

**PAS 21/11**

**SEGNALAZIONE  
DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS  
SULLO STATO DEI MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE E  
LE RELATIVE CRITICITÀ \***

**PROPOSTA  
AL PARLAMENTO E AL GOVERNO DI STRUMENTI IN VISTA DELLA DEFINIZIONE  
DELLA POLITICA ENERGETICA NAZIONALE \*\***

\* ai sensi dell'art. 3, comma 10 ter del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185 come convertito nella legge 28 gennaio 2009, n. 2

\*\* ai sensi del dell'articolo 2 comma 12 della legge 14 novembre 1995, n. 481

## INDICE

Sintesi dei contenuti .....	4
1. Il quadro dei mercati europei.....	9
1.1. Quadro generale.....	9
1.2. Mercato del gas naturale.....	9
1.3. Mercato dell'energia elettrica.....	10
2. Mercato all'ingrosso del gas naturale.....	11
2.1. Quadro generale.....	11
2.2. Operatore unico dei servizi di trasporto e bilanciamento .....	13
2.3. Accesso al sistema regolato per le nuove infrastrutture .....	15
2.4. Criteri di accesso allo stoccaggio di modulazione.....	15
2.5. Misure in materia di sicurezza di funzionamento del sistema del gas naturale .....	16
3. Mercato all'ingrosso dell'energia elettrica .....	17
3.1. Quadro generale.....	17
3.2. Riforma del mercato elettrico .....	19
3.3. Coordinamento fra il sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva (delibera ARG/elt 98/11) e procedure autorizzative alla costruzione di nuovi impianti .....	20
4. Mercati energetici al dettaglio .....	21
4.1. Quadro generale.....	21
4.2. Servizi di tutela - La tutela della continuità della fornitura.....	22
4.3. Servizi di tutela - La tutela di prezzo.....	23
4.4. L'interazione tra i diversi operatori nel mercato retail .....	25
4.5. La morosità.....	26
4.6. Compensazione della spesa per le utenze disagiate.....	28
4.7. Aggregazione tra imprese di distribuzione.....	28
4.8. Sviluppo dei nuovi misuratori gas .....	29
5. Lo sviluppo della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, l'integrazione nel mercato e la promozione dell'efficienza energetica.....	29
5.1. Quadro generale.....	29
5.2. Procedure autorizzative .....	29
5.3. Connessioni alla rete.....	30
5.4. Misura dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da FER .....	32
5.5. Strumenti di incentivazione oggi vigenti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili .....	33
5.6. Efficienza energetica e produzione di energia termica da fonti rinnovabili.....	35
5.7. Cogenerazione ad alto rendimento .....	36
5.8. L'azione del regolatore.....	40
6. Infrastrutture di rete e servizio di dispacciamento.....	40
6.1. Quadro generale.....	40
6.2. Il dispacciamento.....	41
6.3. Lo sviluppo delle infrastrutture di rete .....	47
6.4. Regimi di separazione .....	48
6.5. La Robin Hood Tax nella attività a rete .....	49
Appendice .....	50

## *Premessa*

La presente segnalazione è formulata ai sensi dell'articolo 3, comma 10 ter, del Decreto Legge 29 novembre 2008, n. 185, come convertito nella Legge 28 gennaio 2009 n. 2, dove è previsto che: *“A decorrere dall'anno 2009, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas invia al Ministro dello Sviluppo Economico, entro il 30 settembre di ogni anno, una segnalazione sul funzionamento dei mercati dell'energia, che è resa pubblica. La segnalazione può contenere, altresì, proposte finalizzate all'adozione di misure per migliorare l'organizzazione dei mercati, attraverso interventi sui meccanismi di formazione del prezzo, per promuovere la concorrenza e rimuovere eventuali anomalie del mercato. Il Ministro dello Sviluppo Economico, entro il mese di gennaio dell'anno successivo, può adottare uno o più decreti sulla base delle predette proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. A tale riguardo, potranno essere in particolare adottate misure con riferimento ai seguenti aspetti: a) promozione dell'integrazione dei mercati regionali europei dell'energia elettrica, anche attraverso l'implementazione di piattaforme comuni per la negoziazione dell'energia elettrica e l'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera con i Paesi limitrofi; b) sviluppo dei mercati a termine fisici e finanziari dell'energia con lo sviluppo di nuovi prodotti, anche di lungo termine, al fine di garantire un'ampia partecipazione degli operatori, un'adeguata liquidità e un corretto grado di integrazione con i mercati sottostanti.”*

Il presente documento reca anche una serie di proposte relative all'introduzione di strumenti volti al perseguimento degli obiettivi generali e specifici indicati nella politica energetica nazionale in corso di definizione da parte del Parlamento e del Governo.

Il primo capitolo contiene la sintesi dei principali contenuti del documento, al fine di facilitarne la lettura e la comprensione.

## Sintesi dei contenuti

Aprè il documento l'analisi dei mercati a livello europeo, al fine di inquadrare lo sviluppo del mercato energetico nazionale nel contesto delle dinamiche dei settori dell'energia elettrica e del gas nell'Unione Europea.

Segue l'analisi dei mercati all'ingrosso del gas naturale e dell'energia elettrica e del mercato al dettaglio. Il documento delinea poi la situazione relativa allo sviluppo della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili e dell'integrazione di quest'ultima nel mercato trattando, infine, gli aspetti relativi allo sviluppo delle infrastrutture anche sotto tale profilo. La struttura di ciascun capitolo, dopo un sintetico richiamo ai principali elementi di contesto dei mercati e delle infrastrutture, evidenzia i principali elementi di criticità accanto ad una serie di proposte di strumenti per superare le medesime criticità, fornendo utili spunti al decisore della politica energetica nazionale per perseguire gli obiettivi posti dalla medesima.

A livello europeo l'avvio operativo dell'agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dei mercati energetici (ACER) costituisce uno sviluppo rilevante per **l'integrazione dei mercati europei**, con la definizione delle linee guida per la predisposizione dei codici di rete europei, che costituiranno il riferimento regolatorio per la costruzione del mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale.

I meccanismi per l'allocazione della capacità di trasporto e la gestione delle congestioni per il gas naturale e l'energia elettrica e le regole per la connessione degli impianti di produzione sono stati oggetto dei primi lavori dell'ACER.

Con riferimento in particolare ai meccanismi di assegnazione della capacità di trasmissione transfrontaliera per il settore elettrico si raccomanda l'attribuzione all'Autorità del compito di approvare le regole tecniche per lo svolgimento delle aste con procedure concordate con gli altri regolatori coinvolti, anche al fine di garantire il miglior coordinamento in sede europea.

Con riferimento al **mercato all'ingrosso del gas** particolare rilievo in termini di impatto positivo sulla concorrenzialità riveste il nuovo regime di bilanciamento del gas naturale, basato su criteri di merito economico, che diventerà operativo a partire dal prossimo 1 dicembre.

Il permanere di differenziali apprezzabili tra i prezzi spot del mercato italiano e quelli dei principali *hub* europei indica, tuttavia, la necessità di ulteriori miglioramenti, sia sotto il profilo dello sviluppo delle infrastrutture - che consenta, tra l'altro, di affrontare con un adeguato margine di sicurezza il periodo di maggiori consumi anche nel caso di perdurante mancanza di una fonte di importazione - sia sotto il profilo della gestione della capacità di trasporto disponibile tra i diversi *hub* europei.

In questo quadro l'istituzione, con le modalità individuate nel documento, di un solo operatore a livello nazionale che agisca come interfaccia unica e indipendente per l'accesso e l'erogazione del servizio di trasporto e bilanciamento del gas e del relativo servizio di misura permetterebbe di superare le inefficienze e di ridurre gli oneri amministrativi legati all'attuale presenza di più operatori.

Per le nuove infrastrutture di adduzione del gas emerge, inoltre, la necessità di valutare un loro inserimento nell'ambito del sistema di garanzie proprie del sistema regolato a tariffa considerando, dal punto di vista del sistema, i relativi benefici e i potenziali costi

e individuando i criteri e le condizioni in base ai quali le nuove infrastrutture (ed in particolare gli stoccaggi e gli impianti di rigassificazione) abbiano titolo a beneficiare delle garanzie di copertura dei ricavi propri del regime tariffario.

Ulteriori elementi che potrebbero contribuire sensibilmente all'incremento del livello di concorrenzialità nel mercato sono l'evoluzione dell'allocazione della capacità di stoccaggio, con l'adozione di meccanismi di mercato, in coerenza con quanto previsto dal Regolamento (CE) n. 715/2009, e il superamento delle attuali modalità di gestione delle situazioni di criticità del sistema gas, basate essenzialmente su misure di carattere amministrativo eccezionali quali la massimizzazione dell'utilizzo delle capacità di trasporto in importazione, con il ricorso, in coerenza con il Regolamento (CE) n. 994/2010, il più possibile a sistemi di mercato.

Il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica mostra tuttora un grado di concentrazione dell'offerta più elevato di quello associato ad un ideale equilibrio concorrenziale, sebbene in misura inferiore rispetto al mercato del gas naturale ed esclusivamente con riferimento a specifiche zone del sistema elettrico nazionale (SE). A tal proposito è necessario considerare che in diversi ambiti geografici l'insufficiente capacità di trasmissione non consente agli investimenti effettuati in nuova capacità di generazione di dispiegare pienamente i propri effetti pro-concorrenziali.

La situazione del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica nelle isole maggiori continua a richiedere un attento monitoraggio ed è comunque verosimile che permangano criticità sullo stato della concorrenza nel mercato dei servizi di dispacciamento. Sotto tale profilo l'individuazione e la regolazione degli impianti essenziali alla sicurezza del sistema ed un attento monitoraggio del mercato da parte dell'Autorità sono strumenti essenziali per prevenire o identificare situazioni di esercizio del potere di mercato unilaterale o collettivo da parte dei produttori.

Al riguardo si raccomanda cautela nell'introduzione di modifiche strutturali al modello del mercato all'ingrosso del giorno prima, quale quella derivante dalla possibile introduzione del meccanismo di formazione dei prezzi *pay-as-bid*, per le ricadute in termini di efficienza e livello di concorrenzialità. Ciò è anche suggerito dall'esigenza di compatibilità con i mercati europei.

Le tempistiche e il coordinamento delle procedure autorizzative per la realizzazione di impianti di produzione e infrastrutture di rete, che rivestono, come vedremo, un ruolo fondamentale per l'ordinato sviluppo della fonti rinnovabili, giocano un ruolo rilevante anche in relazione allo sviluppo e al buon funzionamento del mercato della capacità produttiva; ciò richiede procedure autorizzative con tempi certi, al fine di consentire la partecipazione al mercato anche della capacità produttiva di impianti di nuova realizzazione, elemento fondamentale di garanzia della concorrenzialità.

L'esigenza di garantire opportune forme di tutela nei confronti dei clienti finali, a seguito della completa liberalizzazione del mercato al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale, la regolazione puntuale dell'accesso ai servizi di rete e dei flussi informativi tra i diversi operatori, a supporto della concorrenzialità tra gli operatori, ed un attento monitoraggio dell'evoluzione del mercato sono le principali attività su cui l'Autorità ha concentrato la propria attenzione in questi anni. Il buon grado di apertura nel mercato della vendita al dettaglio, allineato a quelli dei mercati europei più sviluppati, è mostrato anche dai dati relativi alle percentuali dei clienti serviti nel mercato libero.

L'identificazione di un soggetto in grado di garantire la continuità della fornitura a ciascun cliente che si trovi senza fornitore rappresenta un elemento rilevante, sia a tutela diretta del consumatore, sia per il contenimento dei rischi dell'attività dei venditori nel mercato libero, in tutti i casi in cui non possa essere interrotta la fornitura a seguito di inadempimento contrattuale (cd. clienti non disalimentabili). Il documento contiene alcune proposte per affrontare in modo organico tale criticità, anche con riferimento ai clienti connessi alla rete di trasporto, e segnala l'esigenza di alcune precisazioni normative finalizzate a garantire la corretta identificazione dei clienti finali aventi diritto ai servizi di tutela del gas naturale.

L'evoluzione del mercato all'ingrosso del gas naturale e il sopracitato avvio del mercato del bilanciamento potranno consentire già dal prossimo anno termico una revisione delle condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale, individuando modalità di determinazione della componente approvvigionamento il più possibile in grado di replicare le dinamiche del mercato.

In relazione al necessario miglioramento dei flussi informativi tra gli operatori decisiva risulterà l'implementazione del sistema informativo integrato (SII), la cui attività è prevista già a partire dal prossimo anno. Decisivo sarà anche il contributo del SII in relazione al contrasto della morosità dei clienti finali, fenomeno in crescita e che costituisce una delle principali problematiche per lo sviluppo del mercato della vendita al dettaglio, in relazione al quale è prevista l'istituzione di una banca dati degli inadempimenti contrattuali dei clienti così come previsto dalla legge n. 129/10 e diverse azioni da parte dell'Autorità volte a garantire l'efficacia delle procedure di disalimentazione dei clienti finali inadempienti.

Particolare rilievo riveste la gestione dei clienti non disalimentabili, in relazione ai quali sarebbe opportuno un intervento normativo che specifichi nel dettaglio i criteri di identificazione delle utenze comprese in tale fattispecie, al fine di minimizzare la discrezionalità degli operatori coinvolti nell'identificazione medesima.

L'Autorità intende, inoltre, promuovere, per quanto possibile e compatibilmente con la normativa primaria, processi di integrazione tra imprese di dimensioni ridotte al fine di garantire il conseguimento di economie di scala e l'armonizzazione e la semplificazione nella gestione delle reti. Il piano per la sostituzione dei gruppi di misura del gas naturale in corso di ridefinizione da parte dell'Autorità, che prevede la messa in servizio di gruppi di misura elettronici predisposti per la telelettura e la telegestione, è finalizzato a garantire la tempestività, la trasparenza e la certezza dei dati di misura e costituisce un ulteriore contributo allo sviluppo competitivo del mercato al dettaglio.

Per quanto riguarda lo sviluppo delle fonti rinnovabili, rivestono fondamentale importanza, insieme agli strumenti incentivanti, le procedure autorizzative, la regolazione dell'accesso ai servizi di sistema (intesi come connessione alle reti elettriche, trasporto, dispacciamento e misura dell'energia elettrica) e la definizione delle modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta.

In relazione alle procedure autorizzative, occorre prevedere strumenti, di carattere normativo e regolatorio, finalizzati a garantire maggiore certezza (in termini di tempistiche) e omogeneità. Positive sotto questo profilo sono la recente approvazione delle linee guida per la semplificazione delle autorizzazioni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e le novità introdotte dal decreto legislativo n. 28/11. Peraltro tali interventi in ambito autorizzativo consentirebbero di risolvere nel modo efficace i problemi di "prenotazione" della capacità delle reti, che attualmente risulta essere

notevole e non commisurata alla potenziale realizzazione degli impianti. Tale fenomeno costituisce una barriera all'ingresso di nuovi operatori che, in alcuni casi, realizzano gli impianti di produzione ma non riescono ad ottenere la connessione in tempi rapidi anche se la rete è satura solo "sulla carta". Tale casistica è cresciuta esponenzialmente e ha raggiunto dimensioni preoccupanti.

Vista l'urgenza e tenuto conto del fatto che gran parte del fenomeno della  saturazione virtuale delle reti è dovuto a richieste di connessione inoltrate prima del 2011, affinché le proposte elaborate dall'Autorità siano efficaci, è necessario che gli interventi producano effetti anche per le richieste di connessione in corso e relative ad impianti di produzione non ancora autorizzati.

In relazione alla definizione degli  strumenti incentivanti , l'Autorità ha già segnalato l'opportunità di conservare in capo a Governo e Parlamento la fissazione, nell'ambito delle politiche energetiche, ambientali e industriali, di obiettivi quantitativi e temporali, distinti per ciascuna fonte, demandando all'Autorità stessa la responsabilità di definire gli strumenti per il raggiungimento, al minimo costo, dei suddetti obiettivi.

In Italia sono già stati adottati strumenti incentivanti finalizzati a promuovere l' efficienza energetica e la produzione di energia termica da fonti rinnovabili. In particolare il meccanismo dei certificati bianchi (o titoli di efficienza energetica - TEE)<sup>1</sup> ha sino ad oggi consentito di superare gli obiettivi inizialmente fissati dal Governo in materia di efficienza energetica (decreti ministeriali 20 luglio 2004) a costi molto contenuti, ben inferiori a quelli sostenuti per la promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

In considerazione dei risultati finora conseguiti si ritiene opportuno che l'Autorità continui a contribuire alla regolazione economica, alla regolazione tecnica generale (le cosiddette Linee guida) e alla funzione di verifica di coerenza.

Nell'ambito dell'efficienza energetica, assume un ruolo rilevante la  cogenerazione ad alto rendimento per la quale sono stati recentemente approvati due decreti ministeriali; al riguardo si evidenzia una rilevante complessità gestionale poiché per i medesimi impianti ci si trova a dover applicare diverse definizioni di cogenerazione.

