predisposto dall'Acquirente unico (www.portaletutelasimile.it), dove i clienti possono acquisire

¹⁴⁷ Tali costi sono determinati dall'Autorità al termine di ciascun trimestre per il trimestre successivo e, dunque, necessariamente basati sulle stime dei costi di approvvigionamento da parte dell'Acquirente unico, inclusivi delle eventuali coperture contro la volatilità dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica.

¹⁴⁸ Documento 25 febbraio 2016, 75/2016/R/eel.

¹⁴⁹ Con la delibera 7 luglio 2016, 369/2016/R/eel.

¹⁵⁰ Sulla base dei criteri e delle tempistiche definite dalla delibera 369/2016/R/eel e secondo quanto stabilito dal regolamento a tal fine predisposto dallo stesso Acquirente unico, approvato con la delibera 29 settembre 2016, 541/2016/R/eel.

informazioni generali sul nuovo regime, confrontare le offerte dei fornitori ammessi e contattare il fornitore prescelto;

- il cliente che intende scegliere un fornitore di *Tutela SIMILE* venga reindirizzato a una specifica pagina web predisposta dal medesimo fornitore e interamente dedicata a tale servizio, anch'essa soggetta al monitoraggio dell'Acquirente unico;
- il contratto possa essere sottoscritto nel periodo 1 gennaio 2017 – 30 giugno 2018 e preveda condizioni standard, definite dall'Autorità, con oggetto la sola fornitura di *Tutela SIMILE* (è pertanto esclusa la possibilità di fornire servizi aggiuntivi);
- le condizioni economiche della fornitura di *Tutela SIMILE* siano pari a quelle del servizio di maggior tutela, al netto di uno sconto espresso in euro da corrispondere nella prima fattura (c.d. "bonus *una tantum*"); lo sconto sia differenziato tra clienti domestici e clienti non domestici e sia liberamente definito da ciascun fornitore ammesso in sede di istanza di abilitazione al nuovo regime. La scelta di definire condizioni contrattuali standard e condizioni economiche uguali a quelle del servizio di maggior tutela, al netto dello sconto, mira a massimizzare la comparabilità delle offerte di *Tutela SIMILE* tra di loro e rispetto a quelle della maggior tutela, al fine di facilitare la scelta del cliente e, quindi, il suo passaggio al mercato libero;
- il cliente possa accedere al nuovo regime solo una volta ed il contratto abbia durata di un anno a partire dalla data di *switching* e non sia rinnovabile;
- al termine della *Tutela SIMILE*, il cliente possa scegliere se continuare a essere servito nel mercato libero dal fornitore ammesso o da un altro venditore liberamente scelto oppure se rientrare nel servizio di maggior tutela; in mancanza di una scelta espressa, il cliente continuerà ad essere servito dal fornitore di *Tutela SIMILE*, che gli applicherà le condizioni previste dalla c.d. "offerta PLACET" descritta nel seguito;
- per accedere al nuovo regime, il cliente finale possa avvalersi dell'aiuto dei facilitatori, soggetti deputati a coadiuvare il cliente nella comprensione ed eventualmente nella sottoscrizione del contratto. Possono operare come facilitatori, previo accreditamento presso l'Acquirente unico, soltanto le associazioni dei consumatori riconosciute nell'ambito del Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU)¹⁵¹ e le associazioni aderenti al Protocollo d'intesa tra l'Autorità e le organizzazioni di rappresentanza delle piccole e medie imprese in qualità di consumatori di energia elettrica e di gas naturale¹⁵². In particolare, risultano accreditate 14 associazioni dei consumatori e 4 organizzazioni di rappresentanza delle piccole e medie imprese;
- il ricorso al facilitatore da parte del singolo cliente finale sia gratuito. Tuttavia i facilitatori, a fronte di ogni contratto di *Tutela SIMILE* concluso con il loro supporto, ricevono un contributo forfettario¹⁵³ di 15 €, in caso di contratto concluso da un cliente domestico, e di 25 €, in caso di

¹⁵¹ Di cui al decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206, c.d. "Codice del consumo".

¹⁵² Indicate nella delibera 20 dicembre 2012, 549/2012/E/com.

¹⁵³ Definito dalla delibera 24 novembre 2016, 689/2016/R/eel.

contratto concluso da un cliente non domestico; il contributo è erogato a valere sul Conto qualità dei servizi elettrici e promozione selettiva degli investimenti¹⁵⁴.

I fornitori ammessi alla *Tutela SIMILE* sono riportati nella tavola 3.24 (aggiornata a marzo 2017), con l'indicazione dei *bonus una tantum* da loro offerti¹⁵⁵, differenziati per clienti domestici e non domestici.

Tavola 3.24 Elenco dei fornitori ammessi alla Tutela SIMILE

Importo dei *bonus* in €

FORNITORE AMMESSO	BONUS PER I CLIENTI DOMESTICI	BONUS PER I CLIENTI NON DOMESTICI
A.I.M. Energy	50,00	100,00
A2A Energia	40,00	80,00
AgsM Energia	60,00	110,00
Alperia Energy	25,00	10,00
Ascotrade	33,00	70,00
Axpo Italia	40,00	80,00
Bluenergy Group	65,00	100,00
Dolomiti Energia	31,00	61,00
E.On Energia	70,00	120,00
Edison Energia	55,00	40,00
Enel Energia	33,00	90,00
Enercom	20,00	40,00
Enerxenia	30,00	50,00
Engie Italia	115,00	200,00
Eni	106,00	106,00
Estenergy	35,00	50,00
Gas Natural Vendita Italia	75,00	150,00
Gelsia	33,00	70,00
Green Network	40,20	82,80
Hera Comm	80,00	30,00
Illumia	65,15	81,15
Iren Mercato	12,00	20,00
Linea Più	65,00	80,00
Sgr Servizi	40,80	96,60
Sinergas	10,00	30,00
Sorgenia	36,00	52,00
Vivigas	84,00	102,00

¹⁵⁴ Di cui all'art. 48, comma 48.1, lettera f), del *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica* (TIT 2016-2019, Allegato A alla delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel).

¹⁵⁵ Il *bonus una tantum* è fisso per tutta la durata della *Tutela SIMILE* dall'1 gennaio 2017 al 30 giugno 2018.

Le offerte PLACET

Nell'ambito del procedimento di riforma dei meccanismi di mercato per la tutela di prezzo, a marzo 2017 l'Autorità ha posto in consultazione¹⁵⁶ i provvedimenti diretti alla definizione di offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela, denominate offerte PLACET, e alla revisione delle condizioni contrattuali non economiche applicabili alle forniture di energia elettrica e di gas naturale nel mercato libero. L'obiettivo perseguito è quello di delineare, in coerenza con l'evoluzione del contesto normativo tratteggiato dal c.d. "DDL concorrenza" e con il conseguente affermarsi del mercato libero come modalità ordinaria di approvvigionamento, un assetto dei mercati *retail*, in cui si configureranno:

- offerte PLACET per l'energia elettrica e per il gas naturale, caratterizzate da condizioni contrattuali fissate dall'Autorità, al netto delle sole condizioni economiche, i cui livelli sono liberamente definiti tra le parti, sebbene in accordo con una struttura predefinita di corrispettivi;
- altre offerte di mercato libero, caratterizzate da prezzi e da condizioni contrattuali liberamente definiti dai venditori, con l'eccezione di alcune condizioni contrattuali determinate dall'Autorità (c.d. "condizioni non derogabili").

In tal modo l'Autorità intende favorire la comprensione dei clienti finali sulle offerte commerciali presenti nel mercato libero, attraverso due linee di intervento: da un lato con la definizione di un'offerta facilmente intelligibile e comparabile tra quelle proposte dai diversi venditori (offerta PLACET) e, dall'altro, mediante la formulazione di condizioni contrattuali minime inderogabili da inserire in tutte le offerte del mercato libero, a tutela del cliente finale.

Tali disposizioni saranno applicate ai clienti di piccole dimensioni serviti nel mercato libero identificati, per il settore elettrico, con tutti i clienti (domestici e non domestici) connessi alla rete in bassa tensione e per il settore del gas naturale con i clienti finali domestici e non domestici titolari di PDR con consumi annui inferiori a 200.000 S(m³), ad eccezione dei clienti che esercitano attività di pubblico servizio.

In particolare, l'Autorità intende introdurre le offerte PLACET, differenziate in base alla tipologia di cliente (domestico e piccola impresa), che prevedano:

- condizioni generali di fornitura, c.d. "uniche", definite dall'Autorità;
- livelli di prezzo liberamente determinati dalle parti per i soli corrispettivi associati all'approvvigionamento della materia prima (energia elettrica e gas naturale) e alla sua commercializzazione, senza la possibilità di includere servizi, bonus o oneri aggiuntivi;
- due possibili formule di prezzo, a scelta del cliente, per la parte a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione della materia prima: prezzo fisso, determinato *ex ante* dalla negoziazione tra venditore e cliente finale e mantenuto invariato per 12 mesi, e prezzo variabile, aggiornabile periodicamente solo in base ad un'indicizzazione predeterminata dall'Autorità e collegata al valore all'ingrosso della *commodity*.

¹⁵⁶ Documento per la consultazione 30 marzo 2017, 204/2017/R/com.

Le offerte PLACET dovranno essere obbligatoriamente inserite tra le offerte commerciali di ciascun operatore del mercato libero da proporre a tutti i clienti di piccole dimensioni.

L'offerta PLACET rappresenta, dunque, uno strumento di tutela del cliente finale, innovativo rispetto al controllo di prezzo, nonché propedeutico alla prosecuzione della *Tutela SIMILE*, per quanto riguarda le condizioni applicabili al termine del relativo contratto.

Infatti, i clienti finali serviti in regime di *Tutela SIMILE*, entro il terzo mese antecedente la scadenza del contratto, dovranno ricevere una apposita comunicazione scritta da parte del proprio fornitore che indichi, tra le altre informazioni, che, nel caso in cui il cliente non scelga le altre opzioni a sua disposizione, gli sarà applicata l'offerta PLACET definita (ad eccezione dei prezzi) dall'Autorità.

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'Autorità¹⁵⁷, 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 Mercato¹⁵⁸ che prevedeva la realizzazione di tale mercato in due fasi. 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 avviato, con il coordinamento del Ministero dello sviluppo economico, un processo di pre-notifica della misura alla Direzione Generale della concorrenza della Commissione europea. Nell'ambito di questo processo, la Commissione europea ha richiesto, a più riprese nel corso degli anni 2015 e

¹⁵⁷ Provvedimento 30 giugno 2014, 319/2014/l/eel.

¹⁵⁸ Delibera 10 marzo 2015, 95/2015/l/eel.

2016, informazioni e dati per valutare la necessità, l'adeguatezza e la proporzionalità delle misure prenotificate, nonché per escludere che queste ultime siano idonee ad incidere negativamente sulla concorrenza e sugli scambi tra gli Stati membri.

Nell'ottobre 2016, a seguito di uno specifico atto di indirizzo del Ministro dello sviluppo economico, Terna ha avviato una consultazione su una proposta di disciplina per la fase di prima attuazione del mercato della capacità e una proposta di modifica della disciplina per la fase di piena attuazione, già approvata con decreto ministeriale 30 giugno 2014; ciò tenendo conto, da un lato, della necessità di assicurare la compatibilità della disciplina rispetto alla normativa comunitaria degli aiuti di Stato, anche considerate le interlocuzioni intercorse nei mesi precedenti con la Commissione europea (si veda più oltre), dall'altro lato, dell'esigenza di dare seguito alla proposta dell'Autorità del marzo 2015, di anticipare l'entrata in operatività del mercato della capacità, mediante la definizione della fase di prima attuazione del meccanismo. Le principali modifiche poste in consultazione riguardano:

- l'introduzione di una fase di prima attuazione, caratterizzata da un orizzonte di pianificazione anche inferiore all'anno;
- la partecipazione attiva della domanda e delle fonti rinnovabili non programmabili sin dalla prima asta della fase di prima attuazione;
- la partecipazione attiva delle risorse localizzate all'estero a partire dalla prima asta della fase di piena attuazione;
- l'eliminazione del premio minimo e l'introduzione di contratti pluriennali per la capacità di nuova realizzazione.

Parallelamente, con il documento per la consultazione emesso a fine 2016, l'Autorità ha espresso¹⁵⁹ i propri orientamenti rispetto ai profili non affrontati nella proposta sviluppata da Terna, ritenuti rilevanti per lo svolgimento delle prime aste del mercato della capacità, vale a dire:

- la definizione del valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente e nuova;
- la modifica degli obblighi contrattuali previsti per i sottoscrittori di contratti di approvvigionamento di capacità, con particolare riferimento all'articolazione dei prezzi di riferimento;
- la definizione dei criteri per il calcolo del corrispettivo a copertura degli oneri netti di approvvigionamento della capacità, applicato agli utenti del dispacciamento in prelievo titolari di unità di consumo selezionate nel mercato della capacità.

Indagine di settore avviata dalla Commissione europea sui meccanismi di remunerazione della capacità produttiva

Nel mese di aprile 2015, la Commissione europea ha avviato un'indagine settoriale sugli aiuti di Stato sotto forma di meccanismi di remunerazione della capacità produttiva, volta ad acquisire

¹⁵⁹ Si veda il Documento 1 dicembre 2016, 713/2016/R/eel.

informazioni per valutare l'idoneità di tali meccanismi e a garantire un approvvigionamento sufficiente di energia elettrica senza distorsioni degli scambi e della concorrenza. L'indagine integra la strategia *Unione dell'energia* della Commissione, contribuendo a perseguire l'obiettivo di rendere le forniture energetiche più sicure e affidabili e ponendo le basi per stabilire se i meccanismi di approvvigionamento della capacità siano pro concorrenziali e basati su un approccio di mercato, come indicato nelle *Linee guida comunitarie in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020*, in vigore dal mese di luglio 2014.

Nell'ambito dell'indagine, la Commissione ha inviato un questionario alle Autorità pubbliche, ai gestori di rete e ad alcuni operatori di mercato, di un campione rappresentativo di Stati membri che hanno adottato o intendono adottare meccanismi di capacità. Nel mese di giugno 2015, l'Autorità ha trasmesso alla Commissione le proprie risposte e considerazioni, pubblicate con il titolo *Sector inquiry on capacity mechanisms in the electricity sector – Risposte al questionario inviato dalla Commissione europea all'Autorità*.

Nell'aprile 2016, la Commissione ha reso pubbliche le conclusioni preliminari dell'indagine, invitando i soggetti interessati a presentare le proprie osservazioni. L'Autorità ha trasmesso a luglio i propri commenti, pubblicati con il titolo *Sector inquiry into capacity mechanism – Comments on Annex 2 to the staff working document participation of cross-border resources in capacity mechanisms*, affrontando alcuni aspetti tecnici relativi alla partecipazione di risorse estere ai meccanismi di capacità definiti a livello nazionale.

In particolare, l'Autorità ha ribadito che i meccanismi di capacità hanno l'obiettivo primario di assicurare l'adeguatezza del sistema elettrico e che, pertanto, la capacità localizzata all'estero potrebbe contribuire in modo efficace al raggiungimento di tale obiettivo solo in presenza di accordi tra l'operatore di sistema che acquista la capacità e l'operatore di sistema del Paese in cui la capacità è localizzata. Tali accordi dovrebbero essere finalizzati a garantire che, in caso di necessità, la capacità estera risulti effettivamente consegnata al sistema elettrico che l'ha contrattualizzata.

A seguito di un'ulteriore richiesta di informazioni, la Commissione ha pubblicato, nel mese di novembre 2016, la *Relazione finale sull'indagine settoriale sui meccanismi di regolazione della capacità*. Tra i diversi meccanismi di capacità esaminati, il Mercato della capacità italiano è citato nella relazione come esempio virtuoso sotto diversi punti di vista; in particolare, si sottolinea come il meccanismo italiano risulti:

- uno strumento efficiente per la gestione dei fallimenti strutturali tipici dei mercati elettrici e non distortivo per il mercato unico europeo dell'energia elettrica;
- l'unico sistema, anche rispetto agli altri mercati della capacità (francese, inglese e irlandese), in grado di fornire un segnale di medio-lungo termine a livello locale sul valore della capacità, essendo basato su un'articolazione zonale; ciò consente un migliore coordinamento nelle scelte di investimento in capacità di generazione e trasmissione, incentivando la realizzazione di investimenti soprattutto nelle aree geografiche del sistema elettrico che risultano deficitarie;
- l'unico sistema che preveda penali in caso di inadempimento definite con un puro criterio di mercato, essendo l'operatore selezionato obbligato a rendere disponibile la propria capacità e, in caso di inadempimento, a pagare una penale commisurata al danno causato al sistema elettrico dalla sua inottemperanza;
- al pari del mercato della capacità in corso di implementazione in Irlanda, uno strumento che consente di contenere il rischio di sovraremunerazione della capacità, limitando, attraverso la

sottoscrizione di articolati contratti di opzione tra Terna e i fornitori di capacità selezionati con le aste, la possibilità per questi ultimi di esercitare potere di mercato nei mercati dell'energia;

- aperto alla partecipazione di diverse tipologie di capacità, nel pieno rispetto del principio della neutralità tecnologica.

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

Con provvedimento¹⁶⁰ adottato congiuntamente al regolatore greco e a quello albanese (RAE ed ERE), è stata presa la decisione finale di certificazione della società TAP AG, quale gestore di trasporto indipendente del gas naturale, ai sensi dell'art. 10 della direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 e del paragrafo 4.5.2 della *Energy Regulators Joint Opinion on TAP AG's Exemption Application*.

Con la decisione finale, i regolatori, sulla base di ulteriori elementi forniti da TAP AG, hanno confermato quanto già previsto nella decisione preliminare¹⁶¹, ossia hanno certificato TAP AG sulla base sia dei requisiti di indipendenza fissati dalla direttiva 2009/73/CE sia degli impegni, da parte della medesima, che prevedono il graduale assolvimento di tutti gli altri obblighi di indipendenza entro la data definitiva di inizio delle attività commerciali e di gestione dell'infrastruttura.

Nella medesima decisione, le Autorità hanno inoltre fornito le proprie argomentazioni in risposta alle specifiche osservazioni contenute nel parere della Commissione europea e a supporto della certificazione finale di TAP AG. Tali argomentazioni si basano sul presupposto che:

- TAP AG al momento non agisce come gestore di trasporto del gas naturale e svolge prevalentemente l'attività di costruzione del gasdotto. Come anche riconosciuto dalla Commissione, i requisiti di indipendenza previsti dalla direttiva non possono che applicarsi alle limitate operazioni di natura commerciale svolte dalla società in questa fase (allocazione della capacità);
- le attività commerciali realizzate da TAP AG durante la fase di costruzione del gasdotto sono e saranno condotte in un contesto completamente regolato da specifici provvedimenti delle Autorità (*Linee guida*) che ne assicureranno lo svolgimento secondo modalità non discriminatorie;
- TAP AG è stata assoggettata dalle Autorità, durante la costruzione del gasdotto, a un regime di *unbundling* funzionale, che prevede la predisposizione di un programma di adempimenti (approvato dalle Autorità) e la nomina di un responsabile della conformità, al fine di assicurare

¹⁶⁰ Delibera 7 aprile 2016, 172/2016/R/gas.

¹⁶¹ Delibera 26 novembre 2015, 566/2015/R/gas.

lo svolgimento delle attività commerciali in maniera non discriminatoria e la non divulgazione delle informazioni commercialmente sensibili agli azionisti della società, i quali talvolta hanno interessi nella produzione e nella fornitura di gas nei mercati serviti dal gasdotto.

Da ultimo, le Autorità hanno condiviso l'osservazione della Commissione europea, la quale ribadisce la necessità che tutto il personale di TAP AG impiegato nelle attività commerciali sia da subito sottoposto al rispetto dei requisiti di indipendenza previsti dalla direttiva 2009/73/CE e non, come previsto nella decisione preliminare, dal momento dell'avvio definitivo e completo delle attività commerciali e di gestione del gasdotto.

L'Autorità ha archiviato il procedimento¹⁶² per la ricertificazione di Snam Rete Gas, in qualità di gestore del sistema di trasporto del gas naturale. Il procedimento di ricertificazione era stato avviato¹⁶³ alla luce dell'avvenuta modifica dell'assetto proprietario della società a seguito della cessione della partecipazione di Cassa depositi e prestiti a soggetti di diritto estero e a un gruppo di investitori istituzionali italiani. A seguito di opportuni approfondimenti istruttori, l'Autorità ha appurato l'insussistenza dei presupposti necessari per dare impulso ad una nuova procedura di certificazione ai sensi dell'art. 10 e 11 della direttiva 2009/73/CE e dell'art. 3, paragrafo 1, del regolamento (CE) 715/2009.

4.1.2 Regolamentazione tecnica

Bilanciamento di merito economico del gas naturale

Nel corso del 2016 la disciplina del bilanciamento del gas naturale è stata oggetto di una profonda riforma che ha portato alla definizione del passaggio tra il vecchio regime, definito nel 2011¹⁶⁴, e il nuovo modello, in vigore dall'1 ottobre 2016¹⁶⁵, che recepisce integralmente il regolamento (UE) 312/2014 della Commissione del 26 marzo 2014, istituendo un Codice di rete relativo al bilanciamento del gas nelle reti di trasporto. Per l'illustrazione della prima fase della riforma si rinvia all'*Annual Report* dello scorso anno.

Poiché in Italia era già in vigore dal 2011 un regime di bilanciamento di merito economico che presentava alcune delle caratteristiche contenute nel citato regolamento europeo, l'implementazione del regolamento non è avvenuta completamente *ex novo*, ma a partire da una base preesistente, che ha consentito di evitare l'introduzione delle misure transitorie e di gradualità previste dal regolamento stesso. In ogni caso si sono resi necessari alcuni interventi per adattare i processi esistenti e le infrastrutture informatiche alle nuove esigenze.

In primis l'Autorità ha agito¹⁶⁶ in tema di risoluzione delle congestioni contrattuali nei punti di ingresso e di uscita dello stoccaggio, prerequisito essenziale per garantire la liquidità al nuovo mercato, specie nel contesto italiano in cui lo stoccaggio è la principale fonte di modulazione infragiornaliera. È seguito poi un lavoro di finalizzazione dei Codici delle imprese di trasporto,

¹⁶² Delibera 16 giugno 2016, 318/2016/R/gas.

¹⁶³ Con la delibera 29 gennaio 2015, 20/2015/R/com.

¹⁶⁴ Delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11.

¹⁶⁵ Delibera 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas.

¹⁶⁶ Delibera 21 aprile 2016, 193/2016/R/gas.

stoccaggio e rigassificazione, conclusosi con la relativa approvazione delle modifiche proposte¹⁶⁷, nonché con l'approvazione dello schema di convenzioni tra Snam Rete Gas e il Gestore dei mercati energetici (GME), funzionali alla gestione del Mercato del giorno prima (MGP) e del Mercato infragiornaliero (MI)¹⁶⁸.