Inoltre, mentre l'obiettivo della direttiva europea è quello di promuovere il massimo recupero di calore utile perché è in tale modalità di funzionamento che l'unità cogenerativa consente di massimizzare il risparmio di energia primaria, nel decreto ministeriale 4 agosto 2011 viene meno il concetto di "pieno regime di cogenerazione". Pertanto potrebbero essere ammesse ai benefici previsti per la cogenerazione ad alto rendimento alcune unità ben lontane dal massimo recupero di calore, in contrasto con quanto previsto dalla normativa europea. Si ravvisa inoltre la necessità di allineare con la normativa europea i decreti ministeriali su alcuni profili, poiché manca una regolazione puntuale finalizzata a individuare in modo univoco e facilmente verificabile le grandezze necessarie per il calcolo degli indici da cui deriva la definizione stessa di cogenerazione ad alto rendimento. Tale ruolo potrebbe, peraltro, essere svolto

---

<sup>1</sup> Attualmente, tale strumento viene anche utilizzato per incentivare la produzione di calore da fonti rinnovabili. Tale produzione comporta infatti un risparmio nell'utilizzo di combustibili fossili a cui viene associato un equivalente numero di titoli di efficienza energetica. Si evidenzia che, ad oggi, la parte di titoli di efficienza energetica associata alla produzione di calore da fonti rinnovabili è trascurabile sul totale.

dall’Autorità coerentemente con quanto è sinora stato fatto tramite la deliberazione n. 42/02.

Infine, in relazione alle verifiche e ai controlli, si evidenzia la necessità di garantire la terzietà, prevedendo cioè che le verifiche ispettive sugli impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o cogenerativi ad alto rendimento che percepiscono gli incentivi non siano effettuati dal medesimo soggetto che rilascia le qualifiche o gestisce le convenzioni di cessione incentivate ma da un soggetto terzo.

A tal proposito l’Autorità ritiene comunque necessario assicurare adeguate forme di autonomia nell’esercizio delle attività di controllo rispetto alle altre attività statutarie del Gse.

Il ritmo di crescita degli impianti da fonte rinnovabile intermittente installati nel SE sta determinando una situazione di elevata criticità per le **infrastrutture di rete e il servizio di dispacciamento**.

Gli attuali circa 5.000 MW di impianti eolici e ca 11.000 MW di impianti fotovoltaici installati (che si stimano crescere a oltre 12.000 MW a fine anno), concentrati in alcune aree del paese (Centro-Sud e Isole) e destinati a crescere sensibilmente nei prossimi anni, comportano una radicale modificazione dei paradigmi di gestione della rete che nel passato sono stati seguiti; è necessario che le reti di distribuzione si trasformino in “reti attive” e che anche gli impianti di generazione diffusa, data la rilevanza complessiva in termini di capacità installata ed il conseguente impatto sul sistema, siano dotati di strumenti che ne consentano la controllabilità, almeno in situazioni straordinarie di criticità del sistema.

Lo sviluppo delle infrastrutture di rete, piuttosto urgente in alcune aree del Paese caratterizzate da elevati potenziali energetici e da scarso carico elettrico locale, e l’evoluzione del dispacciamento sono elementi imprescindibili per garantire la sostenibilità dal punto di vista del SE dello sviluppo delle fonti rinnovabili.

Per quanto riguarda il piano di difesa del SE, in caso di grave incidente di rete con variazione di frequenza significativa, con l’attuale taratura delle protezioni degli impianti di generazione distribuita, potrebbe verificarsi una perdita di generazione pari all’intera generazione distribuita (tra cui, come detto, i soli impianti fotovoltaici presentano una potenza installata di circa 11.000 MW), rendendo di fatto necessaria l’attivazione del piano di difesa del SE e, in particolare, del piano di alleggerimento del carico, come successo recentemente nel sistema elettrico siciliano. Ciò rende necessario estendere l’obbligo di modificare le tarature dei sistemi di protezione in modo da prevederne la disconnessione solo quando la frequenza fuoriesca dall’intervallo 47,5 – 51,5 Hz, già prevista per gli impianti rilevanti (di potenza superiore a 10 MVA), ivi inclusi gli impianti eolici, a tutti gli impianti di generazione distribuita.

Sotto il profilo dell’approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, l’elevata penetrazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili comporta la riduzione dei carichi residui, con il conseguente incremento delle difficoltà di approvvigionamento dei margini di riserva necessari e potrebbe rendere necessaria l’introduzione degli obblighi di fornire servizi di rete, oggi previsti solo per gli impianti eolici rilevanti, anche per gli impianti di taglia più piccola ovvero azioni da parte di Terna di riduzione selettiva della generazione distribuita, a iniziare da quella connessa in MT. Per gli stessi motivi si ritiene necessario anticipare agli impianti che entrano in esercizio nel corso del 2012 le prescrizioni già previste dal 2013 dal decreto interministeriale 5 maggio 2011 in materia di *inverter* per gli impianti fotovoltaici.

Al fine di incentivare la migliore programmazione da parte degli impianti, si ritiene inoltre opportuna l'applicazione di una disciplina che trasferisca i costi degli sbilanciamenti sui soggetti titolari degli impianti responsabili degli sbilanciamenti stessi anche per gli impianti da fonte rinnovabile; in assenza di una tale previsione, infatti, da un lato, i prezzi nel mercato dell'energia potrebbero rimanere più alti, non scontando la produzione da fonti rinnovabili non oggetto di programmazione, e, dall'altro, aumenterebbe inevitabilmente la domanda di capacità di modulazione legata all'incertezza sulla medesima produzione.

Si ritiene poi opportuno che Terna, con cadenza periodica, quantifichi la massima penetrazione della generazione da fonte rinnovabile non programmabile (con particolare riferimento agli impianti eolici e fotovoltaici) in relazione all'attuale assetto di sistema; e che Terna valuti gli interventi necessari al fine di garantire, in condizioni di sicurezza per il sistema elettrico nazionale, lo sviluppo delle fonti rinnovabili tenendo conto degli obiettivi al 2020. In altri termini Terna deve valutare i margini di compatibilità della generazione distribuita con il SE ed i mezzi necessari per l'incremento di tali margini a ragione dell'aumento delle richieste di connessione di tale generazione.

Anche la diffusione delle *smart grid* contribuirà sia ad un più efficace sfruttamento delle fonti rinnovabili diffuse, sia allo sviluppo di un sistema innovativo di dispacciamento su reti di distribuzione, in grado di garantire all'interfaccia con la rete di trasmissione nazionale profili di carico programmabili e tali da ridurre la necessità di impianti di produzione di riserva, per lo più alimentati da combustibili fossili.

Nel quadro sopra riportato, l'indipendenza degli operatori che gestiscono le reti dagli interessi del mercato è indispensabile per favorire lo sviluppo concorrenziale, in particolare attraverso lo sviluppo adeguato delle infrastrutture strategiche a valenza nazionale. Interventi quale quello della maggiorazione IRES (+10,5%), hanno impatto negativo sugli investimenti e, in tutti i casi in cui i costi degli investimenti sono inferiori ai benefici che gli stessi determinano per i consumatori, la riduzione degli investimenti comporta di fatto una riduzione di valore per i consumatori – che può essere vista come una traslazione degli effetti dell'implicita imposta sui consumatori stessi - potenzialmente molto aggravata rispetto al gettito dell'imposizione stessa. Per gli stessi motivi tali interventi riducono la redditività delle imprese e ne determinano un deprezzamento, rendendo meno vantaggiosa la loro cessione da parte degli attuali proprietari.

## **1. Il quadro dei mercati europei**

### *1.1. Quadro generale*

Il 3 marzo 2011 è divenuta pienamente operativa ACER - l'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dei mercati energetici - istituita dal Regolamento CE n. 713/2009 che, anche grazie al lavoro preparatorio svolto dai regolatori europei a partire dallo scorso anno, ha dato avvio al processo di produzione dei futuri codici di rete europei attraverso l'emanazione delle prime "linee guida" previste dal terzo pacchetto energia.

Come noto, i codici di rete europei costituiranno, una volta adottati dagli Stati membri attraverso la procedura di comitologia, l'ossatura di un nuovo assetto regolatorio che governerà gli scambi transfrontalieri per la creazione del mercato interno di energia elettrica e gas naturale.

### *1.2. Mercato del gas naturale*

Con riferimento al gas naturale le linee guida adottate da ACER riguardano le modalità di allocazione della capacità nei sistemi di trasporto internazionali. È attesa per la prima metà del 2012 la pubblicazione del relativo codice di rete, sviluppato da ENTSO-G, l'associazione europea dei gestori dei sistemi di trasporto.

Nel corso del 2011 il Ministero sarà presumibilmente chiamato a partecipare alla procedura di comitologia relativa a tale codice di rete, al fine di renderne legalmente vincolanti le disposizioni per tutti i mercati dell'Unione.

Sempre per il mercato del gas naturale nel 2012 dovrebbe essere avviata la procedura di comitologia per le linee guida sulla gestione delle congestioni sui gasdotti internazionali, tali linee guida sono direttamente proposte dalla Commissione Europea e non necessitano pertanto della traduzione in codice di rete.

L'Autorità, in ragione della estrema rilevanza di tali documenti, che impatteranno fortemente sull'assetto attuale dei mercati europei, ritiene possa essere utile instaurare un efficace scambio informativo con il Ministero per poter illustrare il processo che ha condotto alla definizione delle norme contenute nei due dispositivi, e contribuire all'analisi dei potenziali effetti sul sistema nazionale.

### 1.3. Mercato dell'energia elettrica

Con riferimento al mercato dell'energia elettrica ACER ha adottato due linee guida: la prima contenente norme per la connessione alla rete degli impianti e la seconda relativa ad allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera e gestione delle congestioni. Mentre per la prima si prevede l'emanazione del codice di rete nella prima metà del 2012 con possibile avvio della procedura di comitologia, per la seconda invece si prevede una tempistica più lunga.

La seconda linea guida sopra descritta è di importanza fondamentale perché disegna il cosiddetto target model ovvero il modello di riferimento per l'allocazione della capacità di trasporto transfrontaliera che ogni Stato membro è chiamato ad implementare per permettere il raggiungimento del mercato unico dell'energia elettrica entro il 2014, obiettivo estremamente ambizioso condiviso a livello comunitario e che imporrà notevoli sforzi di armonizzazione nei prossimi anni. In particolare per le allocazioni di medio e lungo termine si prevede l'allocazione di diritti fisici o finanziari attraverso procedure congiunte e regole condivise da parte di tutti gli Stati membri; per l'allocazione su base giornaliera si prevede l'allocazione implicita della capacità attraverso l'accoppiamento dei mercati del giorno prima (cd. *market coupling*) mentre per l'allocazione della capacità durante il giorno stesso di consegna si prevedono modelli di *continuous trading*, che possono essere accoppiati a meccanismi d'asta.

Con riferimento all'allocazione di medio e lungo termine l'Italia ha già raggiunto risultati considerevoli già a partire dal 2011 le aste per le allocazioni vengono svolte da un'unica società (società CASC, con sede in Lussemburgo e partecipata da tutti i gestori di rete dei Paesi partecipanti all'iniziativa) per tutte le frontiere attraverso regole armonizzate; dal 2012 le regole saranno ulteriormente armonizzate con quelle di Francia, Belgio, Olanda e Germania per creare una macro regione governata da regole condivise e un unico gestore delle aste per semplificare gli scambi transfrontalieri per gli operatori che partecipano a più mercati.

Le regole tecniche per le procedure d'asta e l'utilizzo dei diritti così acquisiti sono tradizionalmente approvate dall'Autorità a seguito di uno specifico decreto del Ministro dello Sviluppo Economico.

L'Autorità auspica che a partire dalle regole vavevoli per il 2012 sia possibile introdurre

una modifica alla procedura di approvazione: l'estensione della validità delle regole d'asta anche a sistemi elettrici non direttamente interconnessi con il nostro Paese rende infatti necessario adottare delle regole d'asta senza una durata prefissata e con tempi di approvazione più ristretti rispetto al passato. Si propone pertanto che venga attribuito all'Autorità il compito di approvare le regole tecniche per lo svolgimento delle aste con procedure concordate con gli altri regolatori coinvolti, riservando al decreto del Ministro le disposizioni relative alle norme più generali (anche per queste potrebbe non essere necessario prevedere una durata solo annuale), i regimi speciali (relazioni con San Marino e Vaticano, ad esempio) e l'approvazione dell'ammontare complessivo della capacità messa a disposizione del mercato.

L'allocazione della capacità su base giornaliera attraverso l'accoppiamento delle borse elettriche nazionali comporta invece ancora un notevole sforzo di armonizzazione per poter consentire un'estensione a tutte le frontiere del Paese del meccanismo già attivo per l'interconnessione con la Slovenia.

L'Autorità è fortemente impegnata in ambito internazionale per la definizione delle regole del futuro *market coupling* europeo, si ritiene quanto mai necessario il proseguimento di un tavolo tecnico che veda coinvolti Gestore del mercato elettrico, Terna, Ministero ed Autorità per individuare eventuali modifiche necessarie all'attuale disciplina del mercato nazionale al fine di rendere possibile la partecipazione al progetto europeo, così come l'individuazione delle caratteristiche del nostro mercato che è necessario vengano preservate e debitamente considerate dal nuovo algoritmo condiviso per la risoluzione del mercato unico.

Grazie anche alla collaborazione con il Gestore del mercato, che partecipa attivamente alla creazione dell'algoritmo comune del futuro *coupling* continentale, è stato possibile individuare alcune specificità del nostro mercato che, con minime modifiche tecniche di modesto impatto, sarà necessario emendare in futuro (tra questi le modalità di calcolo del prezzo unico nazionale PUN); altre eventuali modifiche – si citano a titolo di esempio le tempistiche di chiusura della borsa, i prezzi massimi e minimi delle offerte, il formato delle stesse offerte - andranno invece valutate con attenzione, attraverso opportune analisi di impatto per cui l'Autorità è senz'altro disponibile a collaborare con il Ministero.

Analoghe considerazioni possono svolgersi anche per l'allocazione della capacità su base infragiornaliera, oggi non ancora implementata sulle nostre frontiere elettriche. A partire dal 2012 potrebbe essere avviata una prima sperimentazione con un meccanismo temporaneo basato su aste esplicite da svolgersi immediatamente prima di altrettante sessioni del mercato infragiornaliero MI. Proprio a tal fine potrebbe essere utile una rivalutazione delle attuali sessioni di mercato e in particolare si potrebbe considerare l'opportunità di unificare le prime due sessioni MI1 e MI2 che si svolgono nel giorno precedente a quello di consegna dell'energia.

## **2. Mercato all'ingrosso del gas naturale**

### *2.1. Quadro generale*

Il prossimo 1 dicembre dell'anno in corso diventerà operativo il nuovo regime di bilanciamento del gas naturale voluto dall'Autorità e basato su criteri di merito economico. Ciò costituisce un passaggio cruciale per lo sviluppo del mercato.

Il superamento dell'attuale sistema di bilanciamento basato su penali amministrative e l'incremento di liquidità conseguente alla formazione di un prezzo trasparente

giornaliero del gas favoriranno l'ingresso di nuovi operatori e la concorrenzialità nel mercato del gas naturale. A ciò contribuisce in maniera significativa anche l'incremento di capacità di stoccaggio conseguente agli impegni di cui al decreto legislativo 130/10, che riguardano una capacità di stoccaggio, non soggetta ai vincoli di utilizzo che ancora incidono sulla capacità di stoccaggio esistente, per complessivi 4 miliardi di metri cubi. Di questi una quota pari a circa 1,7 Miliardi è già stata resa disponibile per l'anno in corso (contribuendo per circa 800 Milioni di smc alla capacità disponibile).

Il permanere di differenziali apprezzabili tra i prezzi spot del mercato italiano e quelli dei principali *hub* europei indica che i recenti incrementi, sia di capacità di trasporto sui gasdotti transfrontalieri, sia di capacità di rigassificazione, ancora non hanno dispiegato un effetto proconcorrenziale significativo; tale situazione è legata sia alle interruzioni sui gasdotti transfrontalieri che hanno ridotto la capacità di importazione, prima del gasdotto Transigas che collega il sistema italiano con l'Europa del nord, e più recentemente del gasdotto che collega il sistema italiano con la Libia, sia dall'utilizzo parziale delle capacità di trasporto di alcuni gasdotti internazionali, pur in presenza di differenziali di prezzo che ne giustificherebbero un maggior sfruttamento.

Con riferimento alla capacità di importazione, infatti, proprio il verificarsi di situazioni analoghe a quelle ricordate, come anche l'indisponibilità parziale delle importazioni dalla Russia verificatesi nel gennaio 2008, evidenziano le necessità di uno sviluppo infrastrutturale del sistema del gas che consenta di affrontare con un adeguato margine di sicurezza il periodo di maggiori consumi anche nel caso di mancanza durevole di una fonte di importazione.

Infatti, in caso di indisponibilità della maggiore infrastruttura (TAG con capacità di ca 120 MSmc/g), il sistema disporrebbe di capacità di immissione in rete di circa 270 MSmc (di cui 212 MSmc/g dagli altri gasdotti di importazione, 20 MSmc/g dalla produzione nazionale e 38 MSmc/g dagli impianti di Gnl). Tale disponibilità potrebbe essere quindi inadeguata alla copertura del picco eccezionale dei consumi che si verificasse in condizioni di svasso avanzato degli stoccaggi, quando il loro contributo può essere valutato nell'ordine dei 150 MSmc/g. Infatti in tali condizioni la domanda giornaliera totale potrebbe raggiungere punte (in passato anche superiori a 450 MSmc/g) superiori alla disponibilità complessiva del sistema comprensiva del contributo degli stoccaggi (420 MSmc/g) e potrebbero rendersi necessarie misure eccezionali quali il distacco di utenze industriali.