La preesistente piattaforma di mercato PB-gas è stata mantenuta, in via transitoria e con funzione differente: non più come strumento per il bilanciamento ma come mercato organizzato per la negoziazione di gas in stoccaggio, con conseguente modifica del relativo regolamento¹⁶⁹.

Infine¹⁷⁰ l'Autorità ha definito i parametri degli incentivi e la data a partire dalla quale sono misurate le performance di Snam Rete Gas, ferma restando l'esigenza di monitorarne l'andamento e di intervenire con eventuali correzioni già dopo i primi sei mesi se ciò si rendesse necessario.

Qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas

Alla fine del 2013 è stata approvata¹⁷¹ 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.

Nel luglio 2016, l'Autorità ha apportato¹⁷² alcune modifiche alla RQDG 2014-2019, con decorrenza 1 gennaio 2017, in materia di messa a disposizione di dati tecnici richiesti dal venditore al distributore. In particolare è prevista una progressiva riduzione delle tempistiche di messa a disposizione di tali dati, l'uniformazione dell'ammontare dell'indennizzo dovuto dal distributore al venditore, la riduzione a 6 mesi del tempo massimo per la corresponsione dell'indennizzo.

I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano l'andamento della sicurezza del settore del gas, alcuni a partire dal 2001 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 2002-2016. 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 quadriennio (rete in bassa pressione, BP) mobile. Per il 2015 è confermato il trend annuale

¹⁶⁷ Delibere: 28 giugno 2016, 357/2016/R/gas; 1 settembre 2016, 475/2016/R/gas; 8 settembre 2016, 487/2016/R/gas; 19 gennaio 2017, 14/2017/R/gas.

¹⁶⁸ Delibera 29 settembre 2016, 539/2016/R/gas.

¹⁶⁹ Delibera 20 ottobre 2016, 584/2016/R/gas.

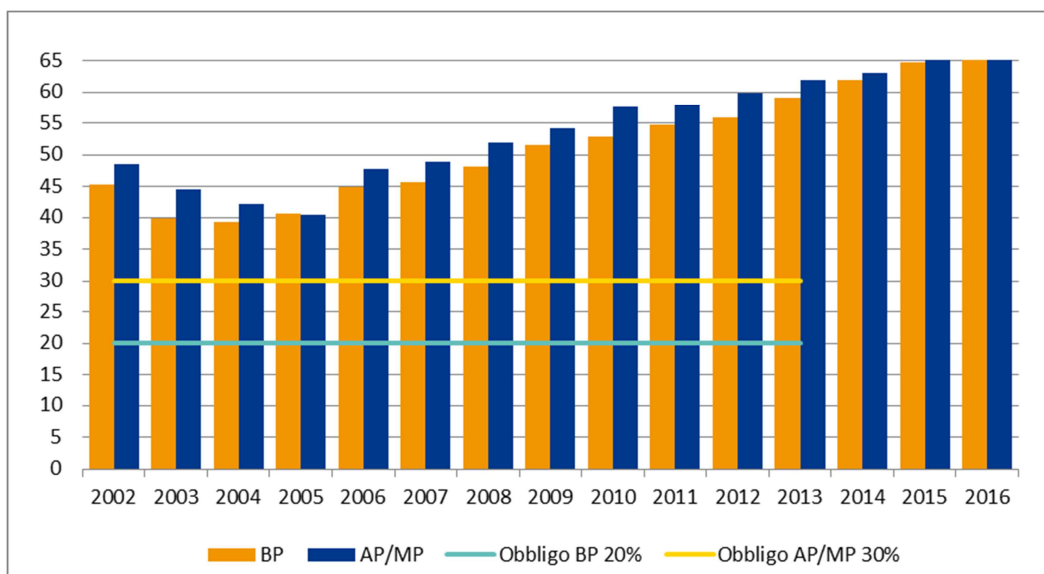
¹⁷⁰ Delibera 6 ottobre 2016, 554/2016/R/gas.

¹⁷¹ Con la delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas.

¹⁷² Delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

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.

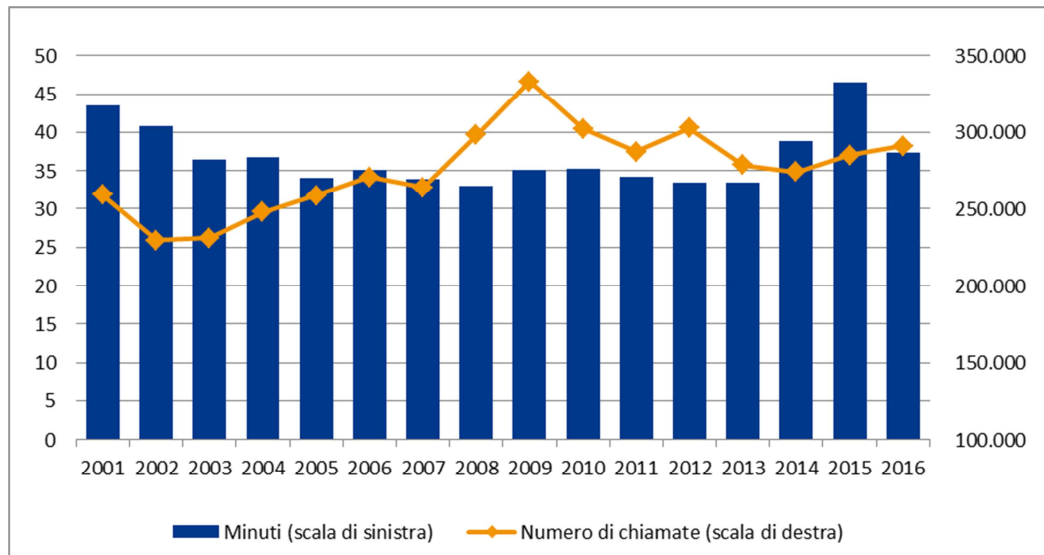
Figura 4.1 Percentuale di rete ispezionata dal 2002



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

Figura 4.2 Pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2016

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



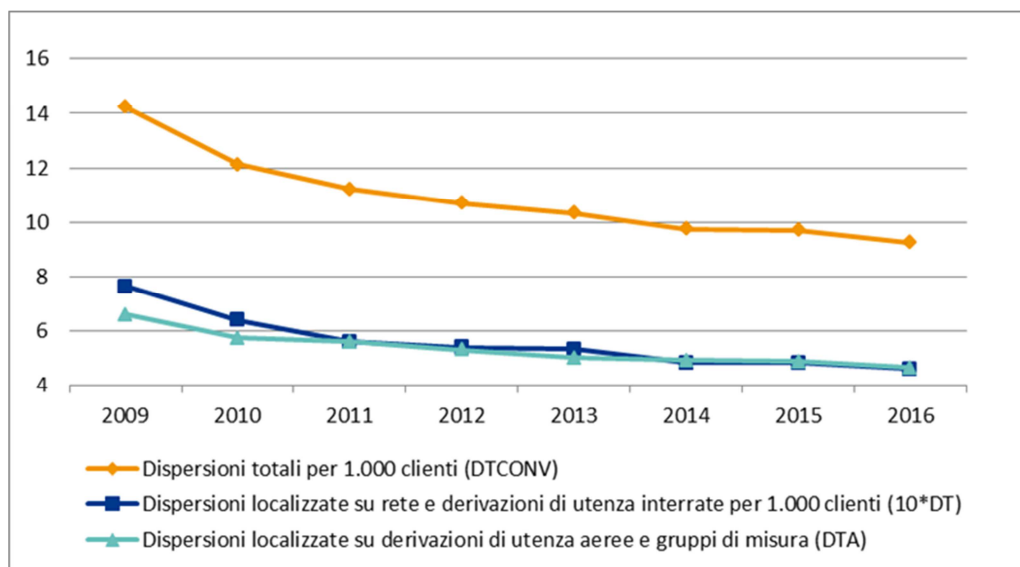
Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

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 2016 pari a un valore medio nazionale inferiore a 38 minuti, migliore di circa 9 minuti rispetto al tempo medio nazionale registrato nel 2015. 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 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.

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

Impianti soggetti a regolazione incentivante – Periodo 2009-2016



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

La figura 4.3 illustra il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaio 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 2016 entrambi i parametri, 10*DT e DTA, si sono attestati a poco meno di cinque dispersioni per migliaio di clienti finali, registrando una diminuzione rispetto al 2015.

Misura

In materia di misura del gas naturale, l'Autorità ha prospettato¹⁷³ le possibili azioni e gli interventi correttivi finalizzati sia a disincentivare l'utilizzo delle letture stimate sia a indurre le imprese di distribuzione alla rilevazione effettiva del dato di misura.

In particolare, tali orientamenti, prospettati per tutti i misuratori con consumi annui sino a 5.000 S(m³), sono differenziati in funzione dello stato di accessibilità dei misuratori e sono così sintetizzabili:

- per i misuratori accessibili (tradizionali e di tipo *smart*), si propone di:

¹⁷³ Con il documento per la consultazione 22 settembre 2016, 518/2016/R/gas.

- rimuovere il concetto di "tentativo di lettura" riferito ai misuratori accessibili, sostituendolo con quello di "lettura effettiva";
- fissare una soglia percentuale annua minima di misuratori, congiuntamente tradizionali e di tipo *smart*, con un numero di letture effettive, pari a quello previsto dalla regolazione, che ciascuna impresa distributrice deve raggiungere, e meccanismi di penalizzazione di 20-30 € per ogni misuratore – in diminuzione alla suddetta soglia percentuale – per il quale non sia stato rispettato il numero minimo di letture effettive. Entrambe tali modifiche potrebbero essere applicate fin da subito a tutte le imprese distributrici, indipendentemente dalle loro dimensioni;
- per i misuratori parzialmente accessibili (tradizionali), si prospetta di:
 - fissare un obbligo, in capo all'impresa distributrice, di verifica della classificazione dei misuratori tradizionali parzialmente accessibili;
 - fissare un obbligo di predisposizione di un registro, da aggiornare con cadenza annuale;
 - prevedere successivamente un meccanismo finalizzato alla riduzione progressiva (entro 4-5 anni al massimo) della percentuale di misuratori tradizionali parzialmente accessibili, tramite la loro sostituzione con misuratori di tipo *smart* (aggiuntivi rispetto agli obblighi già previsti¹⁷⁴);
- per i misuratori non accessibili (tradizionali), si propone di:
 - introdurre un obbligo di sostituzione dei misuratori tradizionali non accessibili, per i quali l'impresa distributrice non abbia rispettato il numero minimo di tentativi di lettura, con un equivalente numero di misuratori di tipo *smart* (aggiuntivi rispetto agli obblighi già previsti¹⁷⁵).

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 2016 sono state realizzate 66 connessioni con la Rete di trasmissione nazionale (RTN), di cui 57 in alta pressione e nove in media pressione (Tavola 4.1). Mediamente, esse hanno richiesto un'attesa di 30 giorni lavorativi (58,8 giorni per le condotte in alta pressione e 10,9 giorni per quelle in media pressione). Rispetto al 2015, lo scorso anno è stato realizzato complessivamente lo stesso numero di connessioni: cinque 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: quasi dimezzato nel caso

¹⁷⁴ Allegato A alla delibera 27 dicembre 2013, 631/2013/R/gas.

¹⁷⁵ Allegato A alla delibera 631/2013/R/gas.

delle reti in alta e più che raddoppiato nelle reti in media (ma questo dato tende a risentire della diversa composizione delle imprese che di anno in anno rispondono al questionario).

Per la rete di distribuzione si osserva una discesa nel numero di connessioni realizzate (Tavola 4.2): nel 2016 è risultato pari a 122.109 contro le 130.703 del 2015. Come sempre la maggior parte degli allacciamenti è avvenuta in bassa pressione (97%) e la restante in media pressione. Diversamente dal trasporto si registra un netto incremento dei tempi di attesa per le connessioni, passato in media da 28,5 giorni lavorativi a 259,6 giorni lavorativi. Il forte allungamento dei tempi medi è dovuto alla crescita del tempo medio per gli allacciamenti in alta pressione. Escludendoli dal calcolo della media, ne risulta che rispetto al 2015 il tempo medio per ottenere una connessione è cresciuto da 11,2 a 16,3 giorni lavorativi.

Tavola 4.1 Connessioni alle reti di trasporto e tempo medio di allacciamento

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2015		2016	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	52	100	57	58,8
Media pressione	14	4,4	9	10,9
TOTALE	66	52,2	66	30,0

(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	2015		2016	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Bassa pressione	2	62,5	1	746,0
Alta pressione	3.903	16,2	4.136	24,9
Media pressione	126.798	6,8	117.972	7,8
TOTALE	130.703	28,5	122.109	259,6

(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

L'Autorità ha introdotto¹⁷⁶ alcune modifiche al sistema di gestione degli scostamenti tra la capacità conferita e quella utilizzata presso i punti di interconnessione con i gasdotti esteri, al fine di rendere il sistema coerente con le attuali procedure di conferimento, che consentono agli utenti di prenotare i prodotti di capacità di durata inferiore all'anno.

¹⁷⁶ Delibera 26 maggio 2016, 270/2016/R/gas.

Nel corso del 2016 l’Autorità ha avviato¹⁷⁷, inoltre, un progetto pilota per la riforma della regolazione in materia di conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano gli impianti di generazione di energia elettrica. L’intervento di riforma, di tipo sperimentale (progetto pilota), mira a realizzare il passaggio verso più flessibili ed efficienti meccanismi di conferimento, sul modello di quelli adottati presso i punti di interconnessione con l'estero, e si inserisce in un percorso di revisione più ampio che, inizialmente, ha interessato gli impianti di generazione elettrica. Detti impianti, oltre ad essere limitati nel numero, hanno evidenziato, anche per effetto del rilevante sviluppo delle fonti rinnovabili, maggiori criticità rispetto all'attuale regolazione in ordine alla prevedibilità del profilo di utilizzo del gas.

Infine, l’Autorità ha completato¹⁷⁸ il 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)¹⁷⁹. In particolare sono state aggiornate le disposizioni in materia di mancato utilizzo sistematico della capacità conferita presso i punti di interconnessione con l'estero del sistema nazionale dei gasdotti ed è stato introdotto il meccanismo *use-it-or-lose-it* su *base day-ahead*, quale strumento di risoluzione delle congestioni contrattuali.

Accesso al servizio di stoccaggio

Come accade da alcuni anni, anche nell’anno termico 2016-2017 il conferimento della capacità di stoccaggio è avvenuto sulla base di criteri di mercato. Ancora una volta la situazione di mercato, in Europa e in Italia, è caratterizzata da differenziali stagionali molto ridotti e, almeno nella prima parte del semestre estivo del 2016, tali 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 a quelli del gas estivo.

Questa situazione, che comprime la possibilità delle imprese di stoccaggio di generare ricavi, ha reso necessaria, anche nel 2016, la definizione di un 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 stoccaggio¹⁸⁰. In particolare, è stato rinnovato, anche per il 2016, il meccanismo secondo il quale la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) salda 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 previsti dall’Autorità, e quanto effettivamente fatturato sulla base degli esiti delle aste. Il meccanismo, riferito al periodo 1 aprile 2016 – 30 marzo 2017, è sostanzialmente analogo a quello

¹⁷⁷ Delibere 24 giugno 2016, 336/2016/R/gas, e 4 agosto 2016, 470/2016/R/gas.

¹⁷⁸ Delibere 21 luglio 2016, 422/2016/R/gas e 4 agosto 2016, 464/2016/R/gas.

¹⁷⁹ Il regolamento CMP definisce 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. In Italia la prima fase del processo di implementazione del regolamento CMP era stata avviata nel 2013, con l’approvazione della delibera 26 settembre 2013, 411/2013/R/gas.

¹⁸⁰ Delibera 16 giugno 2016, 323/2016/R/gas.

attivato lo scorso anno¹⁸¹. Inoltre è stata avviata¹⁸² un'istruttoria conoscitiva sullo stato delle prestazioni fornite dai campi di stoccaggio in concessione alla società Stogit.

In attuazione delle disposizioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 febbraio 2017, l'Autorità ha definito¹⁸³ i criteri di conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico 2017-2018, confermando sia l'impianto generale dei servizi di stoccaggio¹⁸⁴ (servizio di punta e servizio uniforme) sia le modalità di organizzazione delle procedure introdotte nel 2014 (aste sequenziali mensili)¹⁸⁵.

L'intervento si inserisce in un contesto di mercato in cui i differenziali stagionali di prezzo del gas si pongono a livelli inferiori rispetto ai costi connessi all'acquisto della capacità di stoccaggio e al suo utilizzo. Anche per il 2017, in ciascuna procedura di allocazione, i partecipanti sono chiamati a presentare la loro offerta per la capacità di stoccaggio, per i servizi uniforme e di punta, articolata in due diversi prodotti:

- un prodotto che 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);
- un altro che 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 in seguito alla scadenza, al 31 marzo 2016, dei contratti di stoccaggio quinquennali sottoscritti ai sensi del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130 (pari a più di 2,5 miliardi di metri cubi), il decreto ministeriale 14 febbraio 2017, nell'ambito del servizio uniforme, ha confermato, anche per il 2017, le novità introdotte nel 2016 ovvero:

- l'offerta di un servizio integrato di rigassificazione e di stoccaggio volto a favorire l'importazione di nuovo GNL nel nostro Paese in estate, assicurando, a chi lo richieda, la capacità di stoccaggio necessaria per 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, come previsto dal menzionato decreto ministeriale).

L'Autorità ha definito¹⁸⁶ i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il conferimento della capacità di stoccaggio. I prezzi di riserva non sono resi noti al sistema, come stabilito dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 febbraio 2017.

¹⁸¹ Delibera 16 aprile 2015, 171/2015/R/gas.

¹⁸² Delibera 323/2016/R/gas.

¹⁸³ Delibera 16 febbraio 2017, 76/2017/R/gas.

¹⁸⁴ L'impianto del servizio di stoccaggio è stato definito nel 2013 con la delibera 21 febbraio 2013, 75/2013/R/gas (servizio di punta e servizio uniforme).

¹⁸⁵ Delibera 27 febbraio 2014, 85/2014/R/gas.

¹⁸⁶ Con le delibere 23 febbraio 2017, 83/2017/R/gas e 84/2017/R/gas.

L'Autorità ha disciplinato¹⁸⁷ i criteri di svolgimento delle procedure per il conferimento e la cessione fra gli utenti della capacità di stoccaggio per periodi pari e inferiori al mese. Tali disposizioni, coerenti con l'avvio del nuovo regime di bilanciamento previsto dal regolamento (UE) 312/2014, cui l'Autorità ha dato applicazione dall'1 ottobre 2016¹⁸⁸, ha introdotto sia un mercato *day-ahead* per il conferimento della capacità di stoccaggio continua e interrompibile, sia la possibilità per gli utenti di ricorrere all'*overnomination* dello stoccaggio nel corso del giorno gas. Parallelamente sono state disciplinate le modalità di svolgimento delle procedure di conferimento, nonché la destinazione dei proventi derivanti dalle medesime procedure.

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Con l'obiettivo di aumentare e di diversificare le fonti di approvvigionamento in Italia, il decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 dicembre 2016 ha confermato, anche per il 2017, la possibilità di conferire capacità di rigassificazione attraverso le procedure d'asta, con un prezzo di riserva fissato dall'Autorità. Pertanto l'Autorità ha disciplinato¹⁸⁹ le modalità di svolgimento delle procedure d'asta per il conferimento della capacità di rigassificazione (e di stoccaggio per il servizio integrato); successivamente¹⁹⁰ sono stati definiti i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il conferimento delle capacità per il servizio integrato. Tali prezzi di riserva non sono stati resi noti al sistema.

L'Autorità ha prospettato¹⁹¹ i propri orientamenti in relazione all'introduzione di criteri di mercato per l'allocatione della capacità di rigassificazione. In particolare, è stata proposta l'introduzione di meccanismi di mercato basati su procedure ad asta per il conferimento della capacità di rigassificazione sia di lungo sia di breve periodo; inoltre sono state illustrate le prime valutazioni su meccanismi d'asta più efficienti per l'allocatione dei diversi prodotti di capacità, nonché sui criteri utilizzabili per la definizione dei prezzi di riserva da associare ai medesimi prodotti.

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, l'Autorità ha dato attuazione¹⁹² 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

¹⁸⁷ Delibera 193/2016/R/gas.

¹⁸⁸ Delibera 312/2016/R/gas.

¹⁸⁹ Delibera 12 gennaio 2017, 6/2017/R/gas.

¹⁹⁰ Delibera 16 febbraio 2017, 64/2017/R/gas.

¹⁹¹ Documento per la consultazione 1 dicembre 2016, 714/2016/R/gas.

¹⁹² Con la delibera 20 ottobre 2016, 585/2016/R/gas.

mantenere stoccati e da rendere disponibili nell'ambito del c.d. "servizio di *peak shaving*". Questa misura 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.

4.1.3 Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti e ai terminali di rigassificazione

Trasporto

Nel novembre 2013, sono stati definiti¹⁹³ 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.

Nell'autunno 2016 l'Autorità ha ridefinito¹⁹⁴ i criteri di regolazione tariffaria dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato del 12 giugno 2015, n. 2888, che ha parzialmente annullato la regolazione vigente in tale periodo¹⁹⁵.

Inoltre, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto, l'Autorità ha approvato¹⁹⁶ le proposte tariffarie relative ai ricavi di riferimento per l'anno 2017. Infine, come di consueto, ha approvato¹⁹⁷ i corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale e il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2017.

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 2013¹⁹⁸.

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione, l'Autorità ha determinato¹⁹⁹ le tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL per l'anno 2017.

¹⁹³ Delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas.

¹⁹⁴ Delibera 6 ottobre 2016, 550/2016/R/gas.

¹⁹⁵ Delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09.

¹⁹⁶ Delibera 17 novembre 2016, 669/2016/R/gas.

¹⁹⁷ Delibera 22 dicembre 2016, 776/2016/R/gas.

¹⁹⁸ Delibera 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas.

¹⁹⁹ Delibera 14 luglio 2016, 392/2016/R/gas.

In corso d'anno è stato inoltre avviato²⁰⁰ un procedimento per rideterminare le tariffe di rigassificazione della società OLT Offshore LNG Toscana a seguito delle sentenze del Consiglio di Stato 26 luglio 2016, n. 3356, e 9 agosto 2016, n. 3552. Questa società ha realizzato un nuovo terminale a Livorno, entrato in esercizio alla fine del 2013, per il quale era titolare di un'esenzione dall'obbligo di accesso dei terzi relativa al 100% della capacità del terminale per un periodo di 20 anni, cui ha rinunciato. Da tale rinuncia è sorto un contenzioso principalmente relativo all'applicazione nella regolazione tariffaria del terminale di Livorno del c.d. fattore di garanzia, un incentivo tariffario riconosciuto per la realizzazione di nuovi investimenti (ai sensi della regolazione vigente all'epoca) dichiarati essenziali dal Ministero dello sviluppo economico e concepiti secondo logiche di mercato.