Per quanto riguarda l'efficienza nell'utilizzo delle infrastrutture di importazione, assumono rilevanza le iniziative in corso a livello europeo con la definizione dei codici di rete per l'allocazione della capacità e delle norme in materia di risoluzione delle congestioni presso i punti di interconnessione transfrontaliere. Infatti la gestione coordinata fra imprese di trasporto interconnesse delle procedure di accesso alla capacità in tali punti anche per brevi periodi (*day-ahead* o *infraday*) potrà consentire di ridurre le barriere che ancora incidono sui differenziali di prezzo in Italia rispetto agli *hub* limitrofi.

Si tratta di un'evoluzione i cui impatti non si limitano ad una gestione più flessibile ed efficiente della capacità disponibile e alla convergenza dei prezzi, ma coinvolgono anche l'assetto definito nei contratti di importazione di lungo periodo, sia nei termini del confronto dei prezzi spot così formati, che in termini di controllo delle capacità di trasporto associate a tali contratti, potendo incidere sulla sostenibilità dei contratti stessi. Nel contesto sopra tracciato, si ritiene opportuno segnalare alcuni strumenti che potrebbero ulteriormente migliorare la regolazione a supporto dello sviluppo del

mercato del gas naturale. Si tratta di misure che risultano idonee a: (a) ridurre le barriere di accesso al mercato attraverso una gestione più efficiente dell'accesso (operatore unico dei servizi di trasporto e bilanciamento e criteri di accesso allo stoccaggio), (b) chiarire il contesto regolatorio degli investimenti a vantaggio dello sviluppo infrastrutturale (accesso al sistema regolato per le nuove infrastrutture), nonché possibili misure volte ad adeguare gli strumenti di gestione della sicurezza del sistema al contesto modificato dallo sviluppo del mercato, ed in particolare dall'introduzione del mercato di bilanciamento, e dal procedere dell'integrazione del mercato a livello europeo.

## 2.2. *Operatore unico dei servizi di trasporto e bilanciamento*

Il sistema nazionale di trasporto è suddiviso nella rete nazionale di gasdotti e in reti regionali di trasporto.

La rete nazionale di gasdotti è individuata sulla base delle disposizioni dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 164/00 e comprende i gasdotti funzionali al sistema nazionale del gas, quali i gasdotti di importazione ed esportazione e i gasdotti collegati agli stoccaggi.

Le reti di trasporto regionale sono costituite dai gasdotti non compresi nella rete di trasporto né nelle reti di distribuzione, che rispettano i criteri definiti dal decreto del Ministro delle attività produttive 29 settembre 2005.

Nel sistema nazionale del gas sono attualmente attive dieci imprese di trasporto; sette operano esclusivamente su reti di trasporto regionale (Consorzio della Media Valtellina per il Trasporto del Gas, Gas Plus Trasporto S.r.l., Italcogim Trasporto S.r.l., Metan Alpi Energia S.r.l., Metanodotto Alpino S.r.l., Netenergy Service S.r.l., Retragas S.r.l.), le rimanenti tre (Snam Rete Gas S.p.A., Edison Stoccaggio S.p.A. e SGI S.p.A) anche su tratti di rete nazionale.

In considerazione dell'esigenza di coordinamento nella gestione del sistema nazionale di trasporto la normativa ha elaborato il concetto di impresa maggiore di trasporto<sup>2</sup> (attualmente la società Snam Rete Gas S.p.A.) cui vengono attribuiti compiti funzionali alla gestione integrata del sistema ed in particolare la gestione commerciale dell'accesso al servizio di trasporto sulla rete nazionale di gasdotti, l'erogazione del servizio di bilanciamento, la gestione delle procedure di emergenza del sistema del gas, nonché il riconoscimento alle altre imprese di trasporto delle quote di ricavo di competenza da essa riscosse dagli utenti.

L'assetto sopra descritto non comprende le procedure di accesso alle reti regionali di trasporto e la relativa erogazione del servizio che vengono quindi gestite dalle imprese di trasporto che ne hanno la disponibilità. Quindi per rifornire clienti allacciati a reti regionali gestite da imprese di trasporto diverse dalla maggiore l'utente dovrà interfacciarsi per gli adempimenti e le procedure necessarie sia con l'impresa maggiore di trasporto che con l'impresa che gestisce i tratti di rete regionale, con il conseguente appesantimento degli oneri amministrativi e gestionali. Peraltro le inefficienze dell'assetto sopra delineato non sono compensate dai benefici del confronto concorrenziale, nemmeno indiretto, tra imprese di trasporto posto che ciascuna impresa si trova in situazione di monopolio naturale sulla rispettiva porzione di rete.

L'istituzione di un operatore unico a livello nazionale che agisca come interfaccia unica

---

<sup>2</sup> Da ultimo l'articolo 6, comma 2, del decreto legislativo n. 93/11 ha definito l'impresa di trasporto come impresa che avendo la disponibilità della rete nazionale di gasdotti svolge l'attività di trasporto sulla maggior parte della medesima.

per l'accesso e l'erogazione del servizio di trasporto permetterebbe di superare le inefficienze sopra rappresentate.

Giova anche osservare che la necessità di incrementare, in questo contesto, l'efficienza della gestione del sistema di trasporto è stata riconosciuta dalla normativa nazionale nell'ambito della definizione dei criteri di recepimento della direttiva 2009/73/CE, ed in particolare all'articolo 17, comma 4, lettera r), della legge n. 96/10 che prevede la definizione di un'unica controparte a livello nazionale ai fini dell'accesso al servizio di trasporto e di bilanciamento. Sul punto però il decreto legislativo n. 93/11, nel recepire la citata Direttiva, è intervenuto con norme che pur prevedendo la possibilità della predetta controparte unica non ne assicurano l'individuazione. Ci si riferisce in particolare alla disciplina del gestore di sistema indipendente quale soggetto che, in possesso di precisi requisiti, possa essere designato da un'impresa di trasporto per la gestione della propria rete e cui sono attribuite funzioni più ampie di quelle previste per la controparte unica (ad esempio in materia di decisione sugli investimenti).

Infatti la possibilità di designare un gestore di sistema indipendente costituisce per le imprese diverse dalla maggiore solo una possibile alternativa agli altri assetti definiti dalla direttiva 2009/73/CE (gestore di trasporto indipendente o separazione proprietaria). Inoltre le imprese minori di trasporto proprietarie di tratti di rete regionale possono non applicare le predette disposizioni (articolo 10, comma 4).

Va inoltre considerato che la predetta disciplina riconosce un ruolo particolare all'impresa maggiore di trasporto in quanto ove essa sia designata da un'altra impresa di trasporto come gestore di sistema indipendente, essa è tenuta a svolgere tale funzione secondo condizioni stabilite dall'Autorità.

Alla luce delle precedenti considerazioni, la prospettata individuazione della controparte unica a livello nazionale ai fini dell'accesso al servizio di trasporto e di bilanciamento si ritiene possa avvenire ad integrazione delle norme in materia di separazione dei gestori dei sistemi di trasporto prevedendo che, ove l'impresa non si avvalga della facoltà di designare l'impresa maggiore di trasporto come gestore di sistema indipendente, sia comunque tenuta ad affidare alla medesima impresa maggiore di trasporto almeno la gestione commerciale delle attività funzionali all'accesso e all'erogazione del servizio di trasporto e di bilanciamento sulla propria rete.

Strettamente connesso è anche il tema del responsabile unico del servizio di misura al perimetro della rete di trasporto. Al fine di risolvere le anomalie che si sono verificate negli scorsi anni, in materia di gas non contabilizzato, riconducibili prevalentemente all'inadeguatezza impiantistica degli impianti di misura, nonché da carenze nell'attività manutentiva nei punti di misura della rete di trasporto, l'Autorità ha ritenuto necessario definire un quadro coordinato di tutte le attività e responsabilità del servizio di misura, prevedendo in particolare di assegnare all'impresa maggiore di trasporto il ruolo di vigilanza e coordinamento per tutte le attività inerenti il servizio e la responsabilità dell'attività di *meter reading*. L'Autorità ha contestualmente previsto che l'impresa maggiore, nell'ambito di detta attività di coordinamento e vigilanza, assicuri l'effettiva implementazione delle disposizioni in materia di adeguamento e di manutenzione degli impianti di misura, anche tramite la sostituzione al soggetto responsabile dell'attività di *metering* nel caso in cui questo non adempia alle proprie responsabilità. Sarebbe auspicabile che anche gli interventi normativi relativi alla gestione degli impianti di misura, anche con valenza fiscale e ivi comprese le responsabilità metrologiche, che esulano dalle competenze dell'Autorità, si conformassero a tale principio.

Le condizioni che regolano il predetto affidamento dovrebbero essere definite

dall'Autorità in linea con quanto previsto per il gestore di sistema indipendente.

### *2.3. Accesso al sistema regolato per le nuove infrastrutture*

In conformità con le previsioni comunitarie, le attività di stoccaggio e rigassificazione sono soggette al regime regolato in materia di accesso, fatte salve le nuove infrastrutture per le quali sia stato riconosciuto il diritto di esenzione al predetto regime, secondo le disposizioni dell'articolo 1, comma 17, della legge n. 239/04.

Il regime regolato prevede che ai gestori delle infrastrutture sia assicurata una congrua remunerazione del capitale efficientemente investito (articolo 23, comma 2, del decreto legislativo n. 164/00) e quindi implica una certa misura di garanzia dei relativi ricavi che può incidere sui costi generali di sistema e in ultima analisi, gravare sul cliente finale.

L'Autorità ha già adottato un simile criterio, quando ha definito il sistema di garanzie di copertura dei costi fissi degli impianti di rigassificazione, limitando la garanzia ad una capacità equivalente a quella del maggior gasdotto di interconnessione con l'estero, ma è evidente che una simile previsione dovrebbe essere inserita in un contesto più generale di pianificazione delle infrastrutture nazionali di approvvigionamento.

Per le nuove infrastrutture di adduzione del gas emerge, inoltre, la necessità di valutare un loro inserimento nell'ambito del sistema di garanzie proprie del sistema regolato a tariffa considerando, dal punto di vista del sistema, i relativi benefici e i potenziali costi. Rilevano al riguardo le previsioni dell'articolo 3, del decreto legislativo n. 93/11, che sono finalizzate all'individuazione delle necessità minime di realizzazione o di ampliamento delle infrastrutture del gas sulla base di una valutazione che comprende gli scenari attesi di evoluzione del mercato, nonché considerazioni di sicurezza, economicità e concorrenzialità nelle forniture.

Il comma 7 del medesimo articolo rimanda ad un successivo decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, adottato su proposta del Ministro dello sviluppo economico, la definizione di indirizzi volti, tra l'altro, ad attribuire alle infrastrutture che non ricadono fra le necessità minime di realizzazione di cui sopra i maggiori costi dei potenziamenti della rete di trasporto funzionali alla loro realizzazione.

In considerazione dei potenziali costi a carico del sistema connessi all'appartenenza delle infrastrutture soggette al regime di tariffe regolate, l'Autorità segnala l'opportunità che in tale contesto siano coerentemente individuati e precisati i criteri e le condizioni in base ai quali le nuove infrastrutture, ed in particolare gli stoccaggi e gli impianti di rigassificazione, abbiano titolo a beneficiare delle garanzie di copertura dei ricavi propri del regime regolato.

### *2.4. Criteri di accesso allo stoccaggio di modulazione*

L'articolo 7 del decreto legislativo n. 164/00 come modificato dal decreto legislativo n. 93/11, ha introdotto nella normativa primaria la previsione che lo stoccaggio di modulazione sia assegnato prioritariamente ai fornitori di clienti meritevoli di particolari tutele (quali clienti civili, le piccole imprese, gli ospedali), per un volume determinato dal Ministero dello sviluppo economico in relazione alle esigenze di modulazione dei medesimi clienti (articolo 18, comma 2, del decreto legislativo n. 164/00).

L'introduzione di un legame fra l'accesso ad una risorsa (lo stoccaggio) ed una specifica finalità di utilizzo (la modulazione dei clienti finali tutelati), come quello previsto dalla disposizione in esame, ha l'effetto di limitare la flessibilità e l'efficienza di utilizzo della

risorsa e, in un sistema di mercato, di ridurne il valore. Proprio la presenza del mercato, in particolare a seguito del prossimo avvio del mercato del bilanciamento garantisce, invece, la possibilità per il soggetto che intenda fornire un cliente finale di utilizzare le diverse modalità di approvvigionamento (a termine, spot o del bilanciamento) del gas somministrato ai clienti, pagandone i relativi costi.

La perdita di efficienza legata all'assetto descritto emerge anche se si considera la concreta organizzazione della filiera del gas ove l'utente dello stoccaggio è principalmente un grossista che agisce, quindi, sul lato dell'approvvigionamento di gas, più che il soggetto che rifornisce direttamente i clienti finali. Ne derivano potenziali barriere all'entrata nel mercato da parte di nuovi operatori (i quali per poter entrare nel mercato necessitano di capacità di stoccaggio), e criticità nel mercato *retail*, soprattutto a seguito dell'apertura ai clienti di piccola dimensione, le cui repentine dinamiche di *switching* mal si conciliano con le ciclicità, tipicamente annuali, di gestione della capacità di stoccaggio.

Gli obiettivi di sicurezza e di economicità delle forniture ai predetti clienti finali alla base dell'attuale norma potrebbero essere più efficacemente raggiunti con strumenti diversi.

Infatti, tenuto conto che la continuità della fornitura può essere garantita solo integralmente al sistema e non limitatamente a determinate tipologie di clienti, ai fini della sicurezza delle forniture, si potrebbero quindi prevedere obblighi di pubblico servizio a carico dei soggetti che hanno la disponibilità delle risorse di stoccaggio - quali obblighi di offerta delle risorse nei mercati di risorse funzionali alla gestione della sicurezza o obblighi di garantire una giacenza minima di gas negli stoccaggi nel periodo invernale. Tali obblighi dovrebbero essere coordinati con altri strumenti di mercato finalizzati alla gestione della sicurezza di cui si parlerà al paragrafo successivo.

La garanzia di economicità dei prezzi praticati ai clienti tutelati, coerenti con i costi di modulazione del loro prelievo corrispondenti ai costi regolati dei servizi di stoccaggio, potrebbe essere invece perseguita prevedendo l'assegnazione delle capacità di stoccaggio a tutti gli operatori tramite aste concorrenziali e la destinazione del differenziale tra i ricavi delle aste ed il costo dei servizi di stoccaggio (stabilito in regime regolato), a riduzione dei corrispettivi di accesso ai servizi di sistema per le medesime categorie di clienti, in linea con quanto previsto dal decreto legislativo n. 130/10 per le capacità eventualmente non assegnate ai clienti industriali e termoelettrici. Inoltre l'attuale assetto dell'accesso allo stoccaggio di modulazione, proprio alla luce delle precedenti considerazioni, presenta possibili profili di incoerenza con quanto richiesto dall'articolo 17, comma 2, del Regolamento (CE) n. 715/2009, il quale prevede che i meccanismi di allocazione della capacità di stoccaggio (a) diano adeguati segnali economici per l'uso efficiente della capacità e (b) garantiscano la compatibilità con i meccanismi di mercato (inclusi i mercati spot) e (c) siano flessibili e facilmente adattabili alle circostanze di mercato in evoluzione.

Alla luce di tali considerazioni si ritiene auspicabile l'adozione di meccanismi di mercato per l'allocazione della capacità di stoccaggio.

#### 2.5. *Misure in materia di sicurezza di funzionamento del sistema del gas naturale*

In tema di sicurezza del sistema del gas naturale rilevano le disposizioni del decreto legislativo n. 164/00 che intestano al Ministro dello sviluppo economico il compito di stabilire regole per il dispacciamento in condizioni di emergenza (articolo 8, comma 7), e di provvedere, anche mediante specifici indirizzi, alla salvaguardia della continuità e

la sicurezza degli approvvigionamenti (articolo 28, comma 2) nonché di adottare le necessarie misure di salvaguardia in caso di crisi del mercato dell'energia (articolo 28, comma 3).

Le modalità di gestione di particolari situazioni e periodi di criticità del sistema gas, adottate ai sensi delle richiamate disposizioni del decreto legislativo n. 164/00, si basano essenzialmente su misure di carattere amministrativo eccezionali quali la massimizzazione dell'utilizzo delle capacità di trasporto in importazione, cui, anche a seguito dalle carenze infrastrutturali sopra richiamate, si è fatto ricorso più volte negli anni scorsi.

L'adozione di tali misure e l'adeguatezza delle medesime a garantire la sicurezza del sistema risulta via via più critica sia a seguito dello sviluppo del mercato, nelle sue dimensioni nazionale e comunitaria, che ne risulterebbe fortemente distorto, e dell'introduzione del sistema di bilanciamento basato su meccanismi di mercato, sia per possibili problemi di compatibilità di tali interventi con la normativa europea.

Al riguardo giova richiamare il Regolamento (CE) n. 994/2010, contenente misure per la salvaguardia dell'approvvigionamento del gas naturale, il quale, nel definire norme comuni a livello europeo per la gestione delle possibili situazioni di criticità, ha previsto che ciascuno Stato membro definisca un piano di azione preventiva e un piano di emergenza conforme ai criteri definiti nel medesimo regolamento. In particolare il piano di azione preventiva (articolo 5, comma 2) dovrà in primo luogo essere basato su misure di mercato e dovrà considerare l'impatto economico, l'efficacia e l'efficienza delle misure nonché gli effetti sul funzionamento del mercato comunitario del gas naturale. Solo nel caso del livello di emergenza più elevato (articolo 10, comma 2, lettera ), corrispondente ad eventi di domanda eccezionale o di significativa riduzione delle forniture, è previsto il ricorso a misure aggiuntive non basate su criteri di mercato.

In base all'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo n. 93/11, i predetti piani sono definiti dal Ministero dello sviluppo economico.

Si ritiene che in tale ambito, in linea con le disposizioni comunitarie, possano essere superate le criticità sopra rappresentate attraverso l'introduzione di nuovi strumenti di gestione delle situazioni critiche basati su strumenti di mercato. Ad esempio potrebbe essere previsto che il responsabile del bilanciamento possa operare nel mercato, sotto il controllo delle istituzioni responsabili della sicurezza del sistema, mediante azioni di acquisto e vendita di gas, anche nel medio periodo, nel mercato, utilizzando anche servizi di stoccaggio per garantire la disponibilità di gas di bilanciamento laddove ciò fosse ritenuto necessario per garantire adeguati livelli di sicurezza del sistema. Tale strumento può essere accompagnato da meccanismi che provvedano a socializzarne i benefici e i costi associati sulla base di criteri predefiniti nei casi in cui tali costi non siano compensati dagli oneri di bilanciamento pagati dagli utenti del bilanciamento.

### **3. Mercato all'ingrosso dell'energia elettrica**

#### *3.1. Quadro generale*

Sebbene in misura inferiore rispetto al mercato del gas naturale ed esclusivamente con riferimento a specifiche zone del SE, il mercato elettrico mostra tuttora un grado di concentrazione dell'offerta più elevato di quello proprio di mercati caratterizzati da equilibri concorrenziali.

Tuttavia, il migliore "termometro" del grado di concorrenzialità potenziale del mercato elettrico è rappresentato dagli indici di pivotalità (utilizzati dall'Autorità sin dal 2005)

piuttosto che dagli indici di concentrazione.

Sotto tale profilo, gli indici di pivotalità - che misurano la frequenza (percentuale di ore/anno) con cui un operatore è monopolista sulla domanda residua<sup>3</sup> di ogni aggregato di zone del SE nonché la dimensione media della predetta domanda (MWh/h) - evidenziano un costante e progressivo ridimensionamento del potere di mercato unilaterale dei principali operatori specialmente nell' aggregato "Continente". I valori di tali indici potrebbero essere ancora migliori se non fosse che una parte importante della capacità produttiva entrata in esercizio negli ultimi 7 anni si è localizzata in aree territoriali ove la capacità di trasmissione è insufficiente ad assicurarne il pieno utilizzo anche quando ciò sarebbe economicamente efficiente (è il caso, per esempio, dei poli di produzione limitata di Foggia e Rossano): il pieno dispiegarsi del potenziale procompetitivo della predetta capacità produttiva è quindi limitato dai limiti fisici della capacità di trasmissione.

Secondo l'ultimo Piano di Sviluppo della RTN (PdS), la situazione è comunque destinata a migliorare radicalmente:

- nel breve termine, con il pieno utilizzo del potenziamento della capacità di interconnessione fra il Continente e la Sardegna: l'esercizio a pieno regime di entrambi i cavi del SAPEI entro la fine del 2011 porterà, infatti, la capacità massima di interconnessione Sardegna-Continente e Continente-Sardegna rispettivamente da 450 MW a 900 MW e da 420 MW a 720 MW;
- nel medio-lungo termine, con la realizzazione del potenziamento della capacità di interconnessione fra il Continente e la Sicilia: l'entrata in esercizio della linea Sorgente-Rizziconi entro il 2014 porterà, infatti, la capacità massima di interconnessione Sicilia-Continente e Continente-Sicilia rispettivamente da 600 MW a 1500 MW e da 100 MW a 1100 MW;
- nel lungo termine (post 2015), con la realizzazione dei potenziamenti della capacità di trasmissione nel Continente progettati per rimuovere o allentare i colli di bottiglia sulle direttrici Foggia-Sud, Rossano-Sud e Sud-Centro Sud.

Sebbene in misura differente, le situazioni del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica nelle Isole maggiori (Sardegna e Sicilia) continuano a richiedere un attento monitoraggio del mercato in quanto caratterizzate dalla compresenza di due operatori (o raggruppamenti di operatori nel caso della Sicilia), entrambi pivotali nella zona in esame.

La situazione concorrenziale in Sardegna è tuttavia in fase di rapido e consistente miglioramento per effetto della piena entrata in operatività del SAPEI mentre quella della Sicilia è solo parzialmente mitigata, fino al 2014, dagli impegni assunti da ENEL ed EDIPOWER nei confronti dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM). Gli impegni prevedono che sino a tutto il 2013 ENEL presenti offerte di vendita nel mercato del giorno prima nella zona Sicilia a prezzi non superiori a un tetto pari a 190 €/MWh per l'anno 2011, aggiustato negli anni successivi per le variazioni di un indice del prezzo del Brent, e che, sino a tutto il 2013, EDIPOWER richieda all'Autorità per l'energia elettrica e il gas l'ammissione al regime di reintegrazione dei costi di cui all'articolo 65 della deliberazione n.111/06 per gli impianti di San Filippo del Mela 150 e 220 kV ritenuti da Terna essenziali alla sicurezza del sistema.

---

<sup>3</sup> E' la cosiddetta domanda residua, ossia la domanda al netto dell'offerta massima potenziale dei concorrenti.

Sulle Isole maggiori è comunque verosimile che permangono criticità sullo stato della concorrenza nel mercato dei servizi di dispacciamento (di seguito: MSD), la cui offerta è strutturalmente più ristretta di quella del mercato all'ingrosso propriamente detto, tanto più quanto più stringenti sono i requisiti dinamici o locazionali per la fornitura di uno specifico servizio: solo il sottoinsieme di impianti che possiede tali requisiti può infatti competere su MSD per la sua erogazione a Terna. Sotto tale profilo l'individuazione e la regolazione degli impianti essenziali alla sicurezza del sistema ai sensi della deliberazione n. 111/06 ed un attento monitoraggio del mercato da parte dell'Autorità ai sensi della deliberazione ARG/elt 115/08 sono strumenti essenziali per prevenire o identificare situazioni di esercizio del potere di mercato unilaterale o collettivo.

### 3.2. Riforma del mercato elettrico

Gli ultimi rapporti del MSE sullo stato dell'applicazione all'art. 3, comma 10, lettera a), della legge 28 gennaio 2009, n. 2 (di seguito: rapporti PAB), introdotto con la finalità di determinare una riduzione dei prezzi di mercato per i clienti finali, evidenziano una serie di elementi che inducono cautela circa gli effetti dell'implementazione della citata norma, che prevede l'introduzione di una remunerazione basata sui prezzi offerti dagli operatori (cd. *Pay-as-bid*), nel contesto di mercato prevedibile per il prossimo futuro. Sussistono almeno quattro elementi chiave che dovrebbero essere attentamente considerati nel loro insieme.

I quattro elementi chiave sono:

1. i potenziamenti della RTN previsti dall'ultimo piano di sviluppo di Terna;
2. l'avvio del nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di cui al decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, e alla deliberazione ARG/elt 98/11;
3. l'esigenza di integrazione del Mercato del Giorno Prima italiano con gli omologhi mercati dei paesi confinanti;
4. l'incertezza indotta dal "quando" e dal "come" sarà introdotto il *Pay-as-bid* nel mercato nazionale.

I primi due elementi hanno di per sé un effetto procompetitivo certo e ampiamente superiore a quello, ipotetico, derivante dall'introduzione del *Pay-as-bid*: tale cioè da rendere inutile, se non addirittura controproducente, il passaggio al *Pay-as-bid* per conseguire l'obiettivo di una riduzione dei prezzi dell'energia elettrica.

Il terzo elemento rappresenta un vincolo esterno di carattere europeo che peraltro ha già avuto attuazione nel 2011 sulla frontiera Italia-Slovenia: la prospettata introduzione del *Pay-as-bid* potrebbe rallentare o pregiudicare il processo di integrazione coi mercati confinanti e, in particolare, l'implementazione di procedure di assegnazione congiunta della capacità di interconnessione alla frontiera tramite aste implicite (*market coupling*); ne conseguirebbe la perdita dei benefici in termini di efficienza del dispacciamento che il *market coupling* può apportare al SE.

Il quarto elemento introduce ulteriori potenziali rischi per gli investitori in termini di valutazione della redditività del proprio investimento in un mercato, già di per sé caratterizzato da imperfezioni, che accrescono il livello di rischio degli investimenti, ne rendono pressoché impossibile la copertura in assenza di un intervento regolatorio e, nel medio termine, riducono la concorrenza e favoriscono l'instaurarsi di forme oligopolistiche di mercato.

La valutazione congiunta di questi elementi rende evidenti i potenziali costi, a fronte di

dubbi benefici, della misura, che non sembra quindi in grado di perseguire la suddetta finalità di riduzione dei prezzi.

### *3.3. Coordinamento fra il sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva (delibera ARG/elt 98/11) e procedure autorizzative alla costruzione di nuovi impianti*

L'esempio dei poli di produzione limitata di Rossano e di Foggia, cui si è fatto cenno nell'introduzione del presente capitolo, è solo uno dei casi che evidenziano le inefficienze della mancanza di coordinamento tra lo sviluppo degli impianti di generazione e la programmazione delle infrastrutture di trasmissione e le rispettive procedure di autorizzazione.

Nelle consultazioni propedeutiche all'emanazione della deliberazione ARG/elt 98/11 – che fissa i criteri e le condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica (di seguito: mercato della capacità) - gli operatori hanno espresso l'esigenza di una revisione contestuale delle procedure autorizzative degli impianti di generazione e delle infrastrutture di trasmissione nell'ottica di uno sviluppo armonico di generazione e trasmissione.

Gli operatori hanno sottolineato l'estrema aleatorietà dei tempi e degli esiti delle vigenti procedure autorizzative, nonché il paradosso conseguente alla realizzazione di impianti di generazione “laddove consentito” piuttosto che “laddove necessario”: ciò in quanto la localizzazione è eccessivamente influenzata dalla disponibilità degli enti locali e delle popolazioni coinvolte. Il problema è acuito dalla presenza di un Prezzo Unico Nazionale lato consumo che, di fatto, tiene indenni le popolazioni locali e i loro amministratori dai potenziali effetti economici negativi derivanti dal rifiuto di accettare nuovi impianti di generazione sul loro territorio.

Il rischio autorizzativo è in sintesi ritenuto così elevato da scoraggiare in futuro diversi nuovi potenziali investimenti.

Nella deliberazione ARG/elt 98/11, l'Autorità non ha potuto che prendere atto di tale situazione prevedendo come requisito per la partecipazione di capacità produttiva in fase di progettazione al mercato della capacità, il possesso delle relative autorizzazioni alla costruzione e all'esercizio di impianti di energia elettrica previste dalla legislazione vigente.

Ciò, tuttavia, depotenzia l'efficacia del mercato della capacità come mezzo di coordinamento degli investimenti in capacità produttiva nel lungo termine e come meccanismo idoneo a incrementare la contendibilità del mercato. Idealmente, infatti, i nuovi investitori dovrebbero prima poter competere nel mercato della capacità per le aree deficitarie e poi, in caso di aggiudicazione di un contratto standard di capacità riferito a una specifica area, avviare l'iter autorizzativo per uno o più siti produttivi localizzati entro la medesima area: se l'investitore è invece costretto a concludere l'iter autorizzativo prima della partecipazione al mercato della capacità, la sua flessibilità nella localizzazione degli impianti di generazione ne viene di molto ridimensionata e, di conseguenza, viene ridotta la concorrenza.

Ciononostante, un'opportuna applicazione dell'articolo 3, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11 potrebbe contribuire a mitigare in misura non trascurabile il rischio autorizzativo e a coordinare le procedure autorizzative col mercato della capacità. Tale articolo prevede infatti che gli impianti e infrastrutture individuati con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del MSE, d'intesa con la Conferenza Unificata, siano “dichiarati di pubblica utilità, nonché urgenti e indifferibili, ai sensi

delle normative vigenti”.

Se si prevedesse di far ricadere nel predetto decreto tutti gli impianti in fase di progettazione o riprogettazione contrattualizzati da Terna tramite il mercato della capacità di cui alla delibera ARG/elt 98/11, la partecipazione al predetto mercato di nuovi investitori ne sarebbe sicuramente promossa: sarebbe infatti il mercato stesso a incanalare i nuovi investitori in una procedura autorizzativa dai tempi e dagli esiti relativamente meno rischiosi con beneficio per tutto il sistema in termini di corretta localizzazione della capacità produttiva e di riduzione delle barriere all'entrata nel mercato italiano. Si potrebbe altresì valutare di applicare ai medesimi impianti una procedura di autorizzazione unica sul modello di quella istituita dalla legge n. 55/02 per gli impianti di taglia superiore ai 300 MW. Ciò richiederebbe tuttavia una previa analisi dell'impatto di tale norma sugli itinerari autorizzativi degli ultimi 10 anni, perché non vi sono sufficienti informazioni di pubblico dominio per poter verificare che abbia realmente raggiunto lo scopo per cui era stata concepita e forse vi potrebbero essere spazi di perfezionamento della medesima.

#### **4. Mercati energetici al dettaglio**

##### *4.1. Quadro generale*

La completa apertura dei mercati dell'energia comporta una continua attività di definizione di regole che promuovano il pieno dispiegarsi della concorrenza, permettano il funzionamento efficiente del mercato della vendita al dettaglio e al contempo definiscano adeguate forme di tutela a vantaggio dei clienti finali. L'evoluzione dell'organizzazione del mercato, con la presenza di assetti separati tra le diverse fasi della filiera prima svolte da un unico soggetto integrato, e la possibilità di ciascun cliente di poter scegliere un proprio venditore da cui approvvigionarsi dell'energia elettrica/gas naturale hanno reso e continuano a rendere, infatti, necessaria la definizione di tali regole.

In particolare, la completa liberalizzazione e la conseguente possibilità di ciascun cliente di poter liberamente scegliere un proprio venditore ha fatto emergere l'esigenza di garantire opportune forme di tutela a favore dei clienti finali al fine di bilanciare l'iniziale limitato potere contrattuale e la scarsa consapevolezza dei consumatori. Rientrano in questo ambito le forme di tutela volte alla garanzia della fornitura dei medesimi clienti finali che non trovano un proprio venditore nonché, con riferimento ai clienti di piccola dimensione, l'esigenza di definire, almeno nel transitorio, apposite forme di tutela di prezzo. Peraltro, tali forme di tutela devono essere definite in modo da non ostacolare lo sviluppo della concorrenza ma, al contrario, da promuoverla. Gli interventi regolatori devono quindi essere definiti, in un contesto di mercato concorrenziale, in modo tale da non ostacolare le nuove opportunità di sviluppo del mercato della vendita al dettaglio e le nuove modalità di risposta degli operatori alle richieste della clientela, consentendo al cliente di scegliere con consapevolezza attraverso la definizione di strumenti necessari ad aumentarne la capacità sostanziale di prendere decisioni “più informate”.

Inoltre, il nuovo assetto del mercato ha fatto emergere l'esigenza di garantire un coordinamento tra le attività svolte dai diversi operatori, sia attraverso la definizione di processi precedentemente svolti nell'ambito dello stesso soggetto, con la necessità di definire appositi flussi informativi tra i soggetti che raccolgono l'informazione/il dato e i soggetti che utilizzano tale informazione/dato, che attraverso la previsione di nuovi

ulteriori processi che garantiscano la possibilità dei clienti di cambiare il proprio venditore, definendo in particolare le procedure di *switching*. Peraltro, la definizione di questi processi deve essere effettuata tenendo conto della necessità di gestire un'elevata mole di dati e di informazioni in modo trasparente e non discriminatorio.

Infine, la separazione delle diverse fasi della filiera tra gli operatori e la completa liberalizzazione rende necessario definire un quadro di regolazione certo in relazione alle modalità con cui gli operatori possano sospendere la fornitura, a tutela del proprio credito, nei confronti del cliente finale inadempiente e ha evidenziato l'esigenza di contrastare alcuni fenomeni di inadempimento delle obbligazioni di pagamento, fenomeni caratterizzati anche dall'utilizzo strumentale dello *switching*. La presenza dei comportamenti poco virtuosi, in primis quelli sopra menzionati, ha infatti favorito un'evoluzione della dinamica e dell'entità del fenomeno della morosità. Tale aumento del fenomeno ha impatti diretti sull'attività della vendita al dettaglio ai clienti finali in quanto può limitare il grado di apertura del mercato e aumenta i costi dell'attività di vendita al dettaglio, facendo pagare tale aumento anche a clienti che non originano o alimentano il fenomeno.