Stoccaggio

Nell'ottobre 2014 l'Autorità ha definito²⁰¹ 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)²⁰².

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 definita²⁰³ 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 concessione²⁰⁴.

All'inizio del 2016 stato avviato un procedimento²⁰⁵ per l'aggiornamento infra-periodo della RTDG, in relazione al triennio 2017-2019, anche per la 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.

²⁰⁰ Delibera 27 ottobre 2016, 607/2016/R/gas.

²⁰¹ Delibera 30 ottobre 2014, 531/2014/R/gas.

²⁰² Delibera 12 febbraio 2015, 49/2015/R/gas.

²⁰³ Con la delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas.

²⁰⁴ Con la delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas.

²⁰⁵ Con la delibera 25 febbraio 2016, 68/2016/R/gas.

A novembre 2016 sono stati illustrati²⁰⁶ gli orientamenti dell'Autorità in materia e il mese successivo è stata approvata²⁰⁷ la nuova versione della RTDG, con la quale l'Autorità:

- ha confermato i tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi per la gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione di gas naturale, fissati per gli aggiornamenti degli anni 2015 e 2016, anche per gli aggiornamenti tariffari degli anni 2017, 2018 e 2019. Ciò in ragione dell'esigenza di fornire un quadro regolatorio stabile e certo, in vista dell'indizione delle gare d'ambito;
- ha confermato gli obiettivi di recupero di produttività per le attività di installazione e manutenzione dei gruppi di misura e per le attività di raccolta, validazione e registrazione dei dati, fissati pari a 0% nel primo triennio del quarto periodo di regolazione, avviando al contempo un monitoraggio dei costi sostenuti dalle imprese, per verificare gli impatti derivanti dallo sviluppo dei programmi di messa in servizio degli *smart meter*;
- ha ridefinito in aumento il costo unitario riconosciuto per il servizio di commercializzazione, in linea con i costi effettivi delle imprese sulla base dei dati riportati nei rendiconti separati per l'anno 2015, prevedendo un tasso di riduzione annuale dei costi pari a 0% per i successivi aggiornamenti del parametro nel corso del quarto periodo di regolazione.

In precedenza, l'Autorità ha illustrato²⁰⁸ i propri orientamenti iniziali in tema di nuovi criteri per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas e di individuazione di tetti ai riconoscimenti dei costi unitari di capitale per le località in avviamento.

In esito alla consultazione, nel mese di dicembre è stato adottato un provvedimento²⁰⁹ con cui è stato istituito un tavolo di lavoro tecnico congiunto tra le imprese di distribuzione, rappresentate anche dalle loro associazioni di categoria, e gli Uffici dell'Autorità, allo scopo di definire una struttura di prezzario condivisa, per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti sulle reti di distribuzione del gas naturale, a partire dagli investimenti del 2018. In particolare, l'Autorità ha individuato, come oggetto di analisi nell'ambito del tavolo di lavoro, le seguenti tematiche:

- la definizione delle voci del prezzario;
- i criteri per la determinazione dei prezzi;
- le modalità di identificazione delle quantità fisiche da assumere ai fini della determinazione del costo riconosciuto;
- l'introduzione di coefficienti correttivi da applicare al prezzario, in relazione agli effetti di variabili esogene, che incidano sui livelli di costo del servizio ma che non risultino riflesse nel medesimo prezzario;
- le modalità di riconoscimento dei maggiori costi connessi allo svolgimento di manutenzioni straordinarie relative a interventi di sostituzione o di rifacimento di cespiti già esistenti.

²⁰⁶ Con il documento per la consultazione 4 novembre 2016, 629/2016/R/gas.

²⁰⁷ Con la delibera 22 dicembre 2016, 775/2016/R/gas.

²⁰⁸ Documenti per la consultazione 28 aprile 2016, 205/2016/R/gas e 4 agosto 2016, 456/2016/R/gas.

²⁰⁹ Delibera 1 dicembre 2016, 704/2016/R/gas.

Con il medesimo provvedimento²¹⁰, è stato introdotto un tetto al riconoscimento dei costi unitari di capitale per le località in avviamento, a partire dagli investimenti del 2017, costituito da una soglia massima in termini di spesa per utente servito pari a 5.250 €/PDR. Tale tetto, nel caso in cui una quota degli investimenti sia coperta con contributi pubblici, trova applicazione con riferimento alla restante quota degli investimenti non coperta da contributi pubblici.

A settembre 2016 sono state integrate²¹¹ le disposizioni della RTDG per i casi di riclassificazione delle reti di trasporto regionale in reti di distribuzione del gas. Con successivo provvedimento²¹² è stato definito convenzionalmente il valore delle immobilizzazioni lorde relativo ai cespiti oggetto di riclassificazione ed è stata definita la modalità di presentazione delle richieste di determinazione delle tariffe per i servizi di distribuzione e di misura del gas naturale, in caso di riclassificazione.

A fine dicembre 2016, infine, sono state approvate²¹³ le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, di misura e di commercializzazione del gas naturale, disciplinate dall'art. 40 della RTDG, per l'anno 2017. In coerenza con l'approccio adottato per la determinazione delle tariffe obbligatorie degli anni precedenti, al fine di incrementare la stabilità delle tariffe, i volumi di gas utilizzati nelle determinazioni delle quote variabili delle tariffe obbligatorie sono stati determinati come media mobile dei dati relativi al gas distribuito nell'ultimo quadriennio disponibile. Con il medesimo provvedimento è stato approvato l'ammontare massimo del riconoscimento dei maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'art. 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

Servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas

Il procedimento avviato²¹⁴ all'inizio del 2016 per l'aggiornamento della Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG) per il triennio 2017-2019, ha riguardato anche i seguenti aspetti:

- la revisione della componente $\Delta CVER_{unit,t}$, che copre i costi relativi alle verifiche metrologiche degli strumenti di misura, ai fini della sua applicazione a valere dall'1 gennaio 2017;
- la 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;
- la 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.

Nella consultazione di novembre 2016²¹⁵ sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità su tali tematiche, nonché sulle modalità di riconoscimento dei costi per la messa in servizio di gruppi di misura di classe G4 e G6 per l'anno 2016. In particolare, l'Autorità ha proposto di valutare una

²¹⁰ Delibera 1 dicembre 2016, 704/2016/R/gas.

²¹¹ Delibera 8 settembre 2016, 483/2016/R/gas.

²¹² Determina 13 ottobre 2016, 21/2016 – DIUC,

²¹³ Delibera 22 dicembre 2016, 774/2016/R/gas.

²¹⁴ Con la delibera 25 febbraio 2016, 68/2016/R/gas.

²¹⁵ Documento per la consultazione 629/2016/R/gas.

modifica dell'attuale meccanismo di riconoscimento dei costi relativi alle verifiche metrologiche, prevedendo il riconoscimento di un costo standard per verifica applicato al numero effettivo di verifiche eseguite dalle imprese.

Nella medesima consultazione sono stati anche illustrati gli esiti di una raccolta dati relativa ai costi di telelettura/telegestione e ai costi dei concentratori per gli anni 2010-2020. Dall'esame dei dati è emerso che i costi delle imprese che hanno adottato soluzioni *make* e miste risultano mediamente inferiori ai costi sostenuti dalle imprese che hanno adottato soluzioni di tipo *buy*²¹⁶. Tenuto conto che, tra le imprese che hanno adottato soluzioni *make* si sono evidenziate due distinte soluzioni tecnologiche – una basata su comunicazioni punto a punto senza l'utilizzo di concentratori e una fondata invece sull'utilizzo dei concentratori – l'Autorità, al fine di garantire la neutralità tra le tecnologie, ha proposto di valutare l'introduzione di un'unica componente, espressa in euro per punto di riconsegna, a copertura sia dei costi centralizzati di telelettura/telegestione sia dei costi dei concentratori. In base alle analisi svolte, l'Autorità ha espresso l'orientamento di fissare complessivamente le componenti $t(tel)_t$ e $t(con)_t$, pari ad un valore compreso tra 2,30 e 2,70 € per punto di riconsegna.

L'Autorità ha, inoltre, ipotizzato di fissare il livello del costo standard per l'anno 2017 in un *range* compreso tra 125 e 135 €/gdm (gruppo di misura), per i gruppi di misura di calibro G4, e tra 160 e 170 €/gdm, per i gruppi di misura di calibro G6.

Successivamente²¹⁷ l'Autorità ha ritenuto opportuno, in relazione a tali tematiche:

- rinviare a uno specifico approfondimento l'ipotesi di modifica delle modalità di riconoscimento dei costi per le verifiche metrologiche, e, nelle more di tali approfondimenti, ridurre in via provvisoria, sulla base delle evidenze sui costi effettivamente sostenuti dalle imprese, il valore unitario della relativa componente $\Delta CVER_{unit,t}$ da 60 €/gdm a 50 €/gdm;
- prevedere, nelle more degli opportuni approfondimenti in relazione ai costi sostenuti dalle imprese, che i costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e i costi dei concentratori sostenuti fino all'anno 2017 siano riconosciuti a consuntivo, introducendo in ogni caso un tetto ai riconoscimenti tariffari per i costi sostenuti nel 2017, definito sulla base del livello medio unitario dei costi delle imprese che hanno adottato soluzioni *buy* e dimensionato in funzione del numero di punti di riconsegna effettivamente equipaggiati con *smart meter*;
- fissare i costi standard per i misuratori di classe G4 e G6 al limite superiore dell'intervallo indicato in consultazione²¹⁸, pari rispettivamente a 135 €/gdm, per i misuratori di classe G4, e a 170 €/gdm, per i misuratori di classe G6;
- confermare i costi standard già fissati per l'anno 2014 per il riconoscimento degli investimenti relativi ai gruppi di misura elettronici delle classi superiori a G6 realizzati nel 2017.

Con la medesima delibera è stato confermato l'orientamento espresso in consultazione di prevedere che per il 2016 gli investimenti relativi ai gruppi di misura di classe G4 e G6 siano

²¹⁶ Con la soluzione *make* l'impresa realizza in proprio il sistema di telelettura/telegestione, mentre con la soluzione *buy* l'impresa acquisisce, "chiavi in mano", il sistema da un fornitore esterno.

²¹⁷ Con la delibera 775/2016/R/gas.

²¹⁸ Consultazione 4 novembre 2016, 629/2016/R/ gas.

valutati sulla base del costo effettivamente sostenuto, con un tetto pari al 150% del costo standard, in continuità con quanto previsto per il 2015.

Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione

È iniziato il processo di svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas a livello di ambito territoriale ottimale. In merito ai provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2016 in materia, si rileva che essi hanno riguardato principalmente le verifiche degli scostamenti tra VIR (valore industriale residuo degli impianti) e RAB (valore regolatorio degli *asset*) nonché l'analisi della documentazione di gara trasmessa dalle stazioni appaltanti. In relazione a tali verifiche l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni, in particolare sui bandi di gara che presentano valori di rimborso che si discostano per più del 10% dalla RAB, come previsto dall'art. 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00.

A febbraio 2016 è stata definita²¹⁹ la stratificazione standard del VIR, ai sensi dell'art. 25, comma 3, della RTDG. Tale stratificazione, definita per tipologia di cespiti e per anno di entrata in esercizio, trova applicazione nei casi in cui non siano disponibili informazioni puntuali sulla stratificazione dei cespiti per tipologia e per anno di entrata in esercizio, desumibili dallo stato di consistenza e/o dalle perizie di stima, o nel caso in cui la stratificazione non sia stata pubblicata nel bando di gara, benché le informazioni puntuali fossero disponibili.

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 2016 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 intimato²²⁰ ad alcune imprese di distribuzione di fornire i dati necessari a verificare la nomina del responsabile di conformità ai sensi dell'articolo 15 del Testo Integrato *Unbundling* Funzionale.

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

²¹⁹ Determina 5 febbraio 2016, 4/2016 – DIUC.

²²⁰ Delibera 14 luglio 2016, 394/2016/E/com.

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.

Tali misure prevedono, tra l'altro, che il Gestore della rete di trasporto sia tenuto a trasmettere annualmente il Piano decennale di sviluppo della rete 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. Nel giugno 2016 l'Autorità ha adottato²²¹ le disposizioni per la consultazione degli schemi di Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale, predisposti dai gestori delle reti.

La consultazione si è conclusa il 15 febbraio 2017. Le osservazioni pervenute dai soggetti interessati sono state trasmesse ai gestori per una loro analisi e valutazione. Snam Rete Gas ha svolto il necessario ruolo di coordinamento con gli altri gestori per predisporre un documento di controdeduzioni, che è stato presentato il 31 marzo 2017. I piani, le osservazioni e le controdeduzioni sono state pubblicate sul sito dell'Autorità.

Coordinamento internazionale con ACER e CEER

Nel corso del 2016 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), come descritto al paragrafo 3.1.4.

In relazione al settore del gas naturale, l'Autorità ha partecipato attivamente ai gruppi di lavoro ACER responsabili della gestione delle infrastrutture e dell'implementazione dei Codici di rete, con particolare riferimento:

- all'analisi dell'ACER sui migliori indicatori delle congestioni contrattuali sui punti di interconnessione, per una possibile revisione delle Linee guida europee sulle metodologie di gestione delle congestioni;
- alle Opinioni ACER sulle analisi predisposte da ENTSO-E nell'ambito dei *Winter and Summer Outlook*;
- all'Opinione ACER sulla realizzazione degli investimenti nelle infrastrutture di trasporto gas e sulla coerenza tra il Piano decennale di sviluppo a livello europeo e i Piani nazionali.

Inoltre l'Autorità ha partecipato, contribuendo con la messa a disposizione e la validazione dei dati e delle informazioni in suo possesso, alle attività di monitoraggio che nel 2016 si sono sostanziate nella pubblicazione dei seguenti rapporti:

- la *Relazione Annuale* sulle attività svolte dall'ACER;
- il *Rapporto Annuale* sull'implementazione di REMIT;
- il Rapporto sullo stato di implementazione del Codice di rete del bilanciamento gas;
- il Rapporto sullo stato di implementazione del Codice per l'allocazione della capacità gas;

²²¹ Delibera 28 giugno 2016, 351/2016/R/gas.

- il Rapporto sullo stato di implementazione delle regole per la gestione delle congestioni nei punti di interconnessione delle reti gas;
- il Rapporto sul monitoraggio dei mercati all'ingrosso e al dettaglio per l'elettricità e il gas naturale;
- il Rapporto sullo stato di avanzamento delle iniziative regionali.

Nel corso del 2016 l'Autorità ha continuato a collaborare con gli altri regolatori europei anche attraverso l'associazione indipendente delle Autorità nazionali di regolazione energetica (CEER), come descritto al paragrafo 3.1.4. Per quanto riguarda in modo particolare il settore del gas, l'Autorità ha partecipato alla redazione di un documento che contiene i principi guida che dovrebbero essere presi in considerazione nella definizione degli obiettivi e delle strategie nazionali relative alla sicurezza degli approvvigionamenti. Tale documento è stato elaborato per contribuire al processo di revisione, avviato dalla Commissione europea, del regolamento europeo (UE) 994/2010.

Mercato dell'energia dei Paesi del Sud-Est Europa

Anche nel 2016 l'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica (EnCT) del Sud-Est Europa, come descritto al paragrafo 3.1.4.

Per quanto riguarda in modo particolare il settore del gas naturale, l'*Energy Community Regulatory Board* (ECRB), dopo aver espresso il parere favorevole sulla certificazione preliminare da parte del regolatore albanese ERE della società Trans Adriatic Pipeline AG (TAP AG), ha evidenziato che la stessa procedura dovrà essere riformulata una volta che la società TAP AG sarà operativa nella gestione della infrastruttura. Inoltre, nel *Gas Working Group* sono state approfondite le questioni riguardanti: l'interoperabilità delle infrastrutture gas, tenuto conto del regolamento (UE) 703/2015, le perdite di rete sulla rete di distribuzione del gas, i progetti pilota, in collaborazione con l'ACER, *Gas Regional Initiative South-South East* e l'inclusione delle *Contracting parties* nei rapporti dell'ACER sul monitoraggio dei mercati all'ingrosso del gas.

Mercato dell'energia nei Paesi dell'area del Mediterraneo

Nel corso del 2016, 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 elaborato il report *Guidelines of Good Practice on Capacity Allocation-Work Methodology*. L'Autorità, in collaborazione con il regolatore greco, ha realizzato un primo questionario volto a valutare le metodologie adottate nei Paesi membri. Il Gruppo si è poi dedicato all'*Assessment of Competition Indicators and Market Process Indicators within MEDREG Members*, con lo studio delle *good practices on tariff's methodologies*.

Le attività sulle piattaforme energetiche, promosse dalla Commissione europea, hanno avuto un decisivo impulso grazie all'appoggio politico dei governi che partecipano all'Unione per il Mediterraneo, manifestato in occasione della riunione dei ministri dell'energia dell'1 dicembre 2016, a Roma.

La piattaforma gas è finalizzata alla creazione di un dialogo strutturato, che consenta il graduale sviluppo di un mercato del gas euromediterraneo, in grado di assicurare la sicurezza degli approvvigionamenti ed il corretto bilanciamento degli interessi dei Paesi produttori e dei centri di consumo. Al fine di raggiungere i suddetti obiettivi, la piattaforma consentirà di individuare potenziali *hub* del gas ed un Piano di sviluppo infrastrutturale, nonché di identificare progetti di interesse comune per l'integrazione di mercati sub-regionali attraverso alcuni studi di fattibilità tecnico-economica, da realizzare anche con il sostegno dei governi dei Paesi membri dell'*Union for the Mediterranean* (UfM) e delle istituzioni finanziarie. Il programma di lavoro prevede una fase di studio della situazione attuale e delle prospettive (evoluzione della domanda e dell'offerta di gas, sviluppo delle infrastrutture ecc.) connessa all'avvio di tavoli di confronto tra i vari *stakeholders* (Osservatorio Mediterraneo per l'Energia ed Eurogas).

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 Capitolo 2 di questo Rapporto.

4.2 Promozione della concorrenza

4.2.1 Mercati all'ingrosso

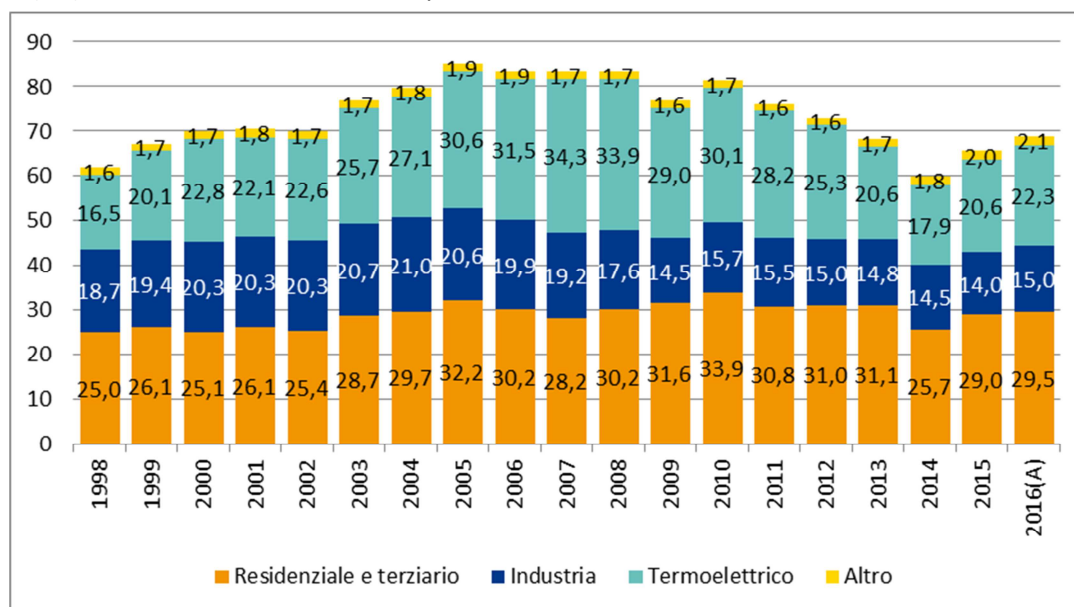
Nel 2016 si è assistito a un rafforzamento della ripresa economica: il PIL ha registrato un aumento dello 0,9% rispetto al 2015 e l'indice Istat della produzione industriale ha messo a segno un incremento dell'1,6%.

Il dettaglio settoriale dell'indice della produzione industriale evidenzia che i comparti manifatturieri più cresciuti rispetto al 2015 sono: la fabbricazione dei mezzi di trasporto (+5,1%), la metallurgia e la fabbricazione di macchinari e attrezzature (+3,6% per entrambi), nonché l'elettronica (+3,3%). I settori maggiormente gas *intensive* hanno evidenziato risultati differenziati: è nettamente cresciuta, come si è appena visto, la metallurgia; la fabbricazione di plastiche e la lavorazione di minerali non metalliferi sono aumentate del 2,1%; un incremento dell'1,4% si è avuto nella fabbricazione di prodotti chimici; mentre le produzioni di legno, carta e stampa sono diminuite dello 0,9%.

Sotto il profilo climatico, invece, il 2016 è stato simile al 2015, che era stato più caldo della norma. Nel 2016 il consumo interno lordo di gas naturale (che comprende consumi e perdite di sistema), secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, è aumentato di circa 3,4 miliardi di metri cubi, risalendo a 70,9 G(m³) dai 67,5 G(m³) del 2015. In termini percentuali, il consumo lordo è cresciuto del 5% rispetto al 2015.

Figura 4.4 Consumi di gas naturale per settore

G(m³); valori al netto di consumi e perdite di sistema



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

Coerentemente agli andamenti economici sopra accennati, nel 2016 i consumi industriali hanno registrato una netta risalita, pari al 7,3%. Una crescita ancor più elevata, pari all'8,4%, si è avuta anche nei consumi della generazione termoelettrica, favorita nell'ultimo trimestre dell'anno anche dalla temporanea indisponibilità di circa un terzo delle centrali nucleari francesi (in gran parte chiuse per test di sicurezza ordinati dall'Autorità francese di vigilanza sulla sicurezza del nucleare),

fatto che ha ridotto le importazioni di energia elettrica dalla Francia. Più contenuto, invece, è risultato l'aumento dei consumi civili (residenziale e terziario) che rispetto al 2015 sono cresciuti dell'1,7%. Meno significativo rispetto agli anni più recenti (4,2%) è stato, viceversa, l'incremento degli "altri usi", che contengono in particolare quelli per autotrazione. Questi ultimi hanno registrato una lieve caduta (-0,8%), la prima dopo anni di continui aumenti spinti soprattutto dalle incentivazioni delle auto a metano.