Il grado di apertura ed il livello di concorrenza del mercato, la presenza di processi fluidi tra i diversi operatori nonché di strumenti volti alla minimizzazione del rischio creditizio degli operatori sono quindi i principali elementi che devono essere valutati al fine di verificare il successo della liberalizzazione del mercato della vendita al dettaglio nonché di valutare l'evoluzione delle forme di tutela attualmente definite per i due settori energetici. Rispetto all'evoluzione dei mercati della vendita al dettaglio, la percentuale di clienti finali serviti a condizioni di libero mercato al 30 giugno 2011, risulta per il settore dell'energia elettrica pari a più del 17% per i clienti domestici e del 35% delle piccole imprese aventi diritto al servizio di maggior tutela, mentre per il settore del gas naturale tale percentuale si attesta al 12% per i domestici e al 48% per tutte le altre tipologie di clienti. I dati mostrano, quindi, un buon grado di apertura nel mercato della vendita al dettaglio, allineato a quelli dei mercati europei più sviluppati. Il dato risulta differenziato per i due settori sia in ragione del diverso grado di sviluppo e di liquidità del mercato all'ingrosso che in ragione del diverso assetto del mercato della vendita al dettaglio nei due settori, in termini di numerosità degli operatori presenti nella vendita al dettaglio e di imprese distributrici con cui si interfacciano tali operatori. Non secondaria risulta, inoltre, la circostanza che la numerosa e frammentata presenza di operatori gas è fortemente integrata con riferimento alle due attività di distribuzione e vendita.

L'indicatore sopra riportato costituisce solo uno degli elementi da considerare ai fini della valutazione dello sviluppo del mercato della vendita al dettaglio. In tale ambito risulta infatti necessaria una continua attività di monitoraggio attraverso 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 (*customer satisfaction*).

#### 4.2. Servizi di tutela - La tutela della continuità della fornitura

In un mercato completamente liberalizzato possono verificarsi, anche per periodi transitori, situazioni in cui il cliente resti privo del proprio venditore. In tali casi, occorre definire una apposita regolazione che, a seconda delle caratteristiche del cliente finale, sia volta a garantire la continuità della fornitura del medesimo cliente. Nello specifico,

tale servizio di garanzia della continuità della fornitura avviene:

- a) per il settore dell'energia elettrica, attraverso i servizi di ultima istanza previsti dalla legge n. 125/07 - di salvaguardia per i clienti di grande dimensione e di maggior tutela per i clienti di piccola dimensione – e confermati dal decreto legislativo n. 93/11;
- b) per il settore del gas naturale, attraverso il servizio di fornitura di ultima istanza (di seguito: FUI) ed il servizio di default, quest'ultimo introdotto dal decreto legislativo n. 93/11.

Nel settore del gas naturale, il decreto legislativo prevede che sia l'impresa distributrice territorialmente competente a garantire la continuità della fornitura nei confronti dei clienti finali (servizio di *default*), qualora “*un cliente finale connesso alla rete di distribuzione si trovi senza fornitore di gas naturale e non sussistono i requisiti per l'attivazione del FUI*”. L'implementazione di tale disciplina secondo le modalità che l'Autorità ha definito con la deliberazione ARG/gas 99/11 prevede che l'impresa distributrice assicuri - potendo a tal fine la medesima anche avvalersi di terzi - la garanzia della fornitura minimizzando, da un lato, il rischio di interruzione della fornitura o di prelievo irregolare dei clienti finali, dall'altro l'incertezza di sistema e il rischio legato alla gestione di situazioni che potrebbero portare a crediti non facilmente recuperabili. Rimane peraltro questa problematica con riferimento ai clienti finali direttamente connessi alle reti di trasporto per i quali non è stato previsto un medesimo soggetto responsabile della garanzia della continuità della fornitura. In particolare, sarebbe opportuno un intervento normativo che ponga in capo ad uno specifico soggetto, ad esempio il responsabile del bilanciamento, l'obbligo di garantire la continuità dei prelievi per il periodo in cui il cliente rimane senza fornitore e non è possibile disalimentarne il punto. L'intervento legislativo potrebbe essere impostato, coerentemente con quanto avvenuto per il servizio di *default* per l'impresa distributrice, precisando i compiti dell'impresa di trasporto al fine di assicurare il servizio di bilanciamento e delegandone l'attuazione all'Autorità, che è competente a regolare il servizio di dispacciamento/bilanciamento.

#### 4.3. Servizi di tutela - La tutela di prezzo

Il decreto legislativo n. 93/11 ha confermato l'esigenza di definire, almeno per un periodo transitorio, appositi strumenti di tutela di prezzo nei confronti dei clienti di piccole dimensioni.

In particolare, per il settore dell'energia elettrica tali clienti sono stati identificati, in continuità con il passato, come i clienti domestici e le piccole imprese. Per il settore del gas naturale invece il decreto legislativo n. 93/11 ha previsto che tali clienti comprendano, oltre che i clienti domestici, anche i clienti non domestici con consumi inferiori a 50.000 Smc/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, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole.

Su questa ulteriore identificazione dei clienti aventi diritto al servizio di tutela per il settore del gas naturale risulta opportuno che vengano indicati dal legislatore i criteri di identificazione delle utenze relative ad attività di servizio pubblico. In particolare, sarebbe opportuno un intervento normativo che specifichi nel dettaglio i criteri di identificazione delle utenze comprese nelle “utenze relative ad attività di servizio pubblico”, indicando le modalità per l'identificazione delle utenze comprese tra quelle

che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza.

Sulla base delle disposizioni del decreto legislativo n. 93/11 sono state inoltre confermate le modalità di erogazione della tutela di prezzo nei due settori. In particolare, è previsto:

- a) nel caso del settore elettrico, l'erogazione del servizio di maggior tutela rivolto ai clienti aventi diritto alla tutela di prezzo che non sono forniti nel mercato libero;
- b) nel caso del settore del gas naturale, l'obbligo, posto in capo a ciascun venditore, di offrire ai clienti aventi diritto alla tutela di prezzo unitamente ad altre proposte, le condizioni economiche stabilite dall'Autorità.

L'assetto dei regimi di tutela di prezzo per i clienti di piccola dimensione risulta quindi differente nei due settori. Per il settore elettrico, infatti, l'esercente la maggior tutela è una apposita società di vendita, negli ambiti territoriali in cui l'impresa distributrice alimenta almeno 100.000 clienti finali, ovvero la medesima impresa distributrice negli altri casi e tale esercente deve approvvigionarsi dalla società Acquirente unico SpA. Per il settore del gas naturale, invece, il servizio è erogato da tutti i venditori che forniscono clienti di piccole dimensioni alle condizioni definite dall'Autorità.

Per entrambi i settori, nell'ambito dei regimi di tutela di prezzo è invece previsto che l'Autorità definisca le condizioni standard di erogazione del servizio, sia economiche che contrattuali. Con specifico riferimento alle condizioni economiche, esse sono definite sia con riferimento alle fasi della filiera oggetto di liberalizzazione (mercato all'ingrosso e mercato al dettaglio) che con riferimento ai servizi regolati erogati in regime di monopolio, comprensivi altresì delle componenti a copertura degli oneri generali di sistema e alle ulteriori componenti.

Le componenti relative alle fasi della filiera liberalizzate sono definite dall'Autorità con obiettivi di sviluppo della concorrenza e hanno la finalità di non creare potenziali barriere all'uscita dai regimi di tutela dei clienti finali. Peraltro tali modalità di determinazione risultano differenti con riferimento alla parte relativa all'approvvigionamento della materia prima rispetto alla parte relativa ai costi di commercializzazione della vendita al dettaglio.

Con riferimento alla parte relativa all'approvvigionamento, le modalità di determinazione risultano ulteriormente differenti per il settore del gas naturale rispetto a quello dell'energia elettrica. In particolare, per quanto riguarda il settore elettrico, i prezzi di riferimento sono attualmente determinati sulla base dei prezzi registrati nel mercato all'ingrosso attraverso operazioni di mero calcolo senza particolari discrezionalità e, conseguentemente, minimizzando le distorsioni rispetto alle dinamiche di mercato. Per quanto riguarda il settore gas, invece, la situazione di scarsa concorrenzialità del mercato italiano del gas, dell'assenza di una liquidità del mercato all'ingrosso ha comportato, fino ad oggi, che la determinazione della componente relativa alla materia prima sia effettuata sulla base di una formula, indicizzata trimestralmente, definita sulla base delle condizioni di costo prevalenti nei contratti di approvvigionamento di lungo periodo. La nuova disciplina dello stoccaggio, la creazione della Borsa gas e l'introduzione di un nuovo meccanismo di bilanciamento sono le basi per gli sviluppi regolatori successivi che, tenuto conto di un aumento della flessibilità del sistema nel suo complesso e della liquidità del mercato all'ingrosso, permetteranno di individuare modalità di determinazione della componente approvvigionamento il più possibile in grado di replicare le dinamiche del mercato, individuando nuovi riferimenti di prezzo. Tuttavia, gli interventi a favore della liquidità del mercato sono ancora troppo recenti e tali da non fornire riferimenti di mercato

nazionali che riflettano un contesto competitivo. In attesa di queste evoluzioni, l'Autorità ha confermato con la delibera ARG/gas 77/11 anche per l'anno termico 2011-2012 le attuali modalità di calcolo della componente materia prima mantenendo comunque l'applicazione del coefficiente K, seppur rivedendone il livello.

Per quanto riguarda invece la parte relativa ai costi di commercializzazione, non esistendo un valore di mercato a cui agganciarne la determinazione, i prezzi di riferimento dovrebbero essere definiti sulla base di criterio di aderenza ai costi di un ipotetico operatore nuovo entrante nel segmento della vendita di energia elettrica ai clienti di piccola dimensione. Tale modalità permette infatti di non creare barriere all'ingresso di nuovi operatori nel mercato della vendita nel rispetto dei principi di proporzionalità e di transitorietà affermati anche a livello europeo.

In particolare, l'Autorità ha posto in consultazione strumenti di regolazione che consentano al tempo stesso di rimuovere le barriere all'ingresso di nuovi concorrenti nonché di mantenere la remunerazione percepita dai venditori per i clienti precedentemente serviti allineata ai costi, prevedendo quindi una remunerazione differenziata tra i diversi operatori del mercato della vendita al dettaglio.

La determinazione delle condizioni economiche e i regimi di tutela di prezzo nonché gli interventi volti alla differenziazione della remunerazione degli operatori per la parte relativa alla commercializzazione devono essere considerati di natura transitoria, in quanto volti a favorire lo sviluppo del mercato nella prima fase di apertura in condizioni di non completo sviluppo della concorrenza. In particolare, l'intervento del regolatore dovrebbe evolversi anche per i clienti di piccola dimensione verso una situazione in cui le forme di tutela di prezzo non risultino più necessarie, sia perché risulta aumentata la conoscenza del mercato del cliente finale, che dovrebbe assumere un ruolo sempre più attivo e consapevole, sia perché lo sviluppo della concorrenza e la presenza di mercati funzionanti dovrebbero non rendere più necessarie forme di intervento diretto del regolatore in termini di definizione di condizioni standard di erogazione del servizio. Il monitoraggio consentirà di acquisire gli elementi funzionali ad una eventuale revisione degli attuali assetti o a definire ulteriori interventi volti a stimolare ulteriormente la concorrenza laddove si evidenziasse un ancora insufficiente sviluppo della concorrenza nel mercato della vendita al dettaglio.

#### 4.4. *L'interazione tra i diversi operatori nel mercato retail*

Lo scambio delle informazioni e i processi funzionali all'acquisizione ed alla gestione dei clienti finali costituiscono un elemento di elevata rilevanza nell'attività della vendita al dettaglio. Il venditore necessita infatti di avere delle informazioni sulle caratteristiche del cliente sia nella fase di acquisizione del cliente che durante tutto il periodo di gestione contrattuale con il medesimo cliente (si pensi ad esempio ai dati di misura). Inoltre, ai fini di rendere operativa la fornitura a seguito della sottoscrizione del contratto di vendita, è necessario effettuare uno *switching*; processo che attualmente coinvolge sia il venditore che l'impresa di distribuzione cui è connesso il punto nella titolarità del cliente finale oggetto di cambio di fornitore. In tutte queste operazioni vengono quindi coinvolti diversi operatori, tra cui principalmente il venditore (nella sua qualità di utente del servizio di distribuzione) e l'impresa distributrice. Le problematiche riscontrate nella gestione dei citati scambi di informazioni, in termini di difficoltà gestionali, limitata standardizzazione dei processi, difficoltà operative nell'interfacciarsi con diverse imprese distributrici, possono costituire una delle cause

dell'ancora incompleto sviluppo della concorrenza nel mercato della vendita al dettaglio. L'implementazione del sistema informativo integrato per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas di cui alla legge del 13 agosto 2010, n. 129 è volta a minimizzare queste problematiche.

#### 4.5. *La morosità*

Con la completa liberalizzazione della vendita al dettaglio uno degli aspetti rilevanti da considerare ai fini dello sviluppo della concorrenza è quello legato alla gestione commerciale dei clienti finali cui è connesso il problema relativo agli inadempimenti contrattuali dei medesimi, in particolare quelli relativi ai pagamenti. Il fenomeno rappresenta una patologia particolarmente deleteria in quanto aumenta il rischio per le società di vendita e, in definitiva, i prezzi per tutti i clienti finali.

Sotto questo profilo la regolazione dovrebbe essere volta alla definizione di strumenti che permettano, da un lato, di rendere disponibili ai venditori una elevata qualità di dati commerciali, primi fra tutti i dati di misura, ivi inclusi i dati storici, al fine di poter fatturare in modo corretto i clienti finali serviti, dall'altro stabilire le procedure, anche in termini di obblighi dei diversi operatori coinvolti, relative ai meccanismi che portano alla disconnessione del cliente finale. Su tale aspetto con la deliberazione ARG/gas 99/11 l'Autorità ha provveduto a completare la regolazione delle procedure per la disconnessione del cliente finale per il settore del gas naturale.

Inoltre, la regolazione dovrebbe essere definita in modo tale da incentivare ciascuna impresa distributrice ad eseguire le procedure relative alla sospensione della fornitura nel rispetto dei tempi previsti; così come avveniva quando il rapporto contrattuale con il cliente finale era in capo alla medesima impresa distributrice. L'attuale struttura dei rapporti contrattuali pone infatti il rischio creditizio completamente in capo al venditore; il quale risulta obbligato in qualità di utente della distribuzione e del dispacciamento ad ottemperare alle proprie obbligazioni contrattuali nei confronti delle imprese distributrici e di Terna, pur in presenza di situazioni di morosità dei clienti finali serviti.

Su tale tema sarebbe opportuno definire più puntualmente le responsabilità dell'impresa distributrice nel caso di richieste di sospensione della fornitura non andate a buon fine. Nello specifico sarebbe opportuno prevedere opportuni meccanismi tali per cui, nei casi in cui l'impresa distributrice non effettua la sospensione della fornitura entro i tempi previsti dalla regolazione, i ricavi derivanti dall'erogazione del servizio di distribuzione non siano tratti dalla medesima impresa distributrice ma vengano opportunamente utilizzati per la minimizzazione degli oneri relativi alla morosità sostenuti, direttamente o indirettamente, dai clienti finali.

La problematica relativa agli inadempimenti contrattuali dovrebbe, in linea di principio, rimanere in capo a ciascun venditore il quale, tenuto conto che il rischio creditizio è un rischio tipico dell'attività svolta, dovrebbe definire, pur nel rispetto dei diritti dei clienti finali, la migliore gestione interna degli incassi e dei pagamenti al fine di minimizzare tale rischio. Nel contempo, tuttavia, occorre considerare come la situazione relativa agli inadempimenti contrattuali dei clienti finali continui ad essere un fenomeno in crescita, purtroppo alimentato anche dalla crisi economica, e costituisca una delle principali problematiche per lo sviluppo del mercato della vendita al dettaglio. In questo contesto sono assunte le previsioni regolatorie attraverso interventi volti a:

a) sviluppare la concorrenza, minimizzando le potenziali asimmetrie informative in

capo ai diversi operatori con la finalità di permettere a tutti gli operatori di avere le medesime informazioni in tema di morosità del cliente finale, attraverso la definizione di una banca dati degli inadempimenti contrattuali dei clienti così come previsto dal comma 4 dell'articolo 1bis della legge n. 129/10;

- b) sviluppare la concorrenza e minimizzare gli oneri in capo ai clienti finali, attraverso la definizione di appositi meccanismi volti a limitare il rischio creditizio del venditore nelle situazioni in cui non ha più il rapporto contrattuale con il cliente finale, come previsto per il settore elettrico attraverso l'implementazione del sistema indennitario di cui alla deliberazione ARG/elt 190/09.

Particolare rilievo riveste la gestione dei clienti non disalimentabili, che corrispondono ai clienti per i quali, in caso di morosità, non può essere eseguita la sospensione della fornitura richiesta dal venditore. Per tali clienti il venditore può comunque richiedere la risoluzione del contratto e conseguentemente vengono attivati i regimi di tutela di garanzia della continuità della fornitura previsti dal contesto normativo per i due settori. In queste situazioni, il rischio creditizio dei clienti non disalimentabili viene assunto dal soggetto obbligato alla garanzia di continuità della fornitura<sup>4</sup>. Peraltro tale rischio risulta non facilmente copribile: nei casi i clienti non disalimentabili si trovino in condizione di morosità, infatti, il soggetto obbligato alla garanzia di continuità della fornitura non può risolvere il contratto per inadempimento restando quindi responsabile dei prelievi di tale cliente fintanto che questi non scelga un venditore sul libero mercato.

Conseguentemente l'onere derivante dalla morosità dei clienti finali non disalimentabili:

- a) concorre ad aumentare il livello dei costi riconosciuti per l'esercente la maggior tutela, in quanto soggetto obbligato ad erogare il servizio, ai fini della garanzia dell'equilibrio economico e finanziario del medesimo soggetto;
- b) è oggetto di appositi meccanismi di riconoscimento per l'esercente la salvaguardia così come indicato dal decreto ministeriale 21 ottobre 2011;
- c) dovrà essere oggetto di appositi meccanismi di riconoscimento per l'impresa distributrice, analoghi a quanto previsto per il settore elettrico, che eroga il servizio di *default* nel settore del gas naturale.

Queste modalità di copertura dell'onere si sostanziano, di conseguenza, in un maggior prezzo pagato dagli altri clienti finali. Al fine di risolvere la problematica relativa ai clienti non disalimentabili si potrebbe agire, anche nel contesto normativo, sui seguenti due aspetti:

- a) provvedere a definire criteri di identificazione dei clienti non disalimentabili tali da, pur nel contesto di tutela della fornitura con riferimento a particolari categorie di utenze, limitare l'insieme dei soggetti che rientrano nella categoria di clienti non disalimentabili.
- b) definire modalità alternative di copertura degli oneri relativi alla morosità dei clienti non disalimentabili.

In particolare, sarebbe opportuno un intervento normativo che specifichi nel dettaglio i criteri di identificazione delle utenze comprese tra i clienti non disalimentabili, al fine di poter disporre di un elenco dei clienti non disalimentabili definito in modo preciso, minimizzando la discrezionalità degli operatori coinvolti nelle predisposizione

---

<sup>4</sup> Tale soggetto è, come sopra evidenziato, l'esercente la maggior tutela/l'esercente la salvaguardia per il settore elettrico; l'impresa distributrice in qualità di erogatore del servizio di default per il settore del gas naturale.

dell'elenco. Con riferimento al secondo aspetto, potrebbero essere indicati dal legislatore criteri alternativi volti a garantire il pagamento delle proprie obbligazioni da parte dei clienti non disalimentabili, quali ad esempio forme di finanziamento dirette nei confronti di tali clienti mediante l'attivazione di ammortizzatori sociali.

#### 4.6. *Compensazione della spesa per le utenze disagiate*

In attuazione di quanto previsto dal decreto 28 dicembre 2007 e dal decreto legge n. 185/08, l'Autorità, con la collaborazione di ANCI, ha realizzato un meccanismo di compensazione della spesa energetica (fornitura di energia elettrica e del gas naturale) sostenuta dagli utenti economicamente e fisicamente disagiati. La compensazione avviene attraverso il riconoscimento in tariffa di una componente tariffaria negativa commisurata ad una compensazione di circa il 20% per la fornitura elettrica e del 15% per la fornitura gas (al netto delle imposte). Ad oggi sono state riconosciute, su base annuale, circa 2.600.000 agevolazioni, con circa 1.500.000 attualmente in corso. L'onere complessivo del meccanismo, sostenuto dagli altri utenti del sistema nelle proprie fatture energetiche, è di circa 80 milioni di euro anno (al netto di circa 80 milioni a carico del Bilancio dello Stato).

Da più parti e in più occasioni è stato auspicato che, a fronte della crisi congiunturale che sta attraversando il Paese e dell'onere socializzato relativamente limitato, la platea degli aventi diritto venga allargata, ma questo è possibile solo a fronte di provvedimenti governativi che o indichino un diverso limite del reddito per gli aventi diritto (attualmente espresso dal valore dell'indicatore di situazione economica equivalente) o aumentino la percentuale di copertura della compensazione.

Potrebbero essere individuati anche strumenti complementari, come ad esempio l'obbligo di effettuare interventi di risparmio energetico presso le strutture abitative degli utenti disagiati, i cui costi sarebbero riconosciuti nell'ambito dei titoli di efficienza energetica.

#### 4.7. *Aggregazione tra imprese di distribuzione*

Attualmente il servizio di trasporto del gas naturale e in misura ancor più rilevante i servizi della distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale sono garantiti nel paese da una pluralità di operatori di diversa dimensione. Questa situazione, a parere dell'Autorità, non è ottimale sotto il profilo:

- dell'efficienza produttiva in ragione di possibili recuperi di efficienza legati al conseguimento di economie di scala;
- della competitività dei mercati, per effetto della numerosità stessa dei soggetti e della difformità delle procedure da questi adottate.

Per quanto riguarda la competitività dei mercati, la presenza di una pluralità di distributori e operatori di trasporto, alcuni dei quali, per altro, godono di regimi di esenzione e semplificazione normativa e/o appartengono allo stesso gruppo industriale del gestore del venditore, costituisce, da un lato, la principale difficoltà per l'entrata di nuovi operatori, dall'altro, rende più complessa la gestione dei clienti: ciò è confermato anche dai bassi tassi di *switching* dei clienti allacciati a tali reti e dalla scarsità di offerte commerciali destinate a tale segmento di clientela.

L'Autorità intende promuovere, per quanto possibile e compatibilmente con la normativa primaria, processi di integrazione tra imprese di dimensioni ridotte al fine di garantire il conseguimento di economie di scala e l'armonizzazione nella gestione delle reti, ma tale azione sarebbe di gran lunga agevolata se venissero abrogate le numerose

previsioni normative che salvaguardano l'esistenza dei piccoli operatori di dimensioni sottocritiche.

#### *4.8. Sviluppo dei nuovi misuratori gas*

Con la deliberazione ARG/gas 155/08, nell'ambito della regolazione dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale, l'Autorità ha definito un piano per la sostituzione dei gruppi di misura, che prevede la messa in servizio di gruppi di misura elettronici predisposti per la telettura e la telegestione, nonché la contestuale implementazione di sistemi di telegestione e telettura.

In particolare la diffusione di misuratori teleletti e telegestiti può consentire la risoluzione di una delle maggiori criticità nel settore del gas: la definizione tempestiva di bilanci commerciali giornalieri di ciascun utente della rete di trasporto. La formulazione del bilancio commerciale della rete di trasporto è, infatti, propedeutica allo sviluppo e all'implementazione di meccanismi di mercato che consentano la corretta attribuzione della titolarità del gas tra i diversi utenti delle infrastrutture.

La telettura dei clienti finali consentirebbe una maggiore disponibilità delle misure e l'emissione di fatture minimizzando il ricorso a stime dei prelievi, permettendo di ridurre il numero di contenziosi dovuti ad errori di fatturazione e di superare una serie di inefficienze e possibili comportamenti discriminatori attivabili nei confronti dei clienti, legati, per esempio, alla diversa frequenza di lettura del dato di prelievo.

### **5. Lo sviluppo della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, l'integrazione nel mercato e la promozione dell'efficienza energetica**

#### *5.1. Quadro generale*

L'attuale contesto politico ed economico attribuisce una grande importanza allo sviluppo delle fonti rinnovabili. Anche se tipicamente viene dedicata la maggiore attenzione agli strumenti di incentivazione, occorre ricordare che, ai fini di uno sviluppo efficiente ed efficace di tali fonti, assumono notevole importanza anche le procedure autorizzative, la regolazione dell'accesso ai servizi di sistema (intesi come connessione alle reti elettriche, trasporto, dispacciamento e misura dell'energia elettrica) e la definizione delle modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta.

Infatti, l'efficacia complessiva dei sistemi di incentivazione non dipende solo dal livello dell'incentivazione stessa: va invece perseguita garantendo la massima trasparenza, semplicità ed accessibilità degli strumenti, e soprattutto indirizzando le risorse sui progetti che minimizzano i costi e consentono di massimizzare anche le ricadute delle attività realizzative sul sistema produttivo ed occupazionale del Paese, assicurandone in tal modo la sostenibilità complessiva.

Nel seguito vengono presentate sintetiche considerazioni in relazione ai punti sopra richiamati, con particolare attenzione agli aspetti di competenza e di interesse dell'Autorità. Per approfondimenti si rimanda alla segnalazione dell'Autorità 19 maggio 2011, PAS 12/11.

#### *5.2. Procedure autorizzative*

Ad oggi, appare che i principali ostacoli al rapido sviluppo degli impianti di produzione di energia elettrica dalle fonti rinnovabili siano da attribuire all'iter autorizzativo locale che appare frammentato, spesso burocratizzato e costoso. Emerge infatti la presenza di procedure per le autorizzazioni spesso molto diverse tra una Regione e l'altra, tempi

piuttosto lunghi (anche di anni) rispetto ai 180 giorni indicati dal decreto legislativo n. 387/03 per l'iter autorizzativo unico, oltre a costi ingenti (stimabili fino al 20 – 30% del valore complessivo degli incentivi attesi).

Occorre quindi prevedere strumenti, di carattere normativo e quindi regolatorio, finalizzati a rendere più certe e più omogenee sul territorio nazionale le procedure autorizzative. Positiva sotto questo profilo la recente approvazione delle linee guida interministeriali per la semplificazione delle autorizzazioni, rilasciate da regioni o enti locali, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Altrettanto positive sono le novità introdotte dal decreto legislativo n. 28/11, con particolare riferimento a:

- introduzione della procedura abilitativa semplificata, estendibile ad impianti di produzione fino a 1 MW, che potrebbe risolvere i problemi emersi con la DIA, più volte precedentemente evidenziati dall'Autorità;
- introduzione di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le amministrazioni interessate, per l'autorizzazione degli interventi per lo sviluppo delle reti elettriche, utilizzabile dai gestori di rete separatamente rispetto alle autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione (articolo 4, comma 4, del decreto legislativo n. 28/11).

Inoltre, sarebbe opportuno prevedere strumenti finalizzati a responsabilizzare maggiormente le Regioni e le amministrazioni coinvolte nel procedimento autorizzativo, al fine di rendere più certe le tempistiche nel rispetto delle normative vigenti. Ciò consentirebbe anche di eliminare i problemi relativi alla saturazione delle reti e i problemi di carattere speculativo che ne derivano.

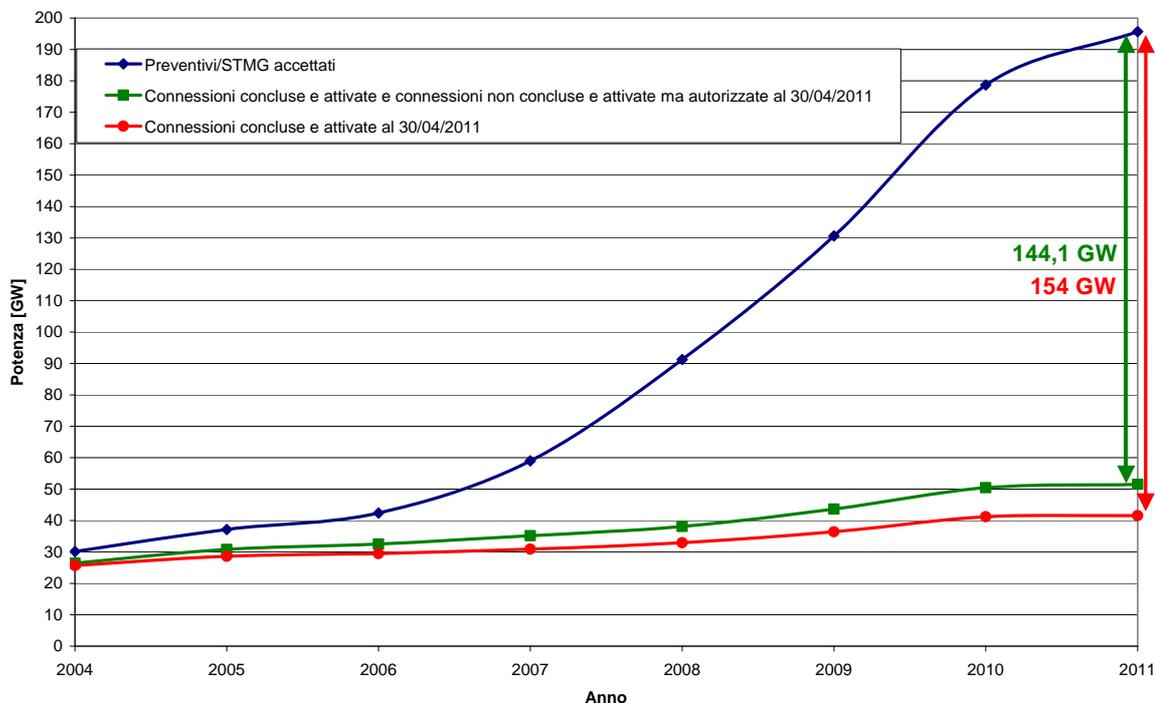
### 5.3. *Connessioni alla rete*

#### *La saturazione virtuale delle reti*

L'Autorità ha più volte rilevato che la "prenotazione" della capacità delle reti risulta essere imponente e non commisurata alla potenziale realizzazione degli impianti. Tale fenomeno costituisce una barriera all'ingresso di nuovi operatori che, in alcuni casi, realizzano gli impianti di produzione ma non riescono ad ottenere la connessione in tempi rapidi anche se la rete è satura solo "sulla carta". Tale fenomeno, cresciuto esponenzialmente, ha raggiunto dimensioni preoccupanti, tanto da rischiare di compromettere il corretto sviluppo del settore della produzione degli impianti di energia elettrica. Infatti, ad oggi, a fronte di quasi 250.000 preventivi di connessione alle reti di distribuzione e trasmissione accettati per 196 GW di potenza, solo 42 GW (di cui ca 11 GW di impianti fotovoltaici) sono relativi ad impianti già connessi. Dei restanti 154 GW, ben 144 GW (attribuiti a 22.000 preventivi) sono relativi ad impianti che non hanno ancora ottenuto l'autorizzazione alla realizzazione ed esercizio, ma che comunque continuano ad impegnare capacità sulle reti, generando il problema della saturazione virtuale (al riguardo si veda la figura 1 seguente). A titolo di esempio, si noti che sono ancora validi più di 1.000 preventivi, per oltre 50 GW, accettati prima del 2009, relativi ad impianti che non hanno ancora ottenuto l'autorizzazione alla realizzazione ed esercizio ma che comunque occupano capacità sulle reti da almeno 3 anni.

Il problema della "saturazione virtuale" si è aggravato negli ultimi anni a seguito dell'impetuoso sviluppo delle rinnovabili e dell'incremento esponenziale delle richieste di connessione alle reti elettriche, solo in parte associato al reale sviluppo degli impianti e della generazione diffusa: in parecchi casi, infatti, vengono presentate richieste di connessione e accettati preventivi a cui poi non fa seguito la costruzione dell'impianto

di produzione di energia elettrica. Ciò ha determinato l'insorgere del problema: la capacità di trasporto viene impegnata non da impianti realizzati o di certa realizzazione, ma da propositi di realizzazione la cui numerosità, tra l'altro, ne rende poco realistica l'effettiva realizzabilità.



**Figura 1:** dati cumulati totali delle richieste di connessione ancora valide al 30 aprile 2011

Al fine di risolvere tale problema, l'Autorità è intervenuta con la deliberazione ARG/elt 125/10, definendo un corrispettivo a garanzia della prenotazione della capacità di rete, correlato alla durata del periodo di prenotazione, da rendere disponibile al gestore di rete con cadenza annuale sotto forma di fidejussione bancaria o di deposito cauzionale. Tuttavia tale intervento, a seguito di ricorsi di numerosi operatori, è stato sospeso dal Tar Lombardia. Di recente l'Autorità ha avviato un procedimento, con la deliberazione ARG/elt 73/11, finalizzato alla revisione degli strumenti implementati al fine di superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche, nel quale si conferma la sospensione, a tutti i soggetti richiedenti, dell'obbligo del versamento del corrispettivo a garanzia della prenotazione della capacità di rete fino al 31 dicembre 2011, data prevista per la conclusione del procedimento medesimo.

La particolare urgenza di risolvere il problema delle connessioni con modifiche al Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA), è comunque considerata dall'Autorità come un intervento complementare ad una indispensabile rivisitazione della normativa sui procedimenti autorizzativi, attraverso una semplificazione e razionalizzazione complessiva che renda più certi i tempi di ottenimento delle autorizzazioni. Infatti la prenotazione della capacità di rete è spesso prolungata soprattutto a causa delle tempistiche e delle incertezze associate all'iter autorizzativo.