Il 2016 quindi si configura come il secondo anno consecutivo di recupero della domanda finale che è tornata sui livelli del 2013 ed ha raggiunto l'80% del punto di massimo, toccato nel 2005.

La crescita della domanda finale è stata accompagnata da un adeguato aumento delle importazioni nette (6,6%). I volumi di gas importato dall'estero sono, infatti, cresciuti di 4 G(m³) rispetto al 2015, raggiungendo 65,3 G(m³); al contrario, le esportazioni si sono ridotte di 9 M(m³). Continua, invece, il trend di riduzione della produzione nazionale (-14,6%), particolarmente rilevante nell'ultimo anno. Nel corso dell'anno i prelievi da stoccaggio sono risultati superiori alle immissioni; pertanto i volumi in stoccaggio a fine anno sono risultati di 58 M(m³) più bassi dei quantitativi di inizio anno. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il valore netto dei consumi nazionali nel 2016 è risultato pari a 68,9 G(m³), un valore del 5,1% più alto del 2015.

Poiché, come si è visto, l'aumento della domanda interna è stato soddisfatto da maggiori importazioni, il livello di dipendenza dall'estero, misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il consumo interno lordo, è ulteriormente salito al 92,1%, il valore più alto registrato finora.

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 5.551 M(m³) da 21 imprese (lo stesso numero del 2015), riunite in 16 gruppi societari. L'81,5% circa di tutta la produzione nazionale è estratto dalle società del gruppo Eni, l'operatore dominante di questo segmento con una quota assolutamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo societario, Royal Dutch Shell, che ha l'8,3%. La quota di quest'ultimo – diversamente dagli anni più recenti – è diminuita rispetto allo scorso anno, anche perché la produzione per questo gruppo si è ridotta del 34%, più della media.

Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2016 l'Italia ha importato 65.283 M(m³), vale a dire 4.017 M(m³) in più del 2015. Le esportazioni, al contrario, sono lievemente diminuite da 221 a 212 M(m³). Per questo le importazioni nette hanno registrato un tasso di crescita uguale a quello delle importazioni lorde, pari al 6,6%, e sono risalite a 65.071 M(m³) dai 61.045 M(m³) del 2015.

La figura 4.5 espone i quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per Paese di provenienza²²² del gas stesso. Rispetto al 2015 sono diminuite le importazioni provenienti dalla Libia (-32%) e dal Nord Europa (-60% dalla Norvegia, -55% dall'Olanda e -2% dalla Russia), mentre sono fortemente risalite quelle che giungono dall'Algeria (+150%) e un piccolo incremento (+1%) si è avuto anche dal Qatar.

Nel 2016 le esportazioni di gas dall'Algeria verso l'Italia sono quasi triplicate: dai 7.642 M(m³) del 2015, sono balzate infatti a 19.073 M(m³). Le esportazioni algerine via tubo in Italia, dopo alcuni anni di crollo iniziati dalla primavera 2013, hanno ripreso a crescere fin dall'ultimo trimestre del 2015 grazie al graduale ritorno in funzione dei giacimenti che erano stati danneggiati in quel

²²² 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.

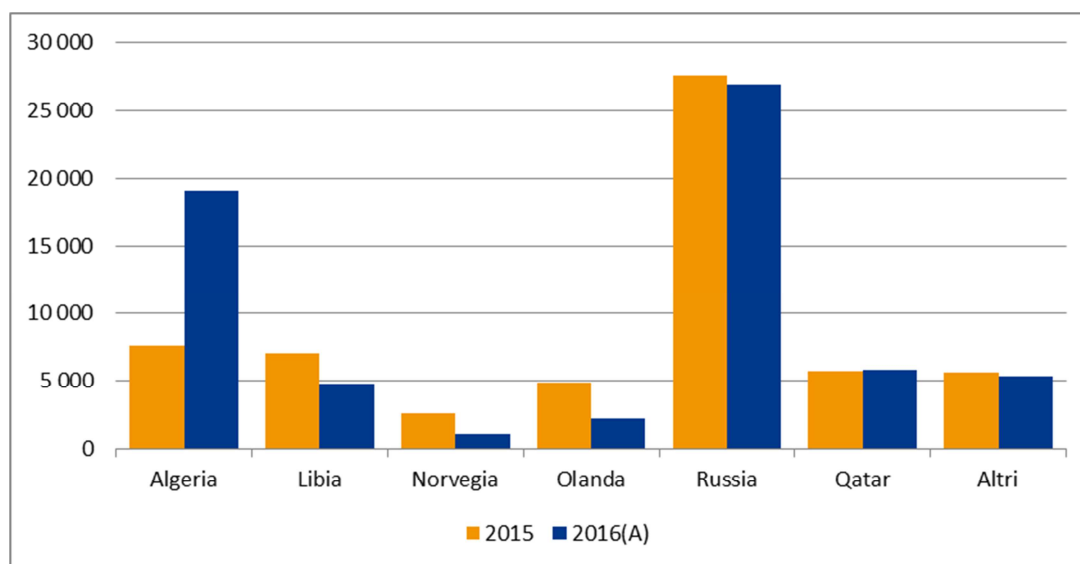
territorio. Nel 2016, come si è visto, sono tornate su livelli paragonabili a quelli del 2012, crescendo a un ritmo che si è confermato anche nei primi mesi del 2017.

Negli ultimi anni sono stati rinegoziati diversi contratti di approvvigionamento di gas a lungo termine, cosa che ha permesso di ottenere maggiore flessibilità nei volumi e dinamiche di prezzo più allineate alle condizioni di mercato che sono fortemente cambiate rispetto al periodo pre-crisi. Nei contratti attuali sono maggiormente presenti formule di prezzo che contengono indicizzazioni anche agli andamenti degli *hub*.

Per effetto di queste variazioni, nel 2016 il peso della Russia tra i Paesi che esportano in Italia si è ridotto di quasi quattro punti percentuali, essendo tornato al 41%. La quota dell'Algeria è risalita dal 12% al 29%, seguita dal 9% del Qatar che quest'anno ha superato la Libia, scesa dal 12% al 7%. L'8% delle importazioni italiane del 2016 è arrivato dall'insieme degli altri Paesi. Sempre più ridotta, infine, è l'incidenza di Norvegia e Olanda che insieme contano per il 5% (contro il 12% del 2015).

Figura 4.5 Importazioni lorde di gas secondo la provenienza

M(m³); stime effettuate in base al punto di ingresso del gas



(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2016 sono stati importati in Italia 63,5 G(m³), 3,9 in più rispetto al 2015²²³. L'aumento è stato, quindi, del 6,5%, praticamente lo stesso di quello valutato nei dati del Ministero dello sviluppo economico²²⁴. Il 5% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 3,2 G(m³) circa, è stato acquistato presso le Borse europee.

²²³ Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori regolati.

²²⁴ Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono, in parte, dal numero di imprese che rispondono 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.

Come sempre, il primo posto nella classifica delle imprese importatrici è detenuto da Eni, i cui quantitativi acquistati all'estero nel 2016, pari a 33,4 G(m³), sono risultati del 4,2% superiori a quelli del 2015. 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 52,7% (51,2% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), dal 53,8% evidenziato nel 2015. Si tratta della seconda riduzione consecutiva dal 2010, quando – grazie all'operatività dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164²²⁵ – la porzione di gas estero approvvigionata da Eni era scesa al 39,2%. Da allora, scaduti gli effetti del provvedimento legislativo, tale quota era costantemente cresciuta fino al 2014, anno in cui ha raggiunto il 56,5%.

Molto più elevata è stata la crescita delle importazioni di Edison (+16,3%), seconda in classifica, che ha approvvigionato 2 G(m³) in più rispetto al 2015. Pertanto, la sua quota nel mercato dell'importazione è salita al 23,1% e la distanza da Eni si è ridotta di tre punti percentuali rispetto a quella dell'anno precedente. Un buon incremento si è avuto anche nelle importazioni di Enel Trade, passate da 6,7 a 7,2 G(m³) nel 2016. Quindi, Enel Trade è rimasta al terzo posto con una quota dell'11,4%. Come nel 2015, anche nel 2016 la quarta posizione nella classifica degli importatori è occupata da ENOI, i cui quantitativi importati, tuttavia, rappresentano un decimo di quelli di Enel Trade, cioè del terzo importatore. La quota di ENOI, infatti, precipita all'1,2%.

Come negli anni scorsi i gruppi²²⁶ che possiedono ciascuno una quota superiore al 5% del gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono Eni, Edison ed Enel (Tavola 4.3). Insieme i primi tre importatori hanno importato 55,3 dei 63,5 G(m³), cioè l'87,2% del gas entrato nel mercato italiano. Considerando anche le quantità prodotte all'interno dei confini nazionali, i tre gruppi incidono per l'87,3% di tutto il gas approvvigionato. Come in passato, tale quota è in aumento (era 86,5% nel 2015), 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 (88,8%) superiore a quella del gas approvvigionato.

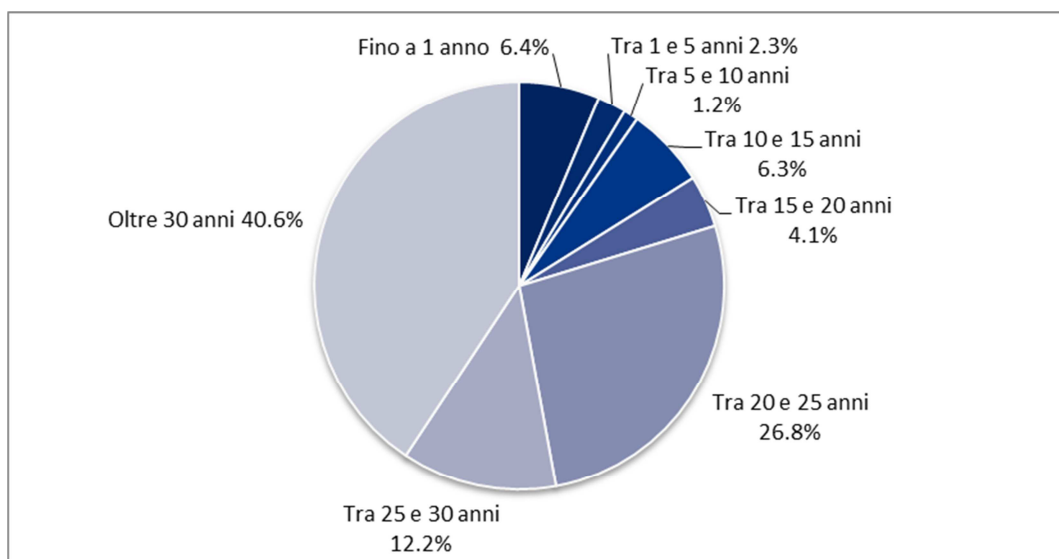
L'analisi delle *Annual Contract Quantity* pattuite nei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2016 secondo la durata intera (Figura 4.6) evidenzia una struttura piuttosto lunga. La quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni, è infatti pari al 79,7% e risulta in aumento rispetto allo scorso anno (era il 76%). L'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è diminuita (8,6% contro 11,7% nel 2015), mentre quella dei contratti di media durata (5-20 anni) si è ancora un pochino ridotta rispetto allo scorso anno (11,7% al posto del 12,3% del 2015), quando si era dimezzata (era al 24,1% nel 2014). Le *Annual Contract Quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura risultano di anno in anno complessivamente più basse, mentre nel 2016 i volumi contrattati sono

²²⁵ Il decreto ha previsto, tra le altre misure, l'imposizione di tetti massimi per le importazioni e le vendite sul mercato finale del gas naturale da parte di un singolo operatore (75% delle importazioni nel 2002, che si riduce fino al 61% nel 2010), con l'obiettivo di determinare le condizioni per l'ingresso sul mercato di gas importato da soggetti diversi da Eni e dagli altri due soggetti storicamente presenti, sia pure con quote modeste, nell'importazione di gas.

²²⁶ 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.

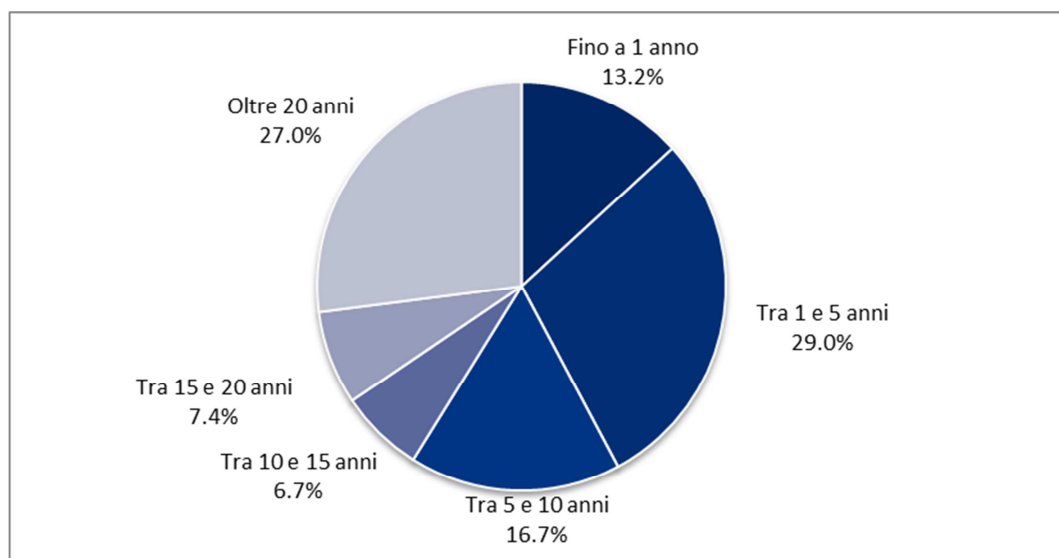
complessivamente risaliti a circa 86 G(m³). Inoltre, l'incidenza delle importazioni *spot*²²⁷, quelle cioè con durata inferiore all'anno, nel 2016 è diminuita al 6,4%, contro il 9,2% del 2015.

Figura 4.6 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2016, secondo la durata intera



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Figura 4.7 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2016, secondo la durata residua



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2016 (Figura 4.7) si rivelano complessivamente ancora abbastanza lunghi, ma la struttura contrattuale si va, seppure molto lentamente, accorciando di anno in anno: il 58,9% dei contratti (56,2% nel 2015) scadrà entro i prossimi dieci anni e il 42,2% di essi (35,8% nel 2015) esaurirà i propri effetti entro i

²²⁷ 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.

prossimi cinque anni. Il 34,5% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni (35,8% nel 2015).

Tavola 4.3 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 ^(D) >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	244,5	340	6,8	120,3	0	83,4	36,9	3	3	50,6%
2016	266,9	384	5,8	120,1	0	85,2	34,9	3	3	46,4%

(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, 20/01/2016; 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.

(D) I volumi di gas disponibile includono la produzione, le importazioni nette e gli stoccaggi.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas e su dichiarazioni degli operatori.

Nel 2016 la domanda totale del settore gas, intesa come somma dei volumi di gas venduti nel mercato all'ingrosso (incluse le rivendite) e nel mercato al dettaglio più gli autoconsumi, è cresciuta del 9%, avendo raggiunto 266,9 G(m³) (Tavola 4.3). Il mercato all'ingrosso ha movimentato 195,5 G(m³) in aumento rispetto al 2015 (10%), 57,4 G(m³) ne ha movimentati il mercato al dettaglio, registrando una crescita del 6,9% rispetto al 2015, mentre gli autoconsumi sono ammontati a 14,1 G(m³), anche questi ultimi in aumento (7,2%). I gruppi industriali che nel 2016 risultano avere una quota della domanda totale superiore al 5% sono 4, come nel 2015.

Più precisamente i gruppi industriali e le rispettive quote, indicate tra parentesi, sono: Eni (22,8%), Engie (13,6%), Edison (10%), Enel (9,1%). I primi due evidenziano una quota inferiore a quella dello scorso anno, Edison registra una quota sostanzialmente invariata, mentre la quota di Enel è

aumentata di 1,5 punti percentuali. Al quinto posto il gruppo Royal Dutch Shell con il 3,9% (che nel 2015 aveva il 4,5%). I primi tre gruppi coprono insieme il 46,4% della domanda totale, una quota in diminuzione rispetto a quella dello scorso anno (che era 50,6%).

Nel paragrafo che segue sono descritte in dettaglio le vendite e i prezzi del mercato all'ingrosso.

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 570 società accreditate all'Anagrafica operatori, che hanno dichiarato di svolgere attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale nel 2016 (anche per un periodo limitato dell'anno). Di queste, hanno risposto 513 imprese, di cui 39 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Delle 474 attive, 81 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 281 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 112, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso, sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti.

Tavola 4.4 Vendite e prezzi nel mercato all'ingrosso nel 2016

M(m³); c€/m³

Operatori	Numero	Vendite	Prezzo
Grossisti puri	81	95.590	18,46
Operatori misti	112	99.865	19,49
Totale	193	195.455	18,98

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Il mercato all'ingrosso, che complessivamente ha movimentato 199,5 G(m³), è stato alimentato per il 49% da grossisti puri e per il restante 51% da operatori misti. Diversamente dagli anni più recenti, nel 2016 il numero delle imprese che hanno operato nel mercato all'ingrosso non è aumentato, mentre è cresciuto il volume di gas che hanno complessivamente intermediato. Infatti, 193 venditori, sei in meno del 2015, hanno venduto complessivamente quasi 18 G(m³) in più del 2015. Grazie a questi andamenti (più ampio mercato e minor numero di venditori) il volume medio unitario è cresciuto del 13,4%, passando da 893 a 1.013 M(m³) nel complesso del mercato, evidenziando la terza risalita consecutiva, dopo diversi anni in cui andava diminuendo.

Nel periodo compreso tra l'inizio del 2016 e il primo quadrimestre del 2017: 7 imprese hanno avviato l'attività di vendita all'ingrosso di gas naturale, 9 imprese hanno cessato l'attività, mentre 7 imprese hanno cambiato gruppo societario.

Vi sono state 5 incorporazioni. In particolare: Chiara Gaservizi è stata incorporata in Simecom con decorrenza 1 gennaio 2016; nel mese di settembre Unogas Energia ha incorporato GEO, GdF Suez Energia Italia ha incorporato GdF Suez Energie e ha contestualmente assunto la nuova ragione sociale Engie Italia, mentre Ternienergia ha incorporato Terni Energia Gas&Power avviando al contempo l'attività di vendita all'ingrosso; in dicembre Acam Clienti è stata incorporata da Eni, Illumia Trend ha incorporato Illumia Gas Supply e A2A ha incorporato A2A Trading. L'1 gennaio

2017 Youtrade ha incorporato BeNRG e a febbraio Tradenergia è stata incorporata da Metano Nord.

Anche nel 2016, come nel 2015, il livello di concentrazione di tale mercato è diminuito; in pratica, se si esclude la lieve risalita registrata nel 2014, la concentrazione del mercato all'ingrosso risulta in costante discesa. Nel 2016 la quota delle prime tre società (Eni, Eni Trading & Shipping ed Enel Trade) è scesa al 30,8% dal 31,4% calcolato nel 2015. Parimenti, è diminuita dal 46,1% al 45,6% anche la quota cumulata delle prime cinque imprese: le tre già citate più Engie Global Markets ed Edison. Ovviamente anche l'indice HHI calcolato sul solo mercato all'ingrosso è calato rispetto al 2015, da 560 a 525, restando comunque al di sotto del valore 1.500 ritenuto primo sintomo di concentrazione.

Nel 2016 il prezzo mediamente praticato nel mercato all'ingrosso è stato di 18,98 c€/m³, più elevato rispetto ai 16,75 c€/m³ del PSV (il dato è di fonte Platts), ma in forte diminuzione (-24,7%) rispetto al valore osservato nel 2015, pari a 25,22 c€/m³.

Il prezzo praticato dagli operatori misti è risultato di 19,49 c€/m³, ovvero 1,03 c€ superiore a quello praticato dai grossisti puri.

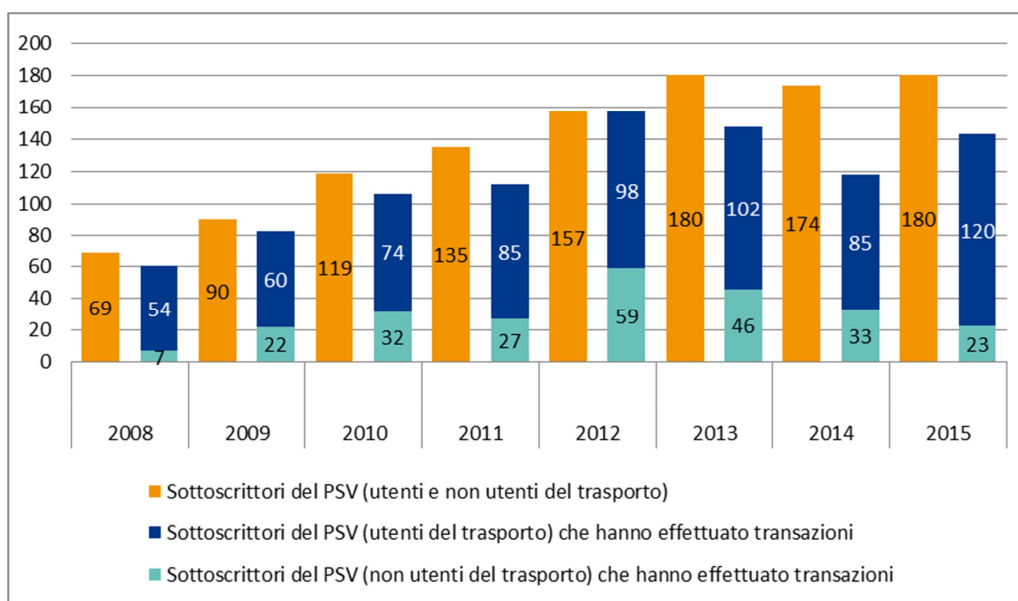
Punto di scambio virtuale

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. Da settembre 2015 è possibile registrare al PSV anche i contratti gestiti dalle Borse terze²²⁸. Le 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 2016, 114 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; soltanto 32 di questi erano *traders* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Come nel 2015, l'andamento positivo della domanda di gas naturale ha riportato in aumento il numero dei sottoscrittori del PSV, che nel 2016 hanno raggiunto un punto di massimo a 185 unità. Ciononostante, il numero di quelli che hanno effettuato transazioni (Figura 4.8) si è ridotto, rispetto al 2015, di 29 unità. Al contrario, è risultato in aumento il numero dei *traders* puri (cioè sottoscrittori non utenti del sistema di trasporto) risaliti a 32 unità, contro le 23 del 2015. Si tratta, dunque, di una ripresa che segue tre anni di continua diminuzione.