L'Autorità, con il documento per la consultazione DCO 37/11, ha ritenuto opportuno proporre una regolazione dell'accesso alla rete che attribuisca al richiedente la scelta di

quale soluzione seguire, assumendosi il rischio associato alla scelta effettuata; in pratica, si è ritenuto opportuno prospettare che il richiedente, in alternativa, possa prenotare la capacità di rete versando un corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete<sup>5</sup> che viene restituito qualora l'impianto di produzione venga effettivamente realizzato (salvo rinuncia entro i primi due anni) ovvero possa acquisire il diritto alla prenotazione della capacità in concomitanza con l'autorizzazione dell'impianto di produzione senza versare alcun corrispettivo.

Inoltre, vista l'urgenza dell'intervento e tenuto conto del fatto che gran parte del fenomeno della saturazione virtuale delle reti è dovuto a richieste di connessione inoltrate prima del 2011, affinché la proposta elaborata dall'Autorità sia efficace, si è ritenuto necessario che produca effetti anche per le richieste di connessione in corso e relative ad impianti di produzione non ancora autorizzati.

Si ritiene opportuno sottolineare che, proprio mentre era in corso il primo procedimento di consultazione e di elaborazione di proposte da parte dell'Autorità, lo stesso Parlamento, prendendo atto della rilevanza del problema, è intervenuto con l'articolo 1-septies, comma 2, del decreto legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito dalla legge 13 agosto 2010, n. 129, prevedendo che l'Autorità, sulla base di indirizzi del Ministero dello Sviluppo Economico, definisca regole finalizzate a evitare fenomeni di prenotazione di capacità di rete per impianti alimentati da fonti rinnovabili per i quali non siano verificate entro tempi definiti le condizioni di concreta realizzabilità delle iniziative, anche con riferimento alle richieste di connessione già assegnate.

#### *La saturazione reale delle reti*

Quello della saturazione delle reti non è un problema solo virtuale. Esistono infatti reti elettriche realmente sature e, pertanto, non in grado di veicolare tutta la produzione elettrica potenzialmente immessa. Il problema si è manifestato soprattutto lungo alcune dorsali appenniniche caratterizzate dalla presenza di numerosi impianti di generazione (per lo più eolici) e assorbimenti limitati o nulli. Per risolvere tale problema, occorre sviluppare le reti elettriche e, congiuntamente, può essere opportuno valutare la realizzazione di sistemi di accumulo (in particolare i sistemi di pompaggio) che consentano di sfruttare al meglio la rete disponibile. Tali aspetti vengono più diffusamente trattati nel capitolo 6.

#### *5.4. Misura dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da FER*

Il decreto interministeriale 5 maggio 2011 (recante criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici e lo sviluppo di tecnologie

---

<sup>5</sup> In coerenza con quanto proposto nel documento per la consultazione DCO 15/10 e nella deliberazione ARG/elt 125/10, il corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete è pari al prodotto tra la potenza ai fini della connessione (pari al maggiore valore tra zero e la differenza tra la potenza in immissione richiesta e la potenza già disponibile per la connessione) e un valore unitario differenziato in base al livello di tensione a cui dovrà essere erogato il servizio di connessione. Tale valore unitario, commisurato al costo della soluzione tecnica convenzionale di connessione al livello di tensione superiore a quello a cui l'impianto dovrebbe essere connesso, è pari a:

- 20.250 €/MW nel caso di connessioni alle reti in alta e altissima tensione;
- 60.000 €/MW nel caso di connessioni alle reti in media tensione;
- 110 €/kW nel caso di connessioni alle reti in bassa tensione.

innovative per la conversione fotovoltaica), all'articolo 20, assegna all'Autorità il compito di aggiornare i provvedimenti relativi all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, prevedendo che la responsabilità di tale servizio sia, in ogni caso, posta in capo ai gestori di rete cui gli impianti risultano essere collegati.

Come già evidenziato nel documento per la consultazione DCO 25/11, finalizzato all'attuazione del decreto interministeriale 5 maggio limitatamente alle parti di competenza dell'Autorità medesima, si ritiene opportuno che i decreti di attuazione dei nuovi strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili:

- evitino che la responsabilità e la regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta presenti distinzioni in funzione del tipo di fonte o di tecnologia e del tipo di destinazione commerciale dell'energia elettrica;
- lascino flessibilità nell'individuare la responsabilità del servizio di misura, pur confermando che la responsabilità della raccolta, validazione e registrazione della misura sia posta in capo a un soggetto terzo rispetto al produttore.

L'Autorità, peraltro, intende porre in consultazione la più generale revisione della regolazione del servizio di misura per il nuovo periodo regolatorio 2012-2015, ivi incluso il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, in particolare da fonti rinnovabili. In particolare, si intende allineare, per quanto possibile, le responsabilità del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta con quelle di misura dell'energia elettrica immessa (poiché spesso le due misure sono tra loro correlate), rendendo più razionale e più efficiente la regolazione in materia.

#### 5.5. *Strumenti di incentivazione oggi vigenti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili*

In Italia ed in Europa, a seguito della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, nuovi meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili si sono affiancati, ed in alcuni casi sovrapposti, a quelli preesistenti.

I molteplici regimi di sostegno esistenti possono essere divisi quindi in due categorie principali:

1. regimi di mercato (metodi di quantità - certificati verdi);
2. regimi amministrati (metodi di prezzo - *feed-in tariffs* - conti energia, incentivi conto capitale, incentivi fiscali).

In Italia convivono di fatto quasi tutti i meccanismi di incentivazione, di entrambe le categorie. In particolare:

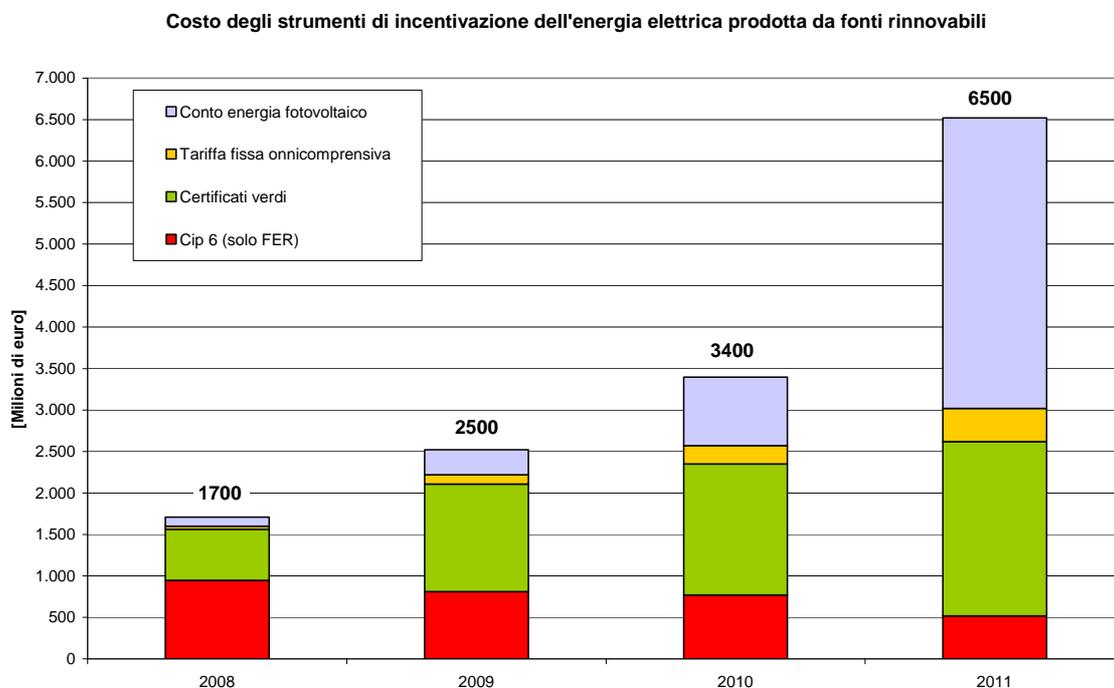
- tariffe incentivate (Cip 6) per fonti rinnovabili e assimilate;
- sistema dei certificati verdi (CV) per le fonti rinnovabili;
- sistema di *feed-in tariffs* per impianti da fonte rinnovabile, ad esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza fino ad 1 MW (200 kW per l'eolico);
- sistema di conto energia per impianti da fonte solare ed in particolare per l'energia fotovoltaica;
- contributi a fondo perduto (a livello locale) per alcune fonti rinnovabili.

Gli effetti economici dei meccanismi d'incentivazione menzionati possono essere schematizzati come evidenziato in (figura 2)<sup>6</sup>. Tali meccanismi hanno permesso

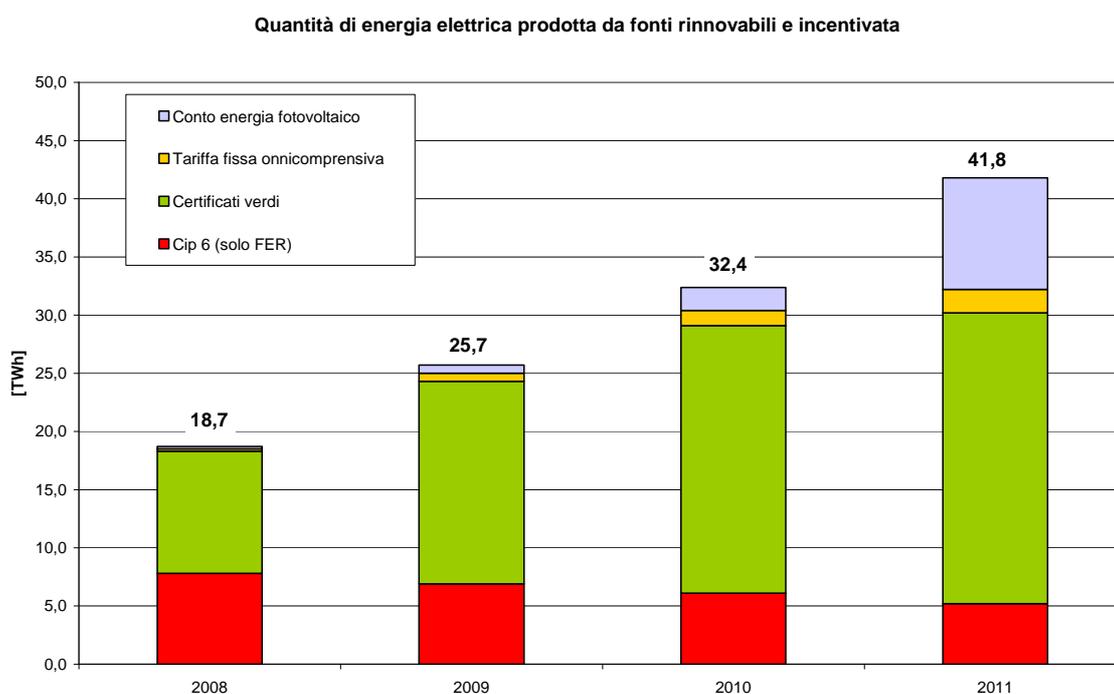
---

<sup>6</sup> Nei paragrafi seguenti vengono riportati dati a consuntivo per gli anni 2009 e 2010 oltre che stime per l'anno 2011.

l'incentivazione di una quantità di energia elettrica ormai superiore a 40 TWh (nel 2010 ca 32 TWh a fronte di una produzione complessiva da fonti rinnovabili di ca 76 TWh), come evidenziato in [figura 3](#). Ulteriori dettagli relativi ai dati a consuntivo per gli anni 2009 e 2010 e alle stime per l'anno 2011 sono evidenziati in [Appendice](#).



**Figura 2:** costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili



**Figura 3:** *quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata. Si noti che, in relazione ai certificati verdi, non è possibile associare direttamente la quantità di energia elettrica incentivata in un dato anno con i relativi costi per il medesimo anno. Ciò perché i certificati verdi emessi ogni anno sono validi per i successivi tre anni.*

I costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano copertura tramite la componente tariffaria A<sub>3</sub><sup>7</sup>, con l'unica eccezione dei costi associati ai certificati verdi negoziati che, pertanto, non sono oggetto di ritiro da parte del GSE. Si stima che per l'anno 2011, i costi complessivamente coperti tramite la componente A<sub>3</sub> ammontino a circa 5,8 miliardi di euro. Ad essi occorre aggiungere poco più di un miliardo di euro per l'incentivazione degli impianti alimentati da fonti assimilate per i quali continuano ad essere vigenti le convenzioni Cip 6.

Per quanto riguarda l'andamento dei costi attesi fino al 2020 per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, si rimanda alla segnalazione PAS 12/11 ove si evidenzia che il costo degli strumenti incentivanti, per il solo anno 2020, potrebbe essere prossimo a 10 – 12 miliardi di euro<sup>8</sup>.

#### 5.6. *Efficienza energetica e produzione di energia termica da fonti rinnovabili*

In Italia sono già stati adottati strumenti incentivanti finalizzati a promuovere l'efficienza energetica e la produzione di energia termica da fonti rinnovabili. In particolare il meccanismo dei TEE ha sino ad oggi consentito di superare gli obiettivi inizialmente fissati dal Governo in materia di efficienza energetica (decreti ministeriali 20 luglio 2004) a costi molto contenuti.

Nel complesso, i contributi erogati per il periodo 2005 – 2010, fissati dall'Autorità e finanziati a valere sulle bollette di elettricità e gas naturale, sono stati di poco superiori agli 800 milioni di euro ed hanno consentito il risparmio di circa 9,6 milioni di tep 'addizionali'<sup>9</sup>, equivalenti a quasi 8 miliardi di kWh elettrici annui, ovvero al consumo annuo domestico di una città di circa 2 milioni di abitanti, o alla produzione annua di una centrale elettrica di circa 990 MW, consentendo il risparmio di circa 4 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>.

---

<sup>7</sup> La componente tariffaria A<sub>3</sub>, che alimenta il Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, attualmente rappresenta circa l'86% degli oneri di sistema (l'11,3% circa della tariffa elettrica al lordo delle imposte per l'utente di tipo domestico che usufruisce del regime di maggior tutela), comportando una spesa annua per l'utente tipo domestico pari a circa 50 euro all'anno. In particolare, l'incentivazione alle assimilate è circa il 18% del totale della A<sub>3</sub> e il sostegno alle rinnovabili rappresenta l'82% circa del totale.

<sup>8</sup> Nell'ipotesi che il consumo finale di energia elettrica al 2020 sia pari a 374 TWh (come ipotizzato nel PAN), si avrebbe un costo unitario di 2,7 – 3,2 c€/kWh (il doppio rispetto ad oggi), circa il 17 – 20% dell'attuale costo unitario del kWh elettrico al lordo delle imposte.

<sup>9</sup> Queste valutazioni sono conservative in quanto, secondo la regolazione tecnica del meccanismo sviluppata dall'Autorità, gli incentivi vengono erogati solo per interventi di installazione di tecnologie più efficienti nell'uso dell'energia rispetto agli standard di legge o alla media del mercato e limitatamente ad un certo numero di anni (fissati dai decreti ministeriali e inferiori alla vita tecnica delle tecnologie). Questo significa che i risparmi energetici ed economici complessivamente generati dal sistema sono ancora maggiori di quelli cosiddetti 'addizionali' contabilizzati e incentivati dal sistema.

In base a calcoli molto conservativi, nel periodo 2005-2010 l'incentivo medio erogato per il risparmio di 1 kWh 'addizionale' non ha superato 2 c€, a fronte di incentivi per la produzione dello stesso kWh con fonti rinnovabili che sono oggi compresi tra 8 e 44 c€ a seconda del meccanismo di incentivazione e della tecnologia di riferimento.

Sulla base degli esiti della consultazione avviata nel dicembre 2010 l'Autorità sta finalizzando, in coordinamento con i competenti Ministeri, l'aggiornamento della regolazione tecnica del meccanismo, orientato ad aumentare, a parità di costo complessivo per il Paese, gli incentivi agli interventi più 'strutturali', ovvero che generano risparmi energetici per un maggior numero di anni e, dunque, complessivamente superiori.

Per quanto riguarda l'efficienza energetica, il Governo, con il decreto legislativo n. 28/11, ha ritenuto opportuno confermare gli strumenti incentivanti già esistenti (i TEE), pur prevedendo alcune importanti modifiche nella loro gestione (ed aggiungendovi il cosiddetto "conto energia termica" per i piccoli interventi). In particolare, è stato accresciuto il numero di soggetti coinvolti nella definizione della regolazione attuativa:

- affidando ad Enea (art. 30, comma 1, lettera a)) il compito di sviluppare ulteriori proposte al MSE di nuove metodologie semplificate per la quantificazione dei risparmi energetici (addizionali rispetto alle cosiddette schede tecniche standardizzate di cui alle Linee guida dell'Autorità);
- trasferendo dall'Autorità al MSE (art. 29, comma 1, lettera f)) il compito di fissare i criteri per la determinazione del contributo tariffario erogato ai distributori obbligati per il conseguimento degli obiettivi di risparmio.

In considerazione dei risultati finora conseguiti si ritiene opportuno che l'Autorità continui a contribuire alla regolazione economica, alla regolazione tecnica generale (le cosiddette Linee guida) e alla funzione di verifica di coerenza.