²²⁸ 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.

Figura 4.8 Sottoscrittori del PSV dal 2008



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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 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) fino a settembre 2016, ma anche quelli nella M-GAS e, da ultimo, quelli gestiti come *clearing house*. 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 i terminali di GNL.

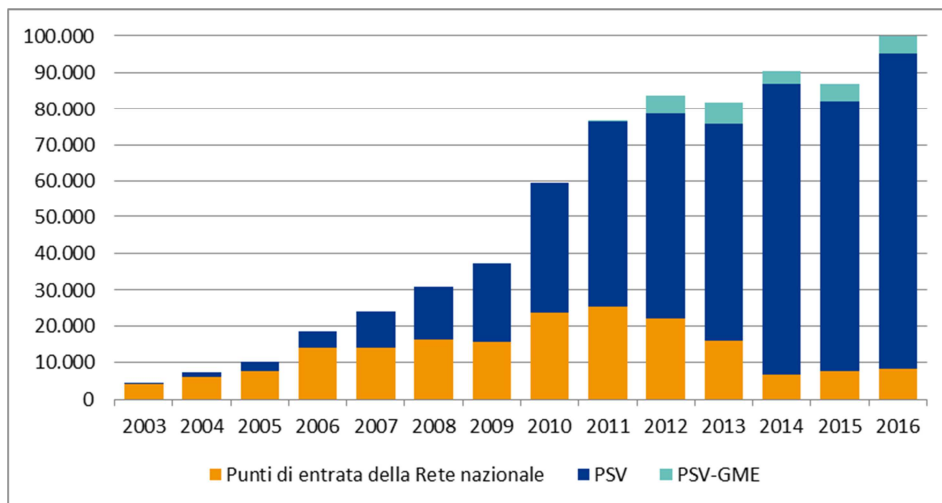
Come si vede, il PSV è andato crescendo in misura notevole nel corso del tempo, in termini sia di numero delle transazioni sia di volumi scambiati, mentre è andata riducendosi la quota degli scambi ai punti di ingresso della RTN, erosa, in parte, dal diminuire delle importazioni e, in parte, dalle altre modalità di acquisto disponibili: PSV e mercati organizzati.

Nel 2016, grazie all'incremento delle importazioni, i volumi registrati ai punti di entrata della RTN hanno registrato una significativa ripresa (+10%), che segue quella già corposa (+16%) realizzata nel 2015. Anche i volumi OTC scambiati presso il PSV, che nel 2015 avevano subito la prima battuta d'arresto dopo oltre dieci anni di crescita ininterrotta, nel 2016 sono tornati in aumento. Con la risalita del 16% hanno più che recuperato la caduta del 7% registrata nel 2015.

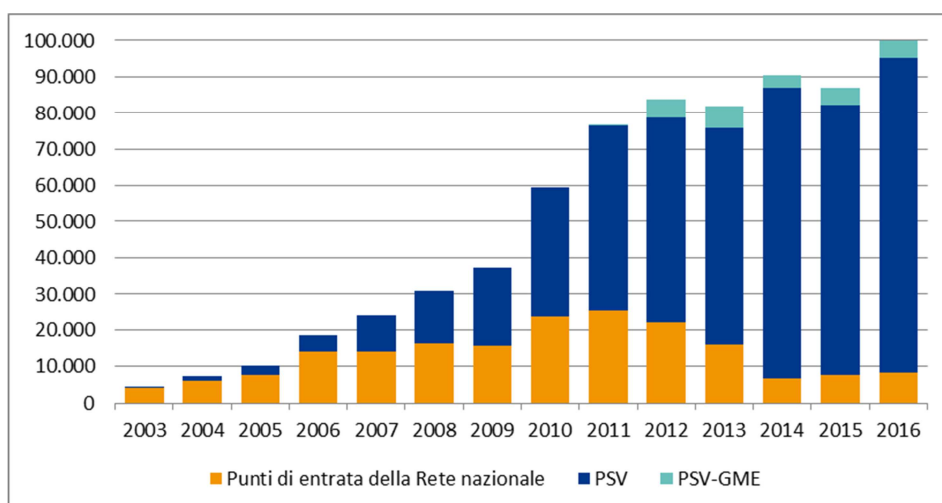
Ancora una notevole crescita, pari al 18%, ha interessato la voce PSV-GME, che segue quella del 18% del 2015. A partire dall'autunno 2015 le transazioni registrate al PSV, che agisce da *clearing house*, sono andate via via aumentando in misura notevole, specialmente dal secondo trimestre del 2016. Inoltre, come si vedrà più in dettaglio nel paragrafo successivo, l'avvio del nuovo mercato di bilanciamento, che ha reso inattive le piattaforme di bilanciamento G+1 e G-1 dal quarto trimestre 2016, ha portato un netto incremento degli scambi nell'ultimo trimestre sulle varie piattaforme della M-GAS.

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.

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.

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.

Con il 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), in attuazione di quanto previsto dall'art. 32, comma 2, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93. Tale mercato, che è stato affiancato agli esistenti mercati a pronti, si svolge secondo le modalità della negoziazione continua con diversi 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 del gas.

Da settembre 2015 gli operatori possono, inoltre, estendere la registrazione al PSV per le transazioni concluse presso Borse gestite da soggetti diversi dal GME²²⁹. In particolare, il GME è stato incaricato di registrare al PSV le transazioni eseguite su Borse terze. Le piattaforme di *trading*

²²⁹ Delibere 12 giugno 2015, 282/2015/R/gas, e 10 settembre 2015, 436/2015/R/gas.

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.

Con la piena attuazione al Regolamento europeo del bilanciamento²³⁰, sono state sospese²³¹ le attività sulla PB-GAS a partire dall'1 ottobre 2016, in favore di un sistema di bilanciamento che mette in competizione, nel corso del giorno, tutte le risorse flessibili disponibili quali lo stoccaggio, l'importazione o la rigassificazione del GNL. In tale sistema, gli utenti e il TSO accedono ai medesimi mercati di prodotti *spot* per approvvigionarsi delle risorse necessarie a bilanciare, rispettivamente, la posizione individuale e quella aggregata di sistema. Tale riforma introduce, inoltre, prezzi di sbilanciamento che responsabilizzano i singoli utenti a bilanciare le proprie posizioni, in modo che anche la rete nel suo complesso risulti bilanciata. In tale contesto, l'operatore di sistema Snam Rete Gas fornisce agli utenti le informazioni in tempo reale sullo stato della rete affinché siano gli utenti a bilanciare in modo efficiente il sistema, limitando, viceversa, le azioni di acquisto e vendita sul mercato a quanto strettamente necessario a fornire "segnali di prezzo".

Oltre agli esistenti MGP-GAS e MI-GAS, l'1 ottobre 2016 sono stati attivati i seguenti mercati di prodotti *spot* utili ai fini di bilanciamento:

- il Mercato del gas in stoccaggio (MGS) permette a tutti gli utenti di scambiare tramite un'unica sessione d'asta a prezzo marginale la titolarità di gas detenuto in stoccaggio; Snam Rete Gas può accedere a tale mercato sia per gestire in sicurezza eventuali scostamenti complessivi di rete (ai sensi dell'art. 2.5 dell'Allegato A della delibera 312/2016/R/gas) sia per altre operazioni (ai sensi dell'art. 7.1 della delibera 312/2016/R/gas);
- il Mercato dei prodotti *locational* (MPL) si svolge secondo le modalità della negoziazione ad asta e unicamente su richiesta di Snam Rete Gas. Su tale mercato Snam Rete Gas si approvvigiona dagli utenti abilitati per i quantitativi di gas necessari per gestire esigenze fisiche localizzate all'interno della zona di bilanciamento o eventuali scostamenti previsti tra immissioni e prelievi complessivi della rete.

Prezzi e Volumi

Nell'ambito dei mercati gas gestiti dal GME, nel 2016 sono stati scambiati volumi complessivi per 47,5 TWh, in linea con quanto registrato nel 2015 (-3%). Si osserva, tuttavia, una profonda variazione nella ripartizione di tali volumi sulle diverse piattaforme a partire dall'ultimo trimestre dell'anno, coincidente con l'attuazione del nuovo sistema di bilanciamento gas (vedi sopra).

In particolare, dalla tavola 4.6 si osserva come alla riduzione dei volumi sulle piattaforme di bilanciamento G+1 e G-1, attive fino al terzo trimestre 2016, corrisponda un netto incremento degli scambi nell'ultimo trimestre sulle piattaforme MI-GAS, MGP-GAS e sul neonato comparto MGS. In particolare fino al mese di settembre 2016, il comparto G+1 della PB-GAS ha registrato volumi complessivi per 30,6 TWh (circa +5% rispetto allo stesso periodo del 2015), a fronte di maggiori volumi richiesti ai fini di bilanciamento da parte di Snam Rete Gas. Altresì, sul comparto G-1 Snam Rete Gas ha reperito 6,2 TWh in un maggior numero di sessioni (89 sessioni fino al 30

²³⁰ Regolamento (UE) 312/2014, approvato dalla Commissione europea il 26 marzo 2014.

²³¹ Si veda la delibera 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas.

settembre 2016) rispetto a quelle registrate nello stesso periodo dell'anno precedente (63 fino a settembre 2015). L'avvio del nuovo mercato di bilanciamento ha, inoltre, ripristinato le contrattazioni sull'MGP-GAS, inattivo dal 2013, con scambi tra 53 operatori, incluso Snam Rete Gas, per volumi complessivi di 0,3 TWh, in maggior parte relativi al prodotto in consegna il giorno dopo (75%). Anche sull'MI-GAS l'aumento della liquidità è stato decisamente rilevante, con 7,0 TWh di volumi complessivamente scambiati tra 57 operatori, tra i quali risulta dominante Snam Rete Gas (86%).

Tavola 4.5 Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME

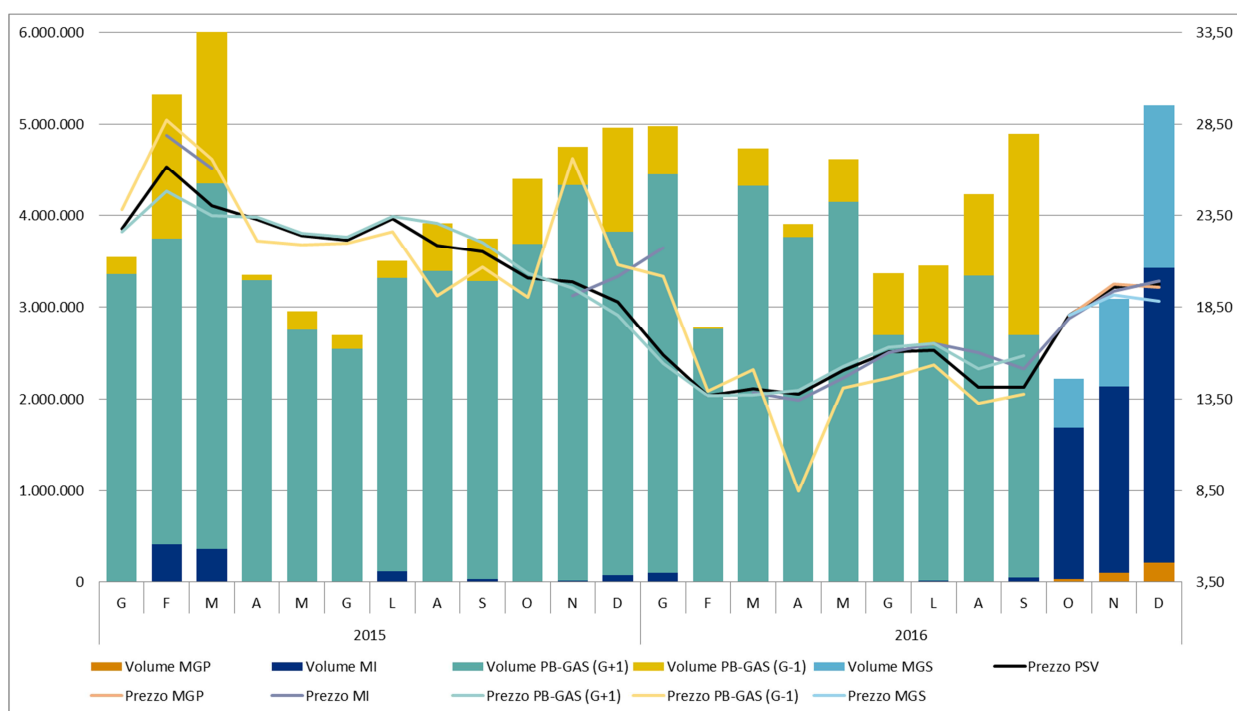
MWh

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
P-GAS Import	365	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	2.869.528	2.707.932	1.800.900	-	-	-
DL n. 130/10	-	-	-	-	-	-	-
M-GAS MI-GAS	-	12.616	36.120	3.820	102.130	1.009.437	7.089.717
MGP-GAS	-	149.378	135.900	13.300	-	-	334.930
MT-GAS	-	-	-	-	-	-	-
MGS	-	-	-	-	-	-	3.269.012
MPL	-	-	-	-	-	-	-
PB-GAS PB-GAS (G+1)	-	1.711.574	34.925.457	40.832.824	38.584.290	40.863.279	30.568.460
PB-GAS (G-1)	-	-	-	48.344	2.940.479	7.326.319	6.218.251

Fonte: GME.

Figura 4.11 Andamento mensile di prezzi e volumi nei mercati utili al bilanciamento gas

€/MWh; MWh



Fonte: GME.

Non è mutato l'interesse degli operatori per i prodotti standard di lungo termine contrattabili sull'MT-GAS, che continua a registrare una totale assenza di abbinamenti. Anche i tre comparti della piattaforma P-GAS confermano una persistente illiquidità, già osservata negli anni precedenti.

Relativamente ai prezzi in esito sulle diverse piattaforme, la PB-GAS ha registrato, per i primi nove mesi del 2016, un prezzo medio di 15,1 €/MWh e 14,46 €/MWh rispettivamente per le sessioni G+1 e G-1. Nell'ultimo trimestre dell'anno, il neonato comparto MGS ha registrato un prezzo medio di 18,7 €/MWh, mentre risulta leggermente superiore il prezzo medio di 19,1 €/MWh, registrato nello stesso periodo da entrambi i comparti MGP-GAS e MI-GAS. Questi prezzi risultano tutti mediamente allineati a livello mensile alla quotazione PSV, che registra un valore medio annuo di 15,8 €/MWh (-29% rispetto al 2015), con l'eccezione della PB-GAS (G-1) che ha continuato a registrare scostamenti puntuali anche rilevanti rispetto ai prezzi più stabili degli altri prodotti.

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:

- nel corso dell'anno l'Autorità ha espresso, al Ministro dello sviluppo economico, la propria valutazione favorevole in merito alle modifiche della Disciplina del mercato del gas (M-GAS), predisposte dal GME, in materia di unità di misura e arrotondamenti²³² e di tempistiche di fatturazione e dei pagamenti relativi alle partite economiche del mercato del gas²³³;
- nel mese di settembre è stata approvata²³⁴ la proposta del GME di modifica della Disciplina dell'M-GAS, che – in coerenza con il nuovo regime di bilanciamento e la disciplina in materia di neutralità del responsabile del bilanciamento – ha stabilito alcune integrazioni delle regole di funzionamento del Fondo M-GAS. In caso di inadempienza del responsabile del bilanciamento tale fondo interviene nel pagamento al GME delle partite insorte presso l'M-GAS;
- inoltre, è stato approvato²³⁵ l'aggiornamento delle convenzioni, tra GME e Snam Rete Gas, che disciplinano le modalità applicative delle regole per la gestione dei mercati del gas e dei flussi informativi a questi connessi, coerentemente con l'avvio del nuovo regime di bilanciamento;
- è stato modificato²³⁶ il regolamento della piattaforma di mercato PB-gas che è stata mantenuta, in via transitoria, non più come strumento per il bilanciamento ma come mercato organizzato per la negoziazione di gas in stoccaggio e per la gestione del mercato dei prodotti *locational*;

²³² Si veda il parere 14 gennaio 2016, 11/2016/I/gas.

²³³ Si veda il parere 4 marzo 2016, 83/2016/I/gas.

²³⁴ Delibera 15 settembre 2016, 502/2016/R/gas.

²³⁵ Delibera 29 settembre 2016, 539/2016/R/gas.

²³⁶ Delibera 20 ottobre 2016, 584/2016/R/gas.

- sono stati approvati²³⁷ i corrispettivi per l'anno 2017 per la partecipazione alla piattaforma per il bilanciamento e del contributo previsto per le negoziazioni nel mercato del gas gestito dal GME;
- infine, l'Autorità ha approvato²³⁸ le disposizioni in materia di gestione dei mercati del gas, necessarie alla piena implementazione del nuovo regime di bilanciamento nonché il *Testo integrato delle disposizioni in materia di condizioni regolatorie per lo svolgimento dell'attività di gestione dei mercati fisici del gas naturale* (TICORG).

4.2.2 Mercati al dettaglio

Dai risultati provvisori dell'Indagine annuale, su cui tradizionalmente sono basati i commenti di queste pagine, emerge che nel 2016 sono stati venduti al mercato finale, libero o tutelato, 57,4 G(m³) cui vanno aggiunti 152 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*²³⁹. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali risulta pari a 57,5 G(m³), con una crescita di 3,5 G(m³) rispetto al 2015.

Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero dello sviluppo economico commentato nelle pagine precedenti occorre, tuttavia, considerare i volumi relativi agli autoconsumi, oltre 14 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 71,65 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 70,9 G(m³) di fonte ministeriale. Le due fonti classificano i volumi di gas movimentati nell'anno in maniera diversa.

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		
	2015	2016	VAR. %	2015	2016	VAR. %
Vendite finali	53.700	57.386	6,9%	21.282	21.073	-1,0%
Forniture di ultima istanza e <i>default</i>	307	152	-50,5%	66	91	38,3%
TOTALE MERCATO	54.008	57.538	6,5%	21.348	21.164	-0,9%
Autoconsumi	13.165	14.118	7,2%	2,0	2,6	28,2%
CONSUMI FINALI	67.172	71.656	6,7%	21.350	21.167	-0,9%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La voce degli autoconsumi risulta piuttosto aumentata rispetto al 2015: del 7% circa in termini di volumi e del 28% in termini di punti di prelievo. Tale voce possiede una fortissima incidenza nella generazione elettrica (l'88,5% degli autoconsumi appartiene, infatti, a questo settore).

²³⁷ Con la delibera 6 dicembre 2016, 737/2016/R/gas.

²³⁸ Con la delibera 16 febbraio 2017, 66/2017/R/gas.

²³⁹ La richiesta dei dati relativi alle forniture di ultima istanza e di *default* è presente per il secondo anno nell'Indagine annuale 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.

Come si vedrà meglio nel seguito di questo paragrafo, la risalita dei consumi finali, che emerge significativa tanto nei dati che emergono dall'Indagine annuale, quanto in quelli ministeriali, appare strettamente legata alla crescita dei settori produttivi, mentre nel 2016 i consumi civili hanno subito un lieve calo (vedi infra).

Tavola 4.7 Vendite e prezzi al mercato finale nel 2015

M(m³); c€/m³

Operatori	Numero	Vendite	Prezzo
Venditori puri	281	10.862	46.82
Operatori misti	112	46.524	30.73
Totale	393	57.386	33.78

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Dei 57,4 G(m³) di gas venduti nel mercato finale, 10,8 G(m³) sono stati ceduti da venditori puri mentre i restanti 46,5 G(m³) sono stati intermediati da venditori che operano anche nel mercato all'ingrosso. Il prezzo medio praticato ai clienti finali è diminuito di 5,15 c€, registrando quindi un'ulteriore caduta del 13%, che segue la riduzione dell'8% del 2015. Al solito, tale prezzo è superiore a quello praticato al mercato finale dai grossisti (puri e misti), che è risultato pari a 30,73 c€/m³. La ragione del differenziale positivo, pari a 3,05 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. I clienti industriali, inoltre, sono spesso allacciati direttamente alla rete di trasporto e, dunque, non pagano il costo della distribuzione.

Il differenziale di prezzo offerto che si osserva nel mercato all'ingrosso risulta, invece, decisamente più ristretto. A fronte di un prezzo medio di 18,98 c€/m³ praticato dai grossisti, i venditori (cioè le imprese che operano prevalentemente sul mercato finale) hanno mediamente richiesto 19,49 c€/m³ per il gas che hanno venduto ad altri rivenditori, cioè mezzo centesimo in più. Anche il prezzo praticato ad altri rivenditori è diminuito rispetto al 2015 (-24,1%). Nel confronto con i valori del 2015 si osserva anche che entrambi i differenziali sono drasticamente diminuiti: lo scorso anno quello sul prezzo fissato dai grossisti ai clienti del mercato finale era di quasi 12 c€/m³, mentre quello sul prezzo praticato agli altri intermediari era di quasi 6 c€.

La significativa crescita delle vendite sul mercato finale (come si è appena visto pari al 6,9%) si è accompagnata – come di consueto – all'incremento (+15 soggetti) del numero di venditori attivi in questo segmento della filiera: dai 378 operatori presenti nel 2015, è salito infatti a 393²⁴⁰. Permane quindi il trend di ascesa, osservato anche nel mercato dell'energia elettrica, nel numero

²⁴⁰ 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 513 imprese sulle 570 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas nel corso del 2016 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 39 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 474 ve ne sono 81 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, quindi, 393.

dei venditori. Il volume medio unitario di vendita è leggermente aumentato, passando dai 142 M(m³) del 2015 a 146 M(m³) nel 2016, benché tale valore rimanga ancora lontano dai valori pre-crisi, cioè dai 230 M(m³) che erano il venduto medio nel 2009, anche perché allora il numero di venditori era nettamente più basso.

L'aumento del numero di venditori è anche spiegato dai numerosi movimenti che ogni anno si registrano tra le imprese. Nel 2016: 38 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali, in prevalenza sono imprese che già svolgevano attività di vendita o nel mercato all'ingrosso o nella vendita finale di energia elettrica; 10 imprese in totale hanno cessato l'attività, 8 imprese hanno acquisito o ceduto l'attività; 9 imprese hanno cambiato gruppo societario; vi sono state 9 operazioni di incorporazione.

Il 9,9% (vale a dire 39 soggetti) dei 393 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale serve clienti in tutto il territorio nazionale cioè in tutte e 19 le regioni italiane metanizzate²⁴¹; il 63,4% delle imprese (249) ha venduto energia elettrica in un numero di regioni compreso tra 6 e 18; le restanti 105 imprese (il 26,7%) 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%, nel 2015 erano l'8,4%).

La composizione societaria del capitale sociale dei venditori di gas, limitando l'analisi alle partecipazioni dirette, mostra una scarsa presenza straniera: solo 11 società (sulle 386 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 2016 il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale, in costante diminuzione da anni, è tornato lievemente a crescere rispetto al 2015. I primi tre gruppi controllano il 47,5%, mentre l'anno precedente la quota era pari al 44,9%. Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 55,2% (contro il 53% del 2015).

L'indice di Herfindahl-Hirshman calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 881, stabile quindi rispetto a quello del 2015, che era pari a 882. Il livello dell'indice è rimasto, quindi, ben inferiore a 1.000, valore al di sotto del quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa.

Inoltre, nel 2016 il peso del gruppo Eni si è ridotto quasi di due punti e mezzo rispetto al 2015 e la distanza con Edison, tornato il secondo gruppo (nel 2015 era in terza posizione, dietro a Enel), si è notevolmente accorciata, essendo scesa a 6,8 punti percentuali contro i 13,1 del 2015. Al contrario, la distanza tra il secondo e il terzo gruppo, Enel, si è ampliata per via dell'aumento delle vendite del gruppo Edison particolarmente elevato (47%) e molto maggiore di quello realizzato da Enel (14%).

²⁴¹ In Sardegna il servizio gas non è presente.

Tavola 4.8 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2016Volumi in M(m³)

GRUPPO	VOLUME	QUOTA	POSIZIONE NEL 2015
Eni	12.266	21,4%	1°
Edison	8.347	14,5%	3°
Enel	6.618	11,5%	2°
Iren	2.442	4,3%	4°
Hera	2.004	3,5%	5°
Engie	1.884	3,3%	7°
Energeticky a Prumyslov Holding A.S.	1.496	2,6%	-
A2A	1.377	2,4%	9°
Royal Dutch Shell Plc	1.208	2,1%	8°
E.On	1.008	1,8%	6°
Sorgenia	833	1,5%	10°
Ascopiave	800	1,4%	11°
Estra	792	1,4%	12°
Axpo Group	640	1,1%	16°
Unogas	628	1,1%	13°
Eg Holding	605	1,1%	14°
Gas Natural Sdg Sa	480	0,8%	17°
Repower Ag	475	0,8%	20°
Dolomiti Energia	470	0,8%	15°
Egea	371	0,6%	21°
Altri	12.641	22,0%	-
TOTALE	57.386	100,0%	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Circa l'avvicendamento dei gruppi nelle varie posizioni della classifica, oltre allo scambio di posizione tra Enel ed Edison sono da notare l'ingresso, direttamente in settima posizione, del gruppo ceco Energeticky a Prumyslov Holding (che include la società EP Commodities), entrato di recente nel mercato italiano. Hanno guadagnato posizioni anche i gruppi Engie, A2A, Axpo Group, Repower ed Egea.

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 2016 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).

Complessivamente i quantitativi di gas sono aumentati rispetto al 2015 su ogni settore, con l'eccezione del domestico. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore termoelettrico, hanno registrato una sensibile risalita (7,2%), il mercato libero ha evidenziato un incremento del 10,4%, mentre una perdita del 7,8% si è avuta nelle vendite del mercato tutelato. I valori del

mercato tutelato illustrati nella tavola non comprendono, però, i quantitativi forniti nei servizi di *default* e di ultima istanza in quanto non frazionabili nei vari settori. Questi sono risultati pari a 307 M(m³) nel 2015 e pari a 152 M(m³) nel 2016. Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato tutelato diviene pari a 9,7 G(m³) e la perdita sale a -9,1%.

Tavola 4.9 Mercato finale per settore di consumo

Clienti in migliaia e volumi in M(m³)

SETTORE DI CONSUMO	2015				2016			
	MERCATO TUTELATO	MERCATO LIBERO	AUTO- CONSUMI	TOTALE	MERCATO TUTELATO	MERCATO LIBERO	AUTO- CONSUMI	TOTALE
VOLUMI								
Domestico	9.741	5.056	66	14.863	8.825	5.687	0	14.512
Condominio uso domestico	598	1.966	8	2.571	726	1.741	11	2.478
Commercio e servizi	17	7.097	73	7.187	-	7.286	76	7.362
Industria	5	17.880	1.361	19.245	-	18.743	1.540	20.283
Generazione elettrica	0	10.137	11.657	21.794	-	13.104	12.490	25.595
Attività di servizio pubblico	4	1.200	0	1.204	-	1.274	0	1.274
TOTALE VOLUMI	10.364	43.336	13.165	66.865	9.551	47.835	14.118	71.504
PUNTI DI RICONSEGNA								
Domestico	13.325	6.446	0	19.770	12.169	7.406	0	19.575
Condominio uso domestico	60	141	1	202	91	108	1	200
Commercio e servizi	7	1.052	1	1.060	-	1.059	2	1.060
Industria	3	181	0	184	-	179	0	179
Generazione elettrica	0	1	0	1	-	1	0	1
Attività di servizio pubblico	0	67	0	67	-	60	0	60
TOTALE PUNTI	13.394	7.888	2	21.284	12.261	8.812	3	21.076

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

I clienti che hanno acquistato il gas per autoconsumo sono fortemente cresciuti, così come quelli serviti nel mercato libero; viceversa i clienti del mercato tutelato si sono complessivamente ridotti dell'8,5% (ma se si tiene conto dei servizi di *default* e ultima istanza il calo si riduce all'8,2%).

Il 2016 è stato leggermente più caldo del 2015, per questo è mancata la spinta sui consumi civili che infatti evidenziano una discesa del settore domestico del 2,4% e dei consumi dei condomini con uso domestico che calano del 3,6%; il settore del commercio e servizi evidenzia un lieve incremento, pari al 2,4%, e le attività di servizio pubblico salgono del 5,8%. Una elevata crescita emerge anche nei consumi della generazione termoelettrica (17,4%), favorita pure dai bassi prezzi del gas, e nell'ultima parte dell'anno, spinta da un maggior fabbisogno di gas per sostituire le minori importazioni di elettricità dalla Francia. La lieve ripresa del settore manifatturiero ha fatto risalire i consumi industriali del 5,4%.

I tassi di variazione appena visti migliorano, con l'eccezione dei condomini e del settore industriale, se si considerano le sole vendite effettuate sul **mercato libero**, risultano del 12,5% più elevati rispetto al 2015, quelli al terziario mostrano una variazione del 2,7%, quelli del termoelettrico risultano crescere del 29,3%, così come il venduto alle attività di servizio pubblico sale del 6,1%. 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 (+11,7%), che segue quelli già notevoli registrati negli anni scorsi (+1,4 milioni nel 2013, +1,3 milioni nel 2014 e + 1 milione nel 2015). Nel 2016 il mercato libero ha registrato invece una sensibile perdita, tanto di clienti (-23,4%), quanto di volumi (-11,4%), relativamente ai condomini con uso domestico che invece nel mercato tutelato sono cresciuti in modo speculare (+53,4% i clienti e +21,4% i volumi).

Il quadro cambia completamente se, invece, si osservano i dati del mercato tutelato, dove si registrano perdite in termini sia di clienti sia di volumi, con l'eccezione appena vista dei condomini. Questo perché si vanno completando gli spostamenti dovuti alla graduale espulsione dalla tutela – *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 di tutela 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 pubblico²⁴². Pertanto, a partire dalla seconda metà del 2013 i clienti non domestici sono gradualmente usciti dal perimetro di tutela e i dati raccolti ne danno evidenza.

A questo proposito è opportuno segnalare che, ancora nel 2016, alcuni venditori tra quelli che hanno risposto all'Indagine annuale hanno inserito nel segmento tutelato 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. I volumi acquistati da tale clientela sono stati conteggiati nel mercato libero, considerando che 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 2016: il settore domestico ha acquistato 14,5 G(m³), cioè il 20% di tutto il gas complessivamente consumato (venduto o autoconsumato); i condomini con uso domestico ne hanno acquisito il 3%, ovvero 2,5 G(m³); il commercio ne ha utilizzato il 10%, corrispondente a 7,4 G(m³); l'industria ne ha consumato il 28%, cioè 20,3 G(m³); la generazione elettrica ne ha assorbito il 36%, equivalente a 25,6 G(m³); le attività di servizio pubblico, infine, ne hanno consumato il 2%, equivalente a 1,3 G(m³).

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 67%, quella del mercato tutelato è del 13%, mentre il 20% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, l'83,4% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 16,6% sul mercato tutelato. In termini di clienti, invece, il 58,2% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 41,8% acquista nel mercato libero.

La quota di volumi acquistati sul mercato libero è pari al 39,2% nel **domestico** e al 70,6% per i **condomini** (le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto).

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. Il 70% dell'energia venduta sul mercato libero è acquistata da clienti con consumi da 200.000 m³ in su.

²⁴² 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.

Tavola 4.10 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2016M(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 TUTELATO	8.737	736	78	-	-	-	9.551
Domestico	8.649	175	1	-	-	-	8.825
Condominio uso domestico	88	561	77	-	-	-	726
Commercio e servizi	-	-	-	-	-	-	-
Industria	-	-	-	-	-	-	-
Generazione elettrica	-	-	-	-	-	-	-
Attività di servizio pubblico	-	-	-	-	-	-	-
MERCATO LIBERO	7.002	4.848	2.523	5.860	9.283	18.318	47.835
Domestico	5.526	146	11	4	-	-	5.687
Condominio uso domestico	66	1.221	366	77	11	-	1.741
Commercio e servizi	1.143	2.424	1.129	1.793	657	141	7.286
Industria	211	711	777	3.537	7.676	5.831	18.743
Generazione elettrica	0	4	11	109	693	12.288	13.104
Attività di servizio pubblico	57	343	229	339	247	59	1.274
TOTALE	15.739	5.584	2.601	5.860	9.283	18.318	57.386

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come si è già detto nel Capitolo 3 (cfr. il paragrafo 3.2), a dieci anni dalla completa apertura dei mercati energetici, l'esperienza maturata dalle imprese che operano nel mercato libero, o almeno di quelle tra loro che vi sono entrate fin dall'inizio, può essere considerata solida. Pertanto, per la prima volta l'Indagine annuale sui settori regolati ha sottoposto ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità, le tipologie e le modalità di offerta che essi mettono a disposizione dei clienti che hanno scelto di rifornirsi nel mercato libero.

Anche qui, come si è già detto nel Capitolo 3, occorre prudenza nel leggere i risultati delle nuove domande, sia perché esse hanno generato non poche richieste di chiarimenti e necessità di interpretazioni da parte dei rispondenti, sia perché si tratta di una prima ricognizione destinata a subire successivi affinamenti, anche a partire dai riscontri ottenuti. Inoltre, poiché le imprese di vendita hanno manifestato notevoli difficoltà nel rispondere ai nuovi quesiti relativamente alla clientela non domestica, la cui fornitura tradizionalmente presenta necessità molto più variegata e complesse rispetto a quella domestica, per quest'anno l'esposizione dei risultati raccolti si concentra praticamente solo su quest'ultima²⁴³ che offre, comunque, alcuni primi spunti interessanti.

La media delle offerte commerciali che ciascun venditore di gas risulta in grado di proporre ai propri potenziali clienti è pari a 8 per la clientela domestica, a 7 per i condomini con uso domestico e a 26 per la clientela non domestica. Quest'ultima, ovviamente, gode di una maggior possibilità di

²⁴³ L'unico risultato esposto per la clientela non domestica riguarda il numero di offerte disponibili perché l'apposita domanda nel questionario per i venditori ha ottenuto un buon tasso di risposta.

scelta essendo il cliente generalmente più importante in termini di volumi consumati e sicuramente con esigenze più differenziate rispetto a quelle di un cliente domestico. Il 29% dei venditori offre ai clienti domestici una sola modalità contrattuale, il 30% ne mette a disposizione fino a tre e il restante 41% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da quattro offerte in su.

Delle 8 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4 sono acquistabili solo on line, cioè soltanto attraverso internet che costituisce ormai un importantissimo canale di vendita attraverso cui l'impresa può chiarire la propria offerta con tutti i dettagli necessari risparmiando sui costi di gestione. Le offerte on line non sembrano aver riscontrato, per ora, un grande interesse da parte delle famiglie, in quanto è risultato che solo il 15,3% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità.

Circa la tipologia di prezzo preferita, è risultato che il 68,8% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo bloccato (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre il 31,2% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile sono di vario tipo. Il 46,4% dei clienti che ha sottoscritto un contratto a prezzo variabile ha firmato un contratto che prevede uno sconto fisso sulla componente energia (CMEM+CCR) stabilita dall'Autorità per il servizio di maggior tutela; il 18,2% dei clienti ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del Brent e il 30,3% dei clienti ha scelto un contratto che prevede forme di indicizzazione diverse da quelle appena citate. Queste forme alternative sono molto varie: tra le più frequenti compaiono l'aggancio al PFOR (che è una parte della componente CMEM), ai prezzi *day-ahead* del PSV, ai prezzi del mercato olandese *Title Transfer Facility* (TTF).

Infine, circa la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti sottoscritti, nei clienti domestici che hanno scelto un contratto a prezzo fisso emergono una netta preferenza (65%) per quei contratti che prevedono la partecipazione a un programma punti e un discreto gradimento (21%) per i contratti che offrono un servizio accessorio. Viceversa, nei clienti che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile risulta un maggior interesse per l'ottenimento di un abbuono/sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro (32%) e per contratti che prevedono altre forme di vantaggi (45%) come la possibilità di rateizzare la bolletta, la garanzia di ottenere un prezzo inferiore rispetto a quello praticato dal precedente fornitore, la possibilità di fornire autolettore o quella di avere letture mensili, servizi telefonici personalizzati, oppure un'assicurazione per piccoli incidenti domestici.

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 del gas naturale nel mercato al dettaglio 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). Il TIMR impone agli 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 del gas naturale praticati sul mercato finale, insieme a numerosi altri indicatori (i risultati del TIMR sono esposti nel paragrafo successivo). Di fatto, a partire da gennaio 2012 e limitatamente ai venditori obbligati dal TIMR, i prezzi medi raccolti dall'Autorità ai sensi della delibera ARG/gas 64/09 confluiscono nel monitoraggio *retail*. 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 sulle statistiche dei prezzi finali di energia elettrica e gas naturale. Poiché questi ultimi sono stati modificati nel 2016²⁴⁴, nel corso del 2017 la delibera ARG/gas 64/09 dovrà essere modificata per soddisfare le nuove richieste europee.

I dati dell'*Indagine annuale* vengono invece utilizzati per le analisi statistiche effettuate dall'Autorità, specialmente quelle esposte nella reportistica annuale alle autorità nazionali ed europee.

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2016 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dalle imprese di vendita ai clienti finali, è stato pari a 33,8 c€/m³ (Tavola 4.11). Tale prezzo nel 2015 era risultato pari a 38,9 c€/m³. Complessivamente, dunque, il prezzo medio finale del gas in Italia presenta una diminuzione del 13%. La diminuzione coinvolge in misura significativa (circa 4 c€/m³) tutte le categorie dimensionali di clienti. La classe che ha presentato il maggiore decremento, in termini sia assoluti (-4,7 c€/m³) sia relativi (circa il 18%), è quella riguardante i consumi superiori a 20 milioni di metri cubi. 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 23,5 a 30 c€/m³. A consumi più elevati, corrispondono generalmente prezzi più bassi, poiché i costi fissi vengono ripartiti su quantità minori. In particolare, l'incidenza delle tariffe di distribuzione è molto più elevata sui piccoli consumi, 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 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. Infine, si può ritenere 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.

Complessivamente i quantitativi di gas sono aumentati rispetto al 2015 su ogni settore, con l'eccezione del domestico. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore termoelettrico, hanno registrato una sensibile risalita (7,2%), il mercato libero ha evidenziato un incremento del

²⁴⁴ Il 17 novembre 2016 il Parlamento europeo e il Consiglio hanno adottato il *Regolamento (UE) 2016/1952 relativo alle statistiche europee sui prezzi del gas naturale ed energia elettrica e che abroga la direttiva 2008/92/CE*, che è entrato in vigore il 7 dicembre 2016.

10,4%, mentre una perdita del 7,8% si è avuta nelle vendite del mercato tutelato. I valori del mercato tutelato illustrati nella tavola non comprendono, però, i quantitativi forniti nei servizi di *default* e di ultima istanza in quanto non frazionabili nei vari settori. Questi sono risultati pari a 307 M(m³) nel 2015 e pari a 152 M(m³) nel 2016. Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato tutelato diviene pari a 9,7 G(m³) e la perdita sale a -9,1%.

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	2012	2013	2014	2015	2016
Inferiore a 5.000	60,3	61,2	58,8	55,7	51,8
Tra 5.000 e 50.000	50,0	51,3	46,9	46,0	42,3
Tra 50.000 e 200.000	48,3	44,4	41,4	41,0	37,2
Tra 200.000 e 2.000.000	41,1	36,6	35,0	32,5	28,4
Tra 2.000.000 e 20.000.000	36,9	33,8	34,0	28,0	24,2
Superiore a 20.000.000	36,8	32,7	32,2	26,5	21,8
TOTALE	45,5	44,0	42,3	38,9	33,8

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Complessivamente i quantitativi di gas sono aumentati rispetto al 2015 su ogni settore, con l'eccezione del domestico. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore termoelettrico, hanno registrato una sensibile risalita (7,2%), il mercato libero ha evidenziato un incremento del 10,4%, mentre una perdita del 7,8% si è avuta nelle vendite del mercato tutelato. I valori del mercato tutelato illustrati nella tavola non comprendono, però, i quantitativi forniti nei servizi di *default* e di ultima istanza in quanto non frazionabili nei vari settori. Questi sono risultati pari a 307 M(m³) nel 2015 e pari a 152 M(m³) nel 2016. Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato tutelato diviene pari a 9,7 G(m³) e la perdita sale a -9,1%.

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.

Tavola 4.12 Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2016

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	> 20.000.000	
Domestico	52,0	42,3	38,6	33,7	-	-	51,8
Condominio uso domestico	46,3	43,4	41,7	37,5	32,2	-	43,0
Attività di servizio pubblico	48,6	39,1	35,1	28,2	25,7	19,2	32,4
Commercio e servizi	50,5	41,9	36,9	28,7	25,7	25,5	37,5
Industria	51,3	42,3	35,8	28,0	23,9	20,9	25,2
Generazione elettrica	59,1	47,3	34,0	28,5	26,0	22,1	22,4
TOTALE	51,8	42,3	37,2	28,4	24,2	21,8	33,8

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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 21 marzo 2017, l'aggiornamento del *Rapporto sul monitoraggio dei mercati retail relativamente al biennio 2014 e 2015*, che aggiorna gli esiti dell'attività di monitoraggio effettuata per gli anni 2012 e 2013. Per il settore gas naturale, l'aggiornamento rileva, in primo luogo, un incremento del numero degli operatori attivi sul mercato libero. L'efficacia della pressione concorrenziale operata dalle imprese di medie e piccole dimensioni su quelle medio-grandi, testimoniata dall'incremento delle loro quote di mercato, è comunque diversificata per tipologie di cliente finale. A differenza di quanto accade nel settore elettrico, anche per il biennio 2014-2015, la concorrenza tra i venditori ha avuto luogo principalmente su una scala geografica regionale o subregionale, senza mai assumere connotazioni nazionali. Nonostante la crescita di alcuni gruppi societari (confermata dall'incremento del numero di operatori che risultano tra i primi quattro in almeno una regione), per tutto il quadriennio analizzato solo due operatori risultano tra i primi quattro venditori in almeno dieci regioni. Inoltre, la concentrazione valutata a livello regionale risulta mediamente in aumento nel periodo 2012-2015, anche se con andamenti particolarmente disomogenei tra le diverse regioni. In merito ai clienti non domestici (ossia l'insieme delle tipologie condomini uso domestico, altri usi e attività di servizio pubblico), si osserva che i grandi operatori hanno incrementato le rispettive quote di mercato a scapito dei venditori medio-grandi. Va altresì segnalata la crescente pressione concorrenziale esercitata dai soggetti al di fuori del campione del monitoraggio *retail*.

Inoltre, è continuato l'incremento, a partire dal 2012, dei passaggi tra le diverse modalità di fornitura per la clientela non domestica, i cui valori nel 2015 si sono attestati al 13,3% per gli altri usi inferiori a 50.000 m³/anno, al 26,3% per altri usi con consumi superiori a 50.000 m³/anno e al 20,4% per le attività di servizio pubblico. Tali risultati confermano come questi segmenti di mercato siano i più dinamici nel settore del gas, anche a distanza di due anni dall'entrata in vigore della legge 9 agosto 2013, n. 98, che ha riperimetrato la clientela con diritto ai servizi di tutela, determinando, nei fatti, l'ingresso di tali tipologie nel mercato libero.

Per i clienti domestici, tra il 2012 e 2015, nonostante la crescita del primo operatore a livello nazionale, che ha provocato anche l'aumento degli indici di concentrazione, la dinamica concorrenziale ha permesso ai soggetti di medie dimensioni di erodere le quote di mercato sia di quelli più grandi sia di quelli più piccoli. Sempre con riferimento ai clienti domestici, nel 2015 si sono registrati passaggi tra le modalità di fornitura per il 12,8% dei clienti domestici. Il valore del totale dei suddetti passaggi rimane pressoché costante dal 2013, anno in cui si era registrato un sostanziale incremento di quasi cinque punti percentuali rispetto all'anno precedente. Nel biennio considerato si è rilevata, rispetto ai due anni precedenti, una riduzione delle rinegoziazioni riguardo ai cambi di venditore (le rinegoziazioni nel 2015 sono pari a 5,1% per i domestici, in lieve ripresa rispetto all'anno precedente). Come per il settore elettrico, infine, i venditori storici presentano un certo vantaggio competitivo nell'aumentare le proprie quote di mercato sul libero. Risulta infatti, nel periodo 2012-2015, in media rafforzata la loro presenza territoriale, anche se in maniera disomogenea a livello regionale (le quote dei venditori storici aumentano in alcune regioni e diminuiscono in altre).

Va, altresì, segnalato come i venditori storici, e in particolare il maggiore operatore a livello nazionale, servano la gran parte dei propri clienti domestici ancora nel servizio di tutela. Sia per i clienti domestici sia per i condomini uso domestico, la modalità di fornitura largamente prevalente risulta ancora il servizio di tutela. Nel 2015 il 68% dei punti di riconsegna nella titolarità di clienti domestici è risultato fornito in regime di tutela, sebbene prosegua il graduale passaggio di tali clienti sul libero mercato. Per quanto concerne la tipologia riferita ai condomini uso domestico, le risultanze relative alla suddivisione per tipologie di mercato sembrano risentire, nel 2015, del comportamento di un unico operatore e, pertanto, al riguardo, sono attualmente in corso alcuni accertamenti.

Anche nel settore del gas naturale emerge come il cliente domestico, rispetto alle altre tipologie di clientela, non abbia ancora raggiunto un'adeguata capacità di orientarsi nel libero mercato.

Il Rapporto analizza, altresì, gli indicatori relativi ai processi e ai meccanismi organizzativi a supporto del funzionamento del mercato della vendita. In particolare, l'indice di **reclamosità** risulta in continua diminuzione, fin dal 2012, per il mercato libero (attestandosi a un livello pari all'1,4% nel 2015), a fronte di un risultato pressoché costante per il servizio di tutela (pari a circa lo 0,7% nel periodo considerato). Per i clienti in bassa pressione (in larga parte domestici), nel 2015, il numero si è attestato intorno a 153 mila, di cui circa la metà relativi al mercato libero.

Tra il 2014 e il 2015 si è ridotto il fenomeno degli **switching non completati** a livello sia nazionale sia regionale (ad eccezione che in Toscana), che tuttavia, appare ancora rilevante, attestandosi a un livello pari, nel 2015, a circa l'8,5%; ciò comporta la necessità di approfondire le ragioni di tale fenomeno. Inoltre, l'**indisponibilità delle misure di switching entro le tempistiche stabilite** assume un andamento altalenante nel corso del quadriennio. Infine, anche nel gas gli indicatori della qualità dei servizi telefonici e di distribuzione oggetto di monitoraggio continuano ad attestarsi, in generale, su livelli qualitativi superiori rispetto agli standard minimi prescritti dall'Autorità, sebbene per i secondi con risultati altalenanti negli anni.

Si rileva che sono richieste sospensioni per **morosità** più frequentemente per i clienti non domestici piuttosto che per i clienti domestici. Tale differenza risulta meno marcata rispetto al settore elettrico, ma comunque in aumento. Inoltre, le richieste di sospensione risultano in media più basse rispetto al settore elettrico. Al riguardo si precisa che, nel settore del gas, a differenza di quello elettrico, i distributori sono tenuti a soddisfare le richieste di sospensione solo fino a un prefissato numero massimo (peraltro, l'Autorità è già intervenuta in più occasioni con modifiche della regolazione a incrementare tali limiti), e che non sono in funzione misuratori telegestiti che permettano di eseguire da remoto la sospensione della fornitura, in misura comparabile al settore elettrico.

Trova Offerte

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 del gas naturale rivolte ai clienti domestici.

Nel mese di marzo 2017 il sistema ha visualizzato oltre 35 offerte, in prevalenza a prezzo bloccato, con la proposta più economica che determina potenziali risparmi, calcolati sulla spesa annua al lordo delle imposte e per abitazioni a Roma, di circa 170 €/anno (-15%) rispetto alla fornitura a condizioni regolate, e di circa 270 €/anno (-21%) rispetto all'offerta meno economica. In confronto alla situazione osservata nel mese di marzo 2016, la spesa lorda associata all'offerta più

economica risulta oggi inferiore di circa 95 €/anno. Sempre considerando l'offerta più economica, a marzo 2017 il potenziale risparmio risulta superiore, se posto a confronto con quello riscontrabile un anno fa, sia rispetto alla fornitura a condizioni regolate (-106 €/anno a marzo 2016) sia rispetto all'offerta meno economica (-190 €/anno a marzo 2016).

La ricerca per offerte congiunte ha visualizzato fino a sei/sette risultati; la spesa annua associata all'offerta congiunta più economica visualizzata per la città di Roma risulta superiore (+28 €/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 (il divario era meno sensibile nel mese di marzo 2016: +12 €/anno), inferiore di circa 210 €/anno (-12%) rispetto alla somma della spesa associata ai prezzi tutelati (a marzo 2016 il divario risultava pari a 135 €/anno) e di circa 350 €/anno rispetto all'offerta congiunta meno economica. Anche per il 2017, si conferma che le offerte più economiche, in base alla lista dei risultati di ricerca, sono quelle che prevedono un prezzo della materia gas bloccato per almeno un anno, la stipulazione del contratto tramite internet, la domiciliazione dei pagamenti e l'invio di bollette in formato elettronico.

Switching

Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale, la percentuale di *switching*, cioè del numero di clienti²⁴⁵ che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2015, è risultata complessivamente pari al 6,6%, ovvero al 50,8% 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 precedente, anche se i dati del 2016 per la clientela non domestica, come quelli dell'anno precedente, risentono ancora dei passaggi al mercato libero con fornitore diverso da quello sella tutela, 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:				
< 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%
> 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.

²⁴⁵ 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.

I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2016, non obbligati per legge, si confermano ancora non particolarmente elevati ma stabili o in aumento da diversi anni (Fig. 3.16). 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 7,2%. Più elevata e pari all'11,1% è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 13,2% del relativo settore di consumo. Il 19,3% (equivalenti al 28,8% 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 12,7% del totale in termini di clienti, nonché il 60,5% in termini di volumi.

Tavola 4.14 Tassi di *switching* per regione e tipologia di clienti nel 2016

Valori percentuali

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO		ALTRI USI		ATT. DI SERVIZIO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	5,7	6,3	11,9	16,5	13,9	71,2	22,4	32,1	6,4	59,8
Valle d'Aosta	3,0	3,4	8,2	11,7	14,5	45,1	46,5	75,4	4,8	39,8
Lombardia	5,6	6,8	10,6	14,7	12,6	60,9	20,3	31,2	6,2	50,2
Trentino Alto Adige	2,8	3,4	3,7	5,2	7,8	53,1	11,5	7,4	3,4	44,9
Veneto	6,7	7,7	9,7	12,0	15,7	65,9	18,7	35,0	7,5	54,0
Friuli Venezia Giulia	6,4	8,2	11,1	15,5	14,9	73,5	9,4	12,6	7,1	62,7
Liguria	5,2	6,6	10,8	14,2	12,0	55,1	28,7	50,7	5,6	43,7
Emilia Romagna	5,2	5,7	4,7	5,9	11,4	52,1	20,1	30,3	5,7	44,7
Toscana	7,0	7,7	6,2	6,9	13,6	63,2	20,8	29,3	7,4	53,7
Umbria	6,3	14,7	7,9	9,2	15,1	56,3	20,9	30,6	7,0	48,8
Marche	6,8	7,6	10,6	13,3	11,8	57,5	16,3	25,2	7,2	44,5
Lazio	6,5	7,6	17,6	14,3	12,2	64,2	23,1	19,2	6,9	49,6
Abruzzo	8,0	9,8	7,5	9,9	7,9	44,8	19,1	38,6	8,1	37,0
Molise	20,2	22,9	31,4	31,6	26,0	17,5	26,0	29,0	20,6	19,2
Campania	7,3	8,5	31,0	14,7	12,1	57,0	16,8	22,8	7,6	48,3
Puglia	5,8	7,0	5,0	5,7	10,9	65,4	11,7	33,8	5,9	56,9
Basilicata	6,7	7,8	26,2	20,8	15,5	51,9	23,9	41,4	7,3	41,1
Calabria	5,3	6,3	5,8	5,9	11,3	96,4	12,3	27,8	5,5	89,9
Sicilia	4,8	5,6	15,1	7,0	9,8	24,9	8,6	17,2	5,0	22,9
ITALIA	6,1	7,2	11,1	13,2	12,7	60,5	19,3	28,8	6,6	50,8
NORD	5,7	6,7	9,6	13,4	13,1	61,7	20,4	30,5	6,3	51,5
CENTRO	7,2	8,7	13,5	12,5	12,3	59,6	21,2	24,6	7,5	48,6
SUD E ISOLE	6,0	7,1	20,5	11,4	11,4	57,2	13,7	27,0	6,2	50,6

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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 4.15. 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, specie se si considerano i tassi calcolati sui clienti. In generale, comunque, i valori regionali mantengono una discreta omogeneità a livello di area, specie nelle zone del Centro-Nord e nei settori a minore intensità di consumo, mentre il Mezzogiorno manifesta, nel complesso, tassi di cambio fornitore più contenuti.

Nel caso dei domestici, le percentuali del Centro risultano in media pari al 7,2% in termini di clienti e all'8,7% in termini di volumi, contro una media nazionale del 6,1% (clienti) e del 7,2% (volumi). Dati analoghi emergono anche sullo *switch* dei condomini con uso domestico, anch'esso più elevato al Sud e al Centro rispetto alla media nazionale.

Nelle attività di servizio pubblico, i tassi del Centro risultano i più elevati in termini di clienti (21,2% contro il 19,3% della media nazionale), ma in termini di volumi è il Nord a fare da capofila (30,5% contro 28,8%); negli "altri usi" Nord e Centro mostrano valori omogenei relativamente ai clienti (intorno al 12,5%) e percentuali sui volumi molto più ampie rispetto a quelle del Sud.

Reclami e segnalazioni

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2016 e il 31 dicembre 2016, le comunicazioni relative al settore gas sono state 13.522 (circa il 34%). Rispetto al 2015, il numero di comunicazioni ha quindi subito una lievissima 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).

Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni per il settore gas, ricevute dallo Sportello nel 2016 e suscettibili di classificazione, sono i seguenti: la fatturazione, il bonus, il mercato e i contratti (Tavola 4.15). Rispetto al 2015, si notano un apprezzabile decremento dei reclami relativi alla fatturazione (più lieve invece per quelli sui contratti) e un considerevole incremento dei reclami sul bonus (più lieve invece per quelli sul mercato), mentre sono sostanzialmente stabili i reclami relativi agli allacciamenti e ai lavori.

Tavola 4.15 Comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia

	2015		2016	
	GAS	TOTALE ^(A)	GAS	TOTALE ^(A)
Reclami	13.240	36.734	12.941	34.447
Richieste di informazione	516	4.041	581	4.519
TOTALE COMUNICAZIONI	13.756	40.775	13.522	38.966

(A) Totale relativo a settore elettrico, gas e *dual fuel*.

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

Per quanto riguarda la fatturazione, le principali questioni (tutte in lieve calo) 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, in aumento), la maggior parte delle comunicazioni si riferisce a questioni relative alla corretta applicazione del Codice di condotta commerciale, al venditore ignoto, al cambio di fornitore e alla doppia fatturazione.

Con riferimento al tema dei 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	2015		2016	
	NUMERO	QUOTA	NUMERO	QUOTA
Fatturazione	4.856	35%	3.667	27%
Mercato	2.248	16%	2.360	17%
<i>Bonus</i>	2.856	21%	3.929	29%
Contratti	2.142	16%	1.980	15%
Allacciamenti/Lavori	798	6%	788	6%
Qualità tecnica	30	0%	27	0%
Misura	308	2%	281	2%
Prezzi e tariffe	133	1%	144	1%
Qualità commerciale	229	2%	204	2%
Non competenza	156	1%	142	1%
TOTALE CLASSIFICATI	13.756	100%	13.522	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).

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

In riferimento alle attività svolte dal Regolatore italiano nel 2016 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. Dopo di allora 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 previsto²⁴⁶ 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.

²⁴⁶ 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 (SII²⁴⁷) 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 presentato²⁴⁸ 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:

- 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

²⁴⁷ Adottato con la delibera 17 novembre 2010, ARG/com 201/10.

²⁴⁸ Con il documento per la consultazione 23 aprile 2015, 186/2015/R/eel.

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*²⁴⁹, 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, adeguato²⁵⁰ 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.

Il codice di condotta commerciale è stato modificato nel 2016²⁵¹ nella parte che riguarda gli obblighi informativi dei venditori. In particolare è stato disposto che i clienti siano informati della possibilità di accedere alle procedure di conciliazione gratuite e, limitatamente ai domestici, sia indicato loro l'elenco degli organismi a ciò autorizzati. Tali informazioni devono essere fornite attraverso i contratti, il sito web del venditore o le risposte di quest'ultimo ai reclami. Le risposte ai reclami devono anche indicare l'indennizzo automatico eventualmente spettante al cliente.

²⁴⁹ Allegato A alla delibera 8 luglio 2010, ARG/com 104/10.

²⁵⁰ Con la delibera 4 giugno 2015, 269/2015/R/com.

²⁵¹ Deliberazione 21 luglio 2016, 413/2016.

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.

Nel 2015, l'Autorità ha stabilito²⁵² per il settore elettrico che dal 1° giugno 2016 tutte le operazioni per passare a un nuovo venditore venissero svolte in modo centralizzato attraverso il Sistema Informativo Integrato (SII), la banca dati nazionale avviata per rendere più trasparente ed efficiente lo scambio di informazioni tra gli operatori del settore. Da quella data 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. Nell'aprile 2016 l'Autorità ha adottato ulteriori disposizioni²⁵³ funzionali all'attuazione di tale riforma nel settore elettrico e alla riduzione delle tempistiche per l'esecuzione dello *switching* nel settore gas.

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).

Nel 2015 l'Autorità ha avviato²⁵⁴ un procedimento per la definizione di un percorso di riforma (c.d. *Roadmap*) con l'obiettivo generale di sviluppo di un mercato efficiente della vendita di energia elettrica al dettaglio, attraverso il consolidamento della fornitura del mercato libero, quale modalità ordinaria di approvvigionamento anche per i clienti di piccole dimensioni (clienti domestici e piccole imprese).

Anche in ossequio al principio di proporzionalità, che si sostanzia nell'adozione di misure coerenti con l'effettiva evoluzione della situazione che caratterizza il mercato di riferimento, la valutazione delle opzioni di intervento è avvenuta rispetto non solo alle condizioni dell'offerta, bensì anche a quelle della domanda. In altre parole, gli interventi sono stati calibrati per tenere conto dell'effettiva capacitazione dei clienti di piccole dimensioni e della sua evoluzione nel tempo.

²⁵² Con la delibera 14 ottobre 2015, 487/2015/R/eel.

²⁵³ Delibera 28 aprile 2016, 208/2016.

²⁵⁴ Con la delibera 4 giugno 2015, 271/2015/R/com.

L'intervento dell'Autorità ha, pertanto, seguito due linee di intervento.

La prima ha previsto la riforma del servizio di maggior tutela, al fine di renderlo via via più coerente con il ruolo di servizio universale che esso è destinato ad assumere, con l'affermazione del mercato quale unica normale modalità di approvvigionamento di energia elettrica per la generalità dei clienti. Ciò ha richiesto di rivalutare, tra l'altro, le modalità di determinazione delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela, in particolare per quanto riguarda i corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento²⁵⁵ e dei costi di commercializzazione, per i quali è ragionevole attendersi – una volta che il servizio di maggior tutela si evolva, assumendo la connotazione di servizio universale utilizzato da un numero sempre più limitato di clienti – che i valori unitari per cliente aumentino rispetto a quelli attuali, allontanandosi dalle condizioni di prezzo cui i clienti hanno normalmente accesso approvvigionandosi sul mercato libero.

La seconda linea di intervento è finalizzata a supportare la maturazione del mercato *retail* nel segmento dei clienti di piccole dimensioni, facilitando l'accesso di tale clientela al mercato, attraverso un'evoluzione dei meccanismi di tutela "guidata e vigilata" dall'Autorità, con il superamento dell'attuale alternanza tra il servizio di maggior tutela e il mercato libero; vanno in questa direzione due iniziative:

- l'introduzione di una tutela simile ad una fornitura del mercato libero, la *Tutela SIMILE*²⁵⁶,
- l'esposizione degli orientamenti su offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela, le offerte PLACET²⁵⁷,

per la cui descrizione si rimanda al paragrafo 3.2.2.2.

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 2016 le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione almeno una volta sono 2,7 milioni, le famiglie con *bonus* attivo nel 2016 sono state 622.410, numero sostanzialmente identico all'anno precedente, a cui si aggiungono i 27.624 bonus erogati a soggetti titolari di carta acquisti, che sono aumentati del 22,7% rispetto al 2015.

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 2016 sono stati 30.373, in aumento del 7,5% 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 2015²⁵⁸, è stato concluso il procedimento per l'attuazione di quanto disposto dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, che recepisce la

²⁵⁵ Tali costi sono determinati dall'Autorità al termine di ciascun trimestre per il trimestre successivo e, dunque, necessariamente basati sulle stime dei costi di approvvigionamento da parte dell'Acquirente unico, inclusivi delle eventuali coperture contro la volatilità dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica.

²⁵⁶ Delibera 11 luglio 2016, 369/2016/R/eel.

²⁵⁷ Documento per la consultazione 30 marzo 2017, 204/2017/R/com.

²⁵⁸ Con la delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel.

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 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*).

Fin dal 2015, l'Autorità ha prospettato²⁵⁹ alcune ipotesi di interventi correttivi alla disciplina, finalizzati 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.

Nelle more della revisione completa della disciplina, l'Autorità ha approvato²⁶⁰ delle disposizioni transitorie, in base alle quali il calcolo dei *bonus* validi nel 2016 per i clienti in disagio economico. In seguito alla emanazione dell'apposito decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 29 dicembre 2016, l'Autorità ha adeguato le modalità di calcolo dei *bonus* relativi al 2017.

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.

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

²⁵⁹ Segnalazione a Parlamento e Governo del 22 giugno 2015, 287/2015/l/com.

²⁶⁰ Con la medesima delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel.

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*). Col quarto trimestre del 2013 il processo è stato completato. 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 procedimento²⁶¹ per la definizione del percorso di riforma (c.d. *Roadmap*) dei servizi di tutela, mentre, il DDL concorrenza prevede 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 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.

Relativamente al perimetro dei clienti interessati, hanno diritto al servizio di fornitura di ultima istanza²⁶²: 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 condizioni di erogazione dei servizi di ultima istanza sono definite dal *Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane* (TIVG). In particolare sono disciplinate le modalità e le tempistiche di attivazione e di cessazione del servizio, nonché le procedure di subentro nelle capacità di trasporto e di distribuzione di gas naturale. Inoltre, sono fissate le condizioni economiche che i soggetti sono tenuti ad applicare ai clienti finali serviti.

Il soggetto fornitore del servizio di ultima istanza viene individuato tramite procedura a evidenza pubblica, gestita dall'Acquirente Unico in base agli indirizzi definiti dall'Autorità. In vista del termine dei servizi svolti dai fornitori individuati nel mese di settembre 2014, l'Autorità ha avviato²⁶³ un procedimento diretto a modificare la disciplina applicabile dal mese di ottobre 2016.

L'Autorità ha illustrato²⁶⁴ le possibili modifiche, volte anche a favorire la partecipazione dei soggetti interessati alle procedure a evidenza pubblica. La nuova disciplina è stata approvata nel mese di agosto 2016²⁶⁵, e con essa è stata anche data attuazione alle disposizioni contenute nel decreto 22 luglio 2016 del Ministro dello sviluppo economico. Nel mese di settembre 2016 l'Acquirente unico ha svolto le procedure per l'individuazione dei fornitori dei servizi di ultima istanza per il periodo 1 ottobre 2016 – 30 settembre 2018.

²⁶¹ Con la delibera 4 giugno 2015, 271/2015/R/com.

²⁶² Disposizioni del decreto legislativo n. 93/11 (art. 7, comma 7) e del decreto ministeriale 7 agosto 2013.

²⁶³ Delibera 24 giugno 2016, 337/2016/R/gas.

²⁶⁴ Documento per la consultazione 24 giugno 2016, 338/2016/R/gas.

²⁶⁵ Delibera 4 agosto 2016, 465/2016/R/gas.

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 a partire all'anno termico 2013-2014.

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 448.707 (numero sostanzialmente identico all'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 1,5 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 posta a carico dei clienti non 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 è intervenuta 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*.

A conclusione di un progetto orientato alla semplificazione e a una maggiore flessibilità e trasparenza, l'1 gennaio 2016 è entrata in vigore la **Bolletta 2.0**²⁶⁶, le cui caratteristiche sono state esposte nell'*Annual Report 2015*. L'Autorità, al fine di incentivare l'abbandono del formato cartaceo delle bollette, ha altresì previsto che, a partire dalla stessa data, a tutti i clienti serviti in regime di tutela che abbiano attivato una modalità di addebito automatico e scelto di ricevere la bolletta in formato elettronico, sia riconosciuto uno sconto, il cui livello è stato definito nel dicembre 2015²⁶⁷.

²⁶⁶ Approvata con la delibera 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com.

²⁶⁷ Delibera 11 dicembre 2015, 610/2015/R/com.

Nel corso del 2016 l'Autorità ha portato a compimento il processo avviato in merito alla **fatturazione** dei consumi ai clienti finali del mercato *retail* di energia elettrica e di gas naturale, anche in esito alle criticità emerse in materia.

L'Autorità è intervenuta²⁶⁸ dapprima per disciplinare la fattura di chiusura, che contabilizza i consumi effettuati fino all'ultimo giorno del rapporto contrattuale, nei casi in cui il rapporto stesso finisce; successivamente²⁶⁹ ha disciplinato le fatture di periodo, emesse nel corso del rapporto contrattuale tra venditore e cliente finale. Con quest'ultimo provvedimento l'Autorità ha approvato il *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in materia di fatturazione del servizio di vendita al dettaglio per i clienti di energia elettrica e di gas naturale* (TIF²⁷⁰), che ha il medesimo ambito di applicazione della disciplina relativa alla fattura di chiusura, di cui integra le disposizioni.

Con il TIF, l'Autorità ha inteso definire un testo unico contenente tutte le disposizioni relative alla fatturazione di vendita al dettaglio, che i venditori sono tenuti a rispettare nell'ambito dei contratti con i propri clienti finali nei regimi di tutela e/o nel mercato libero e nell'ambito dei contratti in regime di *Tutela SIMILE*. Con riferimento al mercato libero, i venditori hanno l'obbligo di ricomprendere, nel proprio paniere di offerte, un contratto con le clausole relative alla fatturazione uguali a quelle dei regimi di tutela, mentre per le altre offerte sono liberi di derogare a dette clausole secondo quanto indicato nel TIF; in tali casi, tuttavia, sono previsti obblighi informativi a beneficio del cliente finale.

La disciplina della fattura di chiusura è entrata in vigore nel mese di giugno 2016 e si applica in tutti i casi di cessazione della fornitura, ossia nei casi in cui, per qualunque ragione (cambio del venditore, disattivazione del punto e voltura), viene meno il contratto di fornitura tra il venditore e il cliente finale connesso in bassa tensione, ad esclusione delle forniture destinate all'illuminazione pubblica, per il settore elettrico, e delle forniture inferiori a 200.000 S(m³)/anno, per il settore del gas naturale.

Nello specifico, sono definiti gli obblighi dei venditori e dei distributori relativamente:

- al termine di emissione della fattura, prevedendo che sia emessa al più tardi otto giorni prima dello scadere delle sei settimane dalla data di cessazione della fornitura o entro due giorni prima dello scadere delle sei settimane, nel caso di recapito immediato (per esempio, tramite la bolletta elettronica);
- ai dati di misura da utilizzare in fattura, prevedendo che il venditore utilizzi prioritariamente i dati di misura effettivi ricevuti dal distributore e le autoletture validate da quest'ultimo²⁷¹ e, solo in assenza di essi, i dati di misura stimati. In assenza di dati effettivi, il venditore potrà procedere ad emettere una fattura di chiusura basata sui dati stimati, informando il cliente che tale fattura sarà oggetto di ulteriore conguaglio a seguito della messa a disposizione del dato da parte del distributore;

²⁶⁸ Delibera 10 marzo 2016, 100/2016/R/com.

²⁶⁹ Delibera 4 agosto 2016, 463/2016/R/com.

²⁷⁰ Allegato A alla delibera 463/2016/R/com.

²⁷¹ La medesima delibera ha disciplinato anche le attività che il distributore dovrà portare a termine in caso di autolettura, prevedendone la validazione e la riconduzione alla data di cessazione della fornitura.

- alle procedure per l'utilizzo dell'autolettura, al fine di incrementare la disponibilità dei dati effettivi, l'Autorità ha previsto e disciplinato la comunicazione dell'autolettura nei casi di cambio del venditore e di voltura, in particolare per i clienti di entrambi i settori che non dispongono di misuratori abilitati alla telelettura²⁷²;
- alle disposizioni in merito ai processi informativi tra venditore e distributore inerenti alla trasmissione dei dati di misura funzionali alla cessazione della fornitura;
- all'introduzione di indennizzi a beneficio dei clienti finali, erogati dal venditore, nei casi di emissione tardiva della fattura di chiusura, o dal distributore, nei casi in cui il dato di misura non sia messo a disposizione del venditore in tempo utile per emettere la fattura di chiusura;
- all'introduzione di un ulteriore indennizzo, che il distributore deve riconoscere al venditore, qualora non sia rispettato il termine di messa a disposizione dei dati, in tutti i casi di cessazione della fornitura.

L'Autorità ha, inoltre, avviato un monitoraggio dei venditori, con l'obiettivo di valutare la possibile modifica della struttura e del livello degli indennizzi introdotti. In tale contesto, sono inoltre acquisite informazioni da parte dei distributori, al fine di verificare l'efficienza nella messa a disposizione dei dati di misura funzionali alla cessazione della fornitura.

In merito alla c.d. "fatturazione di periodo", il TIF definisce, per ciascun settore e per ciascuna tipologia di cliente, la frequenza di emissione delle fatture ordinarie, prevedendo al contempo che il venditore del mercato libero possa modificarla ma solo in aumento²⁷³. Inoltre, è stato introdotto un vincolo temporale all'emissione della fattura, pari a 45 giorni dall'ultimo giorno di consumo addebitato in fattura, vincolo che nel mercato libero può essere differente.

In analogia con quanto disposto per le fatture di chiusura, anche per la fatturazione di periodo è previsto l'obbligo per il venditore di rispettare un ordine di priorità nell'utilizzo dei dati di misura nelle fatture, che privilegi i dati di misura effettivi messi a disposizione dal distributore e le autoletture comunicate dal cliente finale e validate dall'impresa di distribuzione²⁷⁴, stabilendo altresì che nei casi di utilizzo di proprie stime, il venditore debba determinare il dato di misura stimato sulla base delle informazioni disponibili sui consumi storici effettivi del cliente, in modo da ridurre al minimo lo scostamento tra i consumi effettivi e i consumi stimati. Il venditore dovrà, comunque, procedere ai necessari ricalcoli, in presenza di dati effettivi, e ad emettere una fattura basata su consumi effettivi almeno una volta l'anno e potrà fatturare i consumi successivi alla data di emissione della fattura solo a condizione che sia garantita un'adeguata informazione al cliente finale.

Al fine di consentire una più facile comprensione dei documenti di fatturazione, l'Autorità ha stabilito che, in caso di fatturazione con periodicità mensile e se il dato di misura finale del periodo è un'autolettura, non è possibile fare ricorso alle fatture miste, ossia alle fatture contenenti sia i consumi effettivi sia quelli stimati.

²⁷² Si tratta in particolare dei punti di prelievo trattati monorari per il settore dell'energia elettrica e dei punti di riconsegna non dotati di misuratori *smart meter* per il settore del gas.

²⁷³ Per esempio, per i clienti domestici del settore elettrico è prevista una frequenza di fatturazione bimestrale; nel mercato libero il venditore può derogare a tale regola prevedendo una frequenza mensile.

²⁷⁴ Nel mercato libero il venditore può stabilire un diverso ordine di priorità, purché almeno una volta all'anno emetta una fattura che contabilizzi i consumi effettivi.

Anche per la fatturazione di periodo, l'Autorità ha ritenuto opportuno incentivare l'utilizzo dell'autolettura per i clienti di entrambi i settori che non dispongono di misuratori abilitati alla telelettura²⁷⁵, introducendo l'obbligo per tutti i venditori di acquisirla, in periodi ben definiti e indicati dai medesimi, e prevedendo specifiche modalità affinché il cliente finale sia messo al corrente dell'opportunità di ricorrere alla medesima. Peraltro, con il TIF si è estesa la possibilità di comunicare l'autolettura anche ai clienti finali di entrambi i settori dotati di misuratori abilitati alla telegestione, qualora abbiano ricevuto fatture contabilizzanti dati stimati per due mesi consecutivi ed è stato introdotto l'obbligo di prendere in carico e di trasmettere all'impresa di distribuzione anche le autoletture eventualmente pervenute attraverso un reclamo scritto o una segnalazione telefonica. A fronte degli obblighi imposti ai venditori, in tema di autolettura, sono stati definiti per i distributori i corrispondenti obblighi di validazione e di trasmissione degli esiti al venditore, con specifiche tempistiche.

L'Autorità ha inoltre previsto, a favore del cliente, nuovi indennizzi:

- in capo ai venditori, in caso di emissione della fattura di periodo oltre il termine di 45 giorni²⁷⁶ dall'ultimo giorno di consumo addebitato in fattura;
- in capo ai distributori, nel caso in cui i dati di misura siano stati stimati per due mesi consecutivi a clienti con misuratori telegestiti.

Insieme al TIF l'Autorità ha introdotto²⁷⁷ obblighi specifici in materia di misura e di **rateizzazione**, in particolare:

- in materia di misura, per entrambi i settori, sono stati introdotti l'obbligo di registrare le cause (opportunamente codificate) dei falliti tentativi di lettura e l'obbligo di erogare gli indennizzi automatici, da parte dei distributori al venditore, in caso di ritardo nella messa a disposizione dei dati di misura;
- in capo agli esercenti la maggior tutela, è stato introdotto l'obbligo di rateizzazione degli importi fatturati, nei casi di fatturazione di importi anomali e di mancato rispetto della periodicità di fatturazione prevista nel TIF; tale obbligo è altresì fissato per i venditori del mercato libero, i quali possono anche offrire modalità di rateizzazione migliorative.

Gli obblighi suddetti e il TIF sono entrati in vigore l'1 gennaio 2017, ad eccezione di alcune disposizioni per le quali è prevista una diversa tempistica²⁷⁸.

²⁷⁵ Si tratta in particolare dei punti di prelievo trattati monorari per il settore dell'energia elettrica e dei punti di riconsegna non dotati di misuratori *smart meter* per il settore del gas.

²⁷⁶ O altro termine eventualmente indicato dal venditore del mercato libero.

²⁷⁷ Con la medesima delibera 463/2016.

²⁷⁸ In particolare, gli obblighi inerenti all'autolettura dei clienti del settore elettrico con misuratori telegestiti e all'acquisizione delle autoletture tramite reclamo o segnalazione telefonica entreranno in vigore ad aprile 2017.

5.2 Gestione delle controversie

Servizio conciliazione Autorità

Per la gestione delle controversie è attivo dal 2012 il **Servizio conciliazione clienti energia**, istituito 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.

La fase sperimentale del Servizio conciliazione si è conclusa il 31 dicembre 2015. L'Autorità ha dato mandato²⁷⁹ 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'Autorità²⁸⁰.

Dall'avvio operativo (1 aprile 2013) al 31 dicembre 2016, il Servizio conciliazione ha ricevuto un totale di 7.943 richieste di attivazione. Nel 2016 il principale canale di accesso è stato quello delle associazioni dei clienti finali domestici (59%). Al canale degli altri delegati, diversi dalle associazioni, è riconducibile il 28% di richieste; il cliente finale ha attivato direttamente il Servizio conciliazione nel 13% 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 (67%), 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, l'82% non ha

²⁷⁹ Con la delibera 5 novembre 2015, 522/2015/E/com.

²⁸⁰ Con la delibera 11 dicembre 2015, 598/2015/E/com.

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 (20%) sono principalmente riconducibili alla non avvenuta trasmissione della documentazione da allegare alla richiesta di attivazione e al mancato rispetto delle tempistiche procedurali. Nell'1% dei casi vi è stata la rinuncia all'azione.

L'adesione dell'operatore (esercente la vendita o distributore) alla procedura attivata dal proprio cliente è avvenuta su base volontaria sino al 30 giugno 2015²⁸¹, mentre dopo tale data partecipazione è diventata obbligatoria per gli esercenti la maggior tutela elettrica e i distributori di entrambi i settori. Al 31 dicembre 2016 l'adesione dell'operatore è avvenuta nel 69% dei casi: in tale ambito le controversie con esito positivo sono l'80% di quelle concluse.

Con l'approvazione del nuovo art. 141, comma 6, lettera c), del Codice del consumo – che ha aggiornato l'art. 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95, attribuendo all'Autorità il potere di regolamentare, con propri provvedimenti, le modalità di svolgimento della procedura di risoluzione extragiudiziale delle controversie – il tentativo di conciliazione diviene condizione di procedibilità dell'azione proposta innanzi all'Autorità giudiziaria per le controversie insorte nei settori regolati²⁸².

L'Autorità ha dato attuazione alla predetta normativa con l'approvazione²⁸³ di un testo ricognitivo e organico delle disposizioni alla specie applicabili, riunite nel **Testo Integrato Conciliazioni (TICO)**²⁸⁴, che ha introdotto una procedura per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione presso il Servizio conciliazione e ha individuato le procedure alternative esperibili. Il TICO ha incorporato la precedente disciplina²⁸⁵, i cui effetti sono cessati l'1 gennaio 2017, salvo che per le domande di conciliazione presentate entro il 31 dicembre 2016 e fino alla loro conclusione.

Il TICO, operativo dall'1 gennaio 2017 per i settori dell'energia elettrica e del gas, si applica alle controversie insorte fra i clienti finali di energia elettrica alimentati in bassa e/o media tensione e i clienti finali di gas naturale, nonché i clienti finali di gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane alimentati in bassa pressione, domestici e non domestici, ivi inclusi i *prosumers* (produttori e consumatori di energia elettrica) e gli operatori – venditori e distributori – e, limitatamente al *prosumer*, anche il GSE.

Sono escluse dall'ambito di applicazione del TICO: le controversie attinenti esclusivamente profili tributari o fiscali; quelle che il cliente non potrebbe eventualmente presentare in giudizio perché è intervenuta la prescrizione; quelle per le quali non sono state promosse azioni inibitorie, azioni di classe e altre azioni a tutela degli interessi collettivi dei consumatori e degli utenti promosse da associazioni dei consumatori ai sensi del Codice del consumo; quelle oggetto di procedure speciali risolutive, a meno che il cliente non richieda anche il risarcimento del danno.

²⁸¹ 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.

²⁸² Il decreto legislativo n. 130/15 ha dato attuazione nell'ordinamento italiano alla direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013, sull'ADR per i consumatori, che modifica il regolamento (CE) 2006/2004 e la direttiva 2009/22/CE (direttiva sull'ADR per i consumatori).

²⁸³ Delibera 5 maggio 2016, 209/2016/E/com.

²⁸⁴ Allegato A della delibera 209/2016/E/com.

²⁸⁵ Allegato A alla delibera 21 giugno 2012, 260/2012/E/com.

Lo svolgimento del tentativo obbligatorio di conciliazione non preclude, in ogni caso, la concessione dei provvedimenti giudiziari urgenti e cautelari.

L'Autorità ha altresì esteso²⁸⁶ l'obbligo di partecipare al tentativo di conciliazione a tutti gli operatori (ad eccezione dei fornitori di ultima istanza – FUI), che fino al 31 dicembre 2016 valeva per i soli esercenti la maggior tutela per l'energia elettrica, i distributori di energia elettrica e gas e il GSE (per le controversie attinenti al ritiro dedicato o allo scambio sul posto) e limitando tale obbligo partecipativo al primo incontro. L'eventuale inadempimento di tale obbligo è sanzionabile dalla stessa Autorità ai sensi della normativa vigente. Tuttavia, l'operatore convocato, entro un termine di cinque giorni antecedente alla data del primo incontro, può addurre giustificati motivi per la mancata partecipazione all'incontro medesimo fissato dal Servizio conciliazione, purché tali motivi siano riconducibili ad una delle cause di inammissibilità del tentativo di conciliazione e oggetto di autodichiarazione da parte del cliente finale; tali giustificati motivi, se provati, sono comunicati al cliente finale e comportano l'archiviazione della domanda.

La condizione di procedibilità per l'azione giudiziale si considera avverata se il primo incontro presso il Servizio conciliazione si conclude senza accordo, ivi inclusi i casi di mancata comparizione della controparte.

Con riferimento al Servizio conciliazione è stabilito, fra l'altro, che:

- la procedura non è attivabile per quelle controversie per le quali sia pendente o sia già stato esperito un tentativo obbligatorio di conciliazione ai sensi della disciplina dell'Autorità;
- la domanda di conciliazione può essere presentata decorsi 50 giorni dall'invio del reclamo all'operatore in caso di mancata risposta (e ferma restando la possibilità di attivare la procedura fin dalla risposta al reclamo, se antecedente), ed entro un termine massimo di un anno dal medesimo invio del reclamo;
- la domanda di conciliazione è inammissibile: mancanza del previo reclamo, mancato rispetto dei termini procedurali per l'attivazione, controversia pendente o trattata da altro organismo di risoluzione extragiudiziale delle controversie (*ne bis in idem*), mancanza di uno degli elementi formali della domanda di conciliazione previsti dalla disciplina, controversia riprodotiva di richiesta già archiviata per motivi diversi da vizi formali della domanda di conciliazione;
- la procedura è attivabile attraverso la piattaforma telematica messa a disposizione dal Servizio conciliazione oppure, in alternativa, ma per i soli clienti domestici non assistiti da un delegato, mediante posta o fax, fermo restando lo svolgimento on line della procedura medesima;
- il primo incontro è fissato entro un termine di 30 giorni decorrenti dalla presentazione della domanda completa, ma non prima di dieci giorni dalla comunicazione alle parti della data dell'incontro;
- entrambe le parti, anche disgiuntamente, possono richiedere al Servizio conciliazione di rinviare il primo incontro, per una sola volta, per impossibilità motivata e documentata di prendervi parte, purché la parte interessata richieda tale differimento entro un termine di cinque giorni antecedente alla data del primo incontro e indichi contestualmente una data successiva, che non sia superiore a sette giorni dalla data dell'incontro differito;

²⁸⁶ Ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera h), della legge n. 481/95.

- qualora il cliente finale documenti nella domanda di conciliazione la sospensione della fornitura per una fattura contestata tempestivamente con il reclamo all'operatore, l'incontro per lo svolgimento del tentativo di conciliazione è fissato nel termine di 15 giorni dalla domanda completa, anziché entro gli ordinari 30;
- il termine di conclusione della procedura è pari a 90 giorni decorrenti dalla presentazione della domanda completa, prorogabile di ulteriori 30, su istanza congiunta delle parti e da parte del Servizio conciliazione, anche su richiesta del conciliatore che ravvisi la complessità della controversia, previa informativa alle parti;
- l'accordo sottoscritto dalle parti e dal conciliatore ha valore di titolo esecutivo, ai sensi dell'art. 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95;
- i conciliatori, sia interni sia esterni al Servizio conciliazione, devono essere in possesso di specifici requisiti²⁸⁷ (formazione in materia di mediazione conseguita presso un organismo di cui all'art. 17 del decreto ministeriale 18 ottobre 2010, n. 180, onorabilità, comprensione generale del diritto e conoscenza specifica dei settori regolati dall'Autorità mediante la frequenza di corsi o seminari specialistici di durata non inferiore a quattordici ore e aggiornamenti almeno biennali non inferiori a dieci ore) e devono garantire la terzietà, anche mediante il rispetto di uno specifico codice deontologico.

Altri servizi di conciliazione

Il decreto legislativo n. 130/15, recependo la direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013, sulla risoluzione alternativa delle controversie dei consumatori (direttiva sull' *Alternative Dispute Resolution* (ADR) per i consumatori), fra le altre cose, ha designato l'Autorità, per i settori regolati, quale autorità competente per l'ADR dei consumatori. All'Autorità sono stati affidati numerosi compiti, fra i quali l'istituzione, la tenuta e la pubblicazione dell'elenco degli organismi ADR deputati a gestire le controversie nazionali e transfrontaliere, che rientrano nell'ambito di applicazione del predetto decreto e che rispettano i relativi requisiti.

Al 31 marzo 2017 risultano iscritti nell'elenco ADR dell'Autorità, oltre al Servizio conciliazione dell'Autorità, anche tre organismi di mediazione²⁸⁸ e cinque organismi di conciliazione paritetica, che hanno attestato, mediante domanda di iscrizione, l'adeguamento alle prescrizioni della Parte V, Titolo II-bis, del Codice del consumo e alla apposita disciplina adottata dall'Autorità a dicembre 2015²⁸⁹. Sulla base dell'attestazione della formazione specialistica delle persone fisiche incaricate dagli organismi della risoluzione delle controversie, tutti gli organismi ADR sono stati iscritti con riferimento ai settori dell'energia elettrica e del gas; quattro organismi (due di mediazione e due di conciliazione paritetica) sono stati iscritti anche con riferimento al settore dei servizi idrici.

L'Autorità continua a sostenere le conciliazioni paritetiche svolte dagli organismi iscritti nell'elenco ADR dell'Autorità anche mediante il riconoscimento di un contributo alle associazioni medesime in

²⁸⁷ Art. 5, comma 5.2, lettera c), del TICO.

²⁸⁸ Delibere 10 marzo 2016, 91/2016/E/com; 24 marzo 2016, 122/2016/E/com; 31 maggio 2016, 279/2016/E/com; 2 febbraio 2017, 39/2017/E/com.

²⁸⁹ Allegato A alla delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com.

caso di conclusione della procedura, con esito positivo, a valere sul Fondo derivante dalle sanzioni irrogate dalla medesima Autorità.

L'elenco e i relativi aggiornamenti 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. A tal fine, è richiesta a ciascun organismo l'adesione alla piattaforma *On Line Dispute Resolution (ODR)*, un sito web interattivo gestito dalla Commissione europea, ai sensi del regolamento (UE) 524/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013, sulla risoluzione delle controversie on line dei consumatori.

In un'ottica informativa, è stata creata una pagina web *ad hoc* nel sito internet dell'Autorità relativa all'ADR e all'ODR, dove è possibile visualizzare e scaricare l'elenco ADR dell'Autorità, nonché consultare specifiche FAQ relative all'iscrizione degli organismi nell'elenco ADR dell'Autorità.

In alternativa, il cliente finale può esperire il tentativo obbligatorio di conciliazione ai fini giudiziali utilizzando:

- le procedure di media conciliazione presso le Camere di commercio, così come previsto dall'art. 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95, previa stipula di un'apposita convenzione con Unioncamere. La convenzione, che è stata sottoscritta il 28 dicembre 2016 al fine di garantire uniformità di trattamento a livello nazionale, ha individuato, salvaguardando la specificità dei settori di competenza dell'Autorità, principi e metodologie applicabili a tali procedure. In particolare, la convenzione, fra le altre cose: garantisce un accesso poco oneroso alla procedura, esclude la possibilità per il mediatore di formalizzare proposte di accordo ai sensi del decreto legislativo 4 marzo 2010, n. 28, rende facoltativa l'assistenza di un legale durante la procedura, permette l'esecutività dell'accordo e stabilisce specifiche forme di monitoraggio;
- le procedure svolte da uno o più organismi di mediazione iscritti nel registro ministeriale di cui al decreto legislativo n. 28/10, con cui l'Autorità ritenga eventualmente opportuno sottoscrivere, in una seconda fase e in via residuale, appositi protocolli.

Con riferimento alle procedure alternative per l'esperimento del tentativo, restano ferme le relative regole normative e procedurali vigenti per tali procedure, ivi incluse quelle attinenti alla partecipazione della controparte e alla eventuale esecutività dell'accordo.

Con particolare riguardo alle Camere di commercio, Unioncamere ha comunicato l'adesione di una quarantina di Camere di commercio, che garantiscono una significativa copertura territoriale. Ai fini dell'operatività delle Camere aderenti, si è convenuto che i mediatori e il personale addetto delle Camere di commercio aderenti debbano essere preventivamente formati nei settori di competenza dell'Autorità e che tale formazione debba essere pari a 14 ore (con aggiornamenti biennali di 10 ore), anche mediante collegamento a distanza in *web-conference* e/o *e-learning*.

In forza dell'approvazione del progetto 2017-2019 per l'attuazione del TICO e del regolamento delle funzioni affidate dall'Autorità all'Acquirente Unico dal 1 gennaio 2017²⁹⁰, è stata prevista, nel

²⁹⁰ Allegato A alla delibera 383/2016/E/com.

corso del 2017, la progressiva operatività della nuova piattaforma Servizio conciliazione, per l'adeguamento al TICO, in un'ottica di ulteriore potenziamento del sistema informativo e di maggiore efficienza ed efficacia, anche alla luce dell'atteso incremento dei volumi in ingresso.

Con riguardo all'informazione nel sito internet dell'Autorità in merito alle procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie, la specifica pagina web è stata aggiornata a seguito dell'entrata in vigore del TICO. L'aggiornamento ha riguardato, fra l'altro, il tutorial e le FAQ, disponibili anche in lingua inglese. I dati sul Servizio conciliazione vengono aggiornati semestralmente. È inoltre presente un apposito *alert* sull'obbligatorietà del tentativo di conciliazione quale condizione di procedibilità dell'azione giudiziale per le controversie nei settori regolati dall'Autorità.

È stata inoltre creata una pagina web dedicata alle Camere di commercio aderenti alla convenzione sottoscritta dall'Autorità e Unioncamere e, per i clienti finali domestici, anche agli organismi ADR.