### 5.7. Cogenerazione ad alto rendimento

Nell'ambito dell'efficienza energetica, la cogenerazione ad alto rendimento assume un ruolo rilevante. Al riguardo, il decreto legislativo n. 20/07 ha recepito in Italia la direttiva 2004/8/CE e, tra l'altro, ha precisato che fino al 31 dicembre 2010 è considerata cogenerazione ad alto rendimento la cogenerazione rispondente alla definizione di cui all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99 (cioè quella rispondente alla deliberazione n. 42/02).

Il decreto legislativo n. 20/07 ha altresì previsto che *“Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, sentito il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali e d'intesa con la Conferenza unificata, adottato entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono stabiliti i criteri per l'incentivazione della cogenerazione ad alto rendimento, nell'ambito dei provvedimenti di cui al comma 1 (certificati bianchi). Detti criteri tengono conto di: a) potenza elettrica dell'impianto; b) rendimento complessivo dell'impianto; c) calore utile; d) aspetti innovativi dell'impianto e delle modalità d'uso del calore utile, in particolare ai fini dell'impiego in teleriscaldamento e per la trigenerazione; e) specificità dell'impiego in agricoltura per il riscaldamento delle serre destinate alla produzione floricola ed orticola; f) risparmio energetico conseguito e relativa persistenza nel tempo; g) tipologia di combustibile impiegato; h) emissioni inquinanti e climalteranti.”*

Successivamente l'articolo 30, comma 11, della legge n. 99/09 ha previsto che *“Il regime di sostegno previsto per la cogenerazione ad alto rendimento di cui al secondo*

*periodo del comma 1 dell'articolo 6 del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, è riconosciuto per un periodo non inferiore a dieci anni, limitatamente alla nuova potenza entrata in esercizio dopo la data di entrata in vigore del medesimo decreto legislativo, a seguito di nuova costruzione o rifacimento nonché limitatamente ai rifacimenti di impianti esistenti. Il medesimo regime di sostegno è riconosciuto sulla base del risparmio di energia primaria, anche con riguardo all'energia autoconsumata sul sito di produzione, assicurando che il valore economico dello stesso regime di sostegno sia in linea con quello riconosciuto nei principali Stati membri dell'Unione europea al fine di perseguire l'obiettivo dell'armonizzazione ed evitare distorsioni della concorrenza. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, da emanare entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, sono definiti i criteri e le modalità per il riconoscimento dei benefici di cui al presente comma e all'articolo 14 del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, garantendo la non cumulabilità delle forme incentivanti.”*

Infine, l'articolo 29, comma 4, del decreto legislativo n. 28/11 ha previsto che “*Gli impianti cogenerativi entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999 e prima della data di entrata in vigore del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, riconosciuti come cogenerativi ai sensi delle norme applicabili alla data di entrata in esercizio dell'impianto, hanno diritto, qualora non accedano ai certificati verdi né agli incentivi definiti in attuazione dell'articolo 30, comma 11, della legge n. 23 luglio 2009, n. 99, a un incentivo pari al 30% di quello definito ai sensi della medesima legge per un periodo di cinque anni a decorrere dall'entrata in vigore del decreto di definizione del predetto incentivo, purché, in ciascuno degli anni del predetto periodo, continuino ad essere cogenerativi ai sensi delle norme applicabili alla data di entrata in esercizio.”*

In attuazione delle normative sopra richiamate, il Ministero dello Sviluppo Economico ha emanato il decreto ministeriale 4 agosto 2011 (recante il recepimento delle decisioni della Commissione europea del 21 dicembre 2006 e del 19 novembre 2008 in materia di cogenerazione ad alto rendimento) e il decreto ministeriale 5 settembre 2011 in materia di definizione del regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento.

Visto il quadro normativo oggi vigente, ai fini dell'ottenimento dei certificati bianchi, le unità di cogenerazione possono essere classificate come segue:

- unità entrate in esercizio dopo l'1 aprile 1999 e prima dell'1 aprile 2002 (data di applicazione della deliberazione n. 42/02). Per tali unità, ai fini dell'ottenimento dei certificati bianchi per 5 anni a decorrere dalla data di entrata in vigore del decreto ministeriale 5 settembre 2011, la condizione di cogenerazione deve essere soddisfatta sulla base del provvedimento Cip n. 6/92, secondo cui la cogenerazione è “*intesa come produzione combinata di energia elettrica e calore*”<sup>10</sup>;
- unità entrate in esercizio dopo il 31 marzo 2002 e prima del 7 marzo 2007 (data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 20/07). Per tali unità, ai fini

---

<sup>10</sup> Secondo il provvedimento Cip n. 6/92, gli impianti di cogenerazione rientrano tra gli impianti alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili, che, in più, comprendono: gli impianti che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico ed altre forme di energia recuperabile in processi e in impianti; quelli che utilizzano gli scarti di lavorazione e/o di processi e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati. Inoltre, il provvedimento Cip n. 6/92 prevede che un impianto è assimilato agli impianti che utilizzano fonti di energia rinnovabili quando l'indice energetico Ien, ivi definito, è maggiore o uguale a 0,51.

dell'ottenimento dei certificati bianchi per 5 anni a decorrere dalla data di entrata in vigore del decreto ministeriale 5 settembre 2011, la condizione di cogenerazione deve essere soddisfatta sulla base della deliberazione n. 42/02;

- unità entrate in esercizio a decorrere dal 7 marzo 2007 e fino al 31 dicembre 2010. Per tali unità, ai fini dell'ottenimento dei certificati bianchi per 10 anni dall'inizio dell'anno successivo a quello di entrata in esercizio, la condizione di cogenerazione deve essere soddisfatta sulla base delle nuove modalità di calcolo derivanti dalla direttiva 2004/8/CE. Se però tali unità non sono in grado di rispettare le nuove modalità di calcolo derivanti dalla direttiva 2004/8/CE, possono essere ammesse agli incentivi per lo stesso periodo qualora soddisfino la precedente definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02;
- unità entrate in esercizio a decorrere dall'1 gennaio 2011. Per tali unità, ai fini dell'ottenimento dei certificati bianchi per 10 anni dall'inizio dell'anno successivo a quello di entrata in esercizio, la condizione di cogenerazione deve essere soddisfatta sulla base delle nuove modalità di calcolo derivanti dalla direttiva 2004/8/CE.

Inoltre appare che in tutti i casi sopra richiamati, a partire dal 2012 sulla base dei dati a consuntivo dell'anno 2011, lo scambio sul posto, l'esonero dall'obbligo di acquisto dei CV e le semplificazioni relative alle connessioni si applichino qualora sia soddisfatta la definizione di cogenerazione ad alto rendimento derivante dalla direttiva 2004/8/CE. Ne deriva pertanto una rilevante complessità gestionale poiché per la stessa unità occorrerebbe applicare diverse definizioni di cogenerazione. Vi è quindi la possibilità che la stessa unità risulti non cogenerativa ad alto rendimento ai fini dell'ottenimento dei certificati bianchi e invece pienamente cogenerativa per le altre finalità o viceversa. Dall'analisi dei decreti ministeriali 4 agosto 2011 e 5 settembre 2011 emergono anche altre criticità.

Per quanto riguarda la nuova definizione di cogenerazione ad alto rendimento si osserva che il decreto ministeriale 4 agosto 2011, nel recepire la decisione della Commissione europea del 19 novembre 2008, trascura il concetto di "pieno regime di cogenerazione". In particolare, tale decisione prevede che *"Un'unità di cogenerazione che opera con il massimo livello tecnicamente possibile di recupero di calore da essa generato è considerata come operante in pieno regime di cogenerazione"* e che *"Nei casi in cui l'impianto non opera in pieno regime di cogenerazione in normali condizioni operative, è necessario identificare l'elettricità e il calore non prodotti in regime di cogenerazione e distinguerli dalla produzione da CHP"*. Tale definizione è rilevante per l'individuazione del cosiddetto «rapporto energia/calore» C, per cui *"Per la parte CHP, l'operatore dell'impianto controlla il modello di carico (domanda di calore utile) e valuta se l'unità funziona in pieno regime di cogenerazione in certi periodi. In caso affermativo, l'operatore misura la produzione reale di calore ed energia elettrica dell'unità di cogenerazione per questa situazione e durante i periodi in questione. Con questi dati può determinare il «rapporto energia/calore» ( $C_{actual}$ ) effettivo"*.

In sostanza, l'obiettivo della direttiva europea è quello di promuovere il massimo recupero di calore utile perché è in tale modalità di funzionamento che l'unità cogenerativa consente di massimizzare il risparmio di energia primaria. Per fare ciò, nei casi in cui il rendimento complessivo dell'unità è inferiore al 75% o all'80% (in

funzione della tecnologia)<sup>11</sup>, la direttiva propone che l'unità di cogenerazione sia divisa in due parti virtuali: la prima caratterizzata dall'intera quantità di calore utile, dall'energia elettrica producibile nella condizione di massimo recupero termico (pari al prodotto tra il calore utile e il parametro C); la seconda caratterizzata dall'energia elettrica eventualmente prodotta in più. La direttiva europea propone che l'indice PES (*Primary Energy Saving*) venga calcolato per la sola parte virtuale relativa alla condizione di massimo recupero termico.

Ciò nonostante, il decreto ministeriale 4 agosto 2011, non recepisce il concetto di "pieno regime di cogenerazione" e, ai fini della determinazione del parametro C precisa che *"Per la parte con cogenerazione, l'operatore dell'impianto rileva, per tutto il periodo di riferimento, il diagramma di carico del calore (domanda di calore utile in funzione del tempo) ed individua gli eventuali periodi in cui l'unità di cogenerazione funziona in cogenerazione. Per ciascuno di tali periodi, l'operatore misura la produzione reale di calore utile e di energia elettrica dell'unità di cogenerazione. Con questi dati determina il «rapporto energia/calore» effettivo ( $C_{eff}$ )"*.

Quindi, venendo meno il concetto di "pieno regime di cogenerazione", potrebbero essere ammesse ai benefici previsti per la cogenerazione ad alto rendimento alcune unità ben lontane dal massimo recupero di calore, in contrasto con quanto previsto dalla normativa europea. Si ritiene pertanto opportuno che tale concetto venga introdotto anche nei decreti di recepimento.

Inoltre non si precisa quali siano le modalità di calcolo del parametro C: occorre pertanto completare i decreti ministeriali su tale profilo, definendo una regolazione puntuale finalizzata a individuare in modo univoco e facilmente verificabile le grandezze necessarie per il calcolo degli indici da cui deriva la definizione stessa di cogenerazione ad alto rendimento. Tale ruolo potrebbe peraltro essere svolto dall'Autorità coerentemente con quanto è stato fatto con la deliberazione n. 42/02.

Si rileva altresì che, ai fini del calcolo dell'indice PES, ci si riferisce all'energia elettrica lorda, anziché all'energia elettrica netta, aumentando quindi la possibilità che le unità di cogenerazione possano essere definite ad alto rendimento. Si rileva tuttavia che tale prescrizione è già contenuta nelle linee guida della Commissione europea.

Per quanto riguarda l'erogazione degli incentivi per la cogenerazione ad alto rendimento, non si comprendono le motivazioni per cui i nuovi strumenti incentivanti debbano essere applicati agli impianti entrati in esercizio prima del 7 marzo 2007<sup>12</sup> (data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 20/07 che ha introdotto tali nuovi strumenti). Ciò perché:

- tali impianti sono stati realizzati in assenza degli strumenti incentivanti attualmente implementati;
- la cogenerazione, che già permette di ottenere importanti risparmi di energia primaria, potrebbe essere realizzata anche in assenza di strumenti incentivanti;

---

<sup>11</sup> In particolare, il rendimento complessivo di riferimento è pari a:

- 75% nel caso di unità di produzione combinata di energia elettrica e calore con turbina a vapore a contropressione, turbina a gas con recupero termico, motore a combustione interna, microturbine, motori Stirling e celle a combustibile;
- 80% nel caso di unità di produzione combinata di energia elettrica e calore a ciclo combinato con recupero di calore e con turbina a vapore con condensazione e spillamento.

<sup>12</sup> Tale previsione, ripresa dal decreto ministeriale 5 settembre 2011, deriva dal decreto legislativo n. 28/11.

- verrebbero erogati incentivi con effetto retroattivo in un periodo in cui tutte le sovvenzioni e le incentivazioni stanno subendo rilevanti tagli.

Per la valutazione dell'impatto dei nuovi strumenti incentivanti si rileva che l'attuale prezzo di ritiro dei certificati bianchi da parte del GSE è pari a ca 94 €/tep.

Da ultimo si ritiene importante osservare come il decreto ministeriale 5 settembre 2011, diversamente da quanto previsto dai criteri generali elencati all'art. 6 del D.Lgs. n. 20/07, non prevede alcuna particolare agevolazione per gli impianti CAR alimentati da fonti rinnovabili e introduce al contempo (al citato articolo 6) un divieto di cumulo stringente, salvo poche eccezioni, tra questi nuovi incentivi e “*altri incentivi pubblici e regimi di sostegno comunque denominati*”. In altre parole, il recente decreto introdurrebbe per gli operatori un obbligo di scelta secca tra le due forme di incentivazione: certificati bianchi sull'intera produzione cogenerativa oppure certificati verdi/tariffa fissa onnicomprensiva sulla sola produzione elettrica.

## 5.8. *L'azione del regolatore*

### *Definizione degli strumenti incentivanti*

Riguardo all'azione da attribuire al Regolatore indipendente nell'ambito dei meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione ad alto rendimento, anche considerato che l'incentivazione delle rinnovabili e la promozione dell'efficienza energetica in Italia vengono finanziati a valere sulle bollette dei consumatori di energia elettrica, l'Autorità ritiene che un modo più efficiente di gestione di tali incentivi possa consistere nel conservare in capo a Governo e Parlamento la fissazione, nell'ambito delle politiche energetiche, ambientali e industriali, di obiettivi quantitativi e temporali, distinti per ciascuna fonte, demandando all'Autorità stessa la responsabilità di definire le modalità per il raggiungimento, al minimo costo, dei suddetti obiettivi.

L'Autorità, seppur per finalità diverse dalla definizione di strumenti incentivanti, ha recentemente commissionato al Politecnico di Milano uno studio finalizzato ad analizzare gli attuali costi medi di produzione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili. Tale studio, che potrebbe essere d'interesse per la definizione dei nuovi strumenti incentivanti in attuazione del decreto legislativo n. 28/11, è pubblicato sul sito *internet* dell'Autorità in allegato al documento per la consultazione DCO 9/11.

### *Verifiche e controlli*

In relazione alle verifiche e ai controlli, si evidenzia la necessità di garantire la terzietà, prevedendo cioè che le verifiche ispettive sugli impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o cogenerativi ad alto rendimento che percepiscono gli incentivi non siano effettuati dal medesimo soggetto che rilascia le qualifiche ma da un soggetto terzo. Invece, il decreto legislativo n. 28/11 e il decreto ministeriale 5 settembre 2011 prevedono che le ispezioni siano effettuate dal GSE, che è il soggetto che rilascia la qualifica IAFR e la qualifica di cogenerazione ad alto rendimento e che eroga gli incentivi.

## **6. Infrastrutture di rete e servizio di dispacciamento**

### 6.1. *Quadro generale*

Negli ultimi anni, per effetto delle politiche di incentivazione perseguite dal legislatore, si sta assistendo ad uno sviluppo molto rapido della capacità di produzione di energia elettrica oggetto di incentivazione, attribuibile per lo più alla realizzazione e

connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili. In particolare, tale sviluppo riguarda gli impianti eolici, prevalentemente connessi alla rete di trasmissione nazionale, e gli impianti fotovoltaici, prevalentemente connessi alle reti di distribuzione in bassa e media tensione.

Alla fine del 2010, la capacità installata degli impianti eolici ammontava, infatti, a 5.000 MW e potrebbe verosimilmente raggiungere i 9.600 MW entro i prossimi tre anni; la capacità installata degli impianti fotovoltaici ammontava, invece, a 2.500 MW ma ha già raggiunto gli 11.000 MW (che si stimano crescere a oltre 12.000 MW a fine anno): perdurando simili ritmi di crescita, gli impianti fotovoltaici sono destinati a raggiungere i 23.000 MW prospettati dal decreto interministeriale 5 maggio 2011 ben prima del 2016.

Naturalmente una penetrazione così marcata e rapida delle fonti rinnovabili non programmabili nel SE, ed in particolare una percentuale così elevata di potenza elettrica connessa alla rete di distribuzione, richiede una radicale modifica dei criteri di sviluppo e gestione della rete che nel passato sono stati seguiti. Non più un sistema fatto da reti “intelligenti” (la RTN) e reti “passive” (le reti di distribuzione), da impianti “intelligenti” (le unità di produzione abilitate alla fornitura di uno o più servizi di rete) e impianti “passivi” (le unità di produzione non abilitate alla fornitura di alcuno dei servizi di rete). Ma un sistema in cui anche le reti di distribuzione progressivamente da “passive” diventano “attive” (*smart grid*) e gli impianti “passivi” diventino progressivamente anch’essi “attivi”, dovendo contribuire alla gestione efficace, efficiente ed in sicurezza del SE.

Tale obiettivo si può raggiungere operando in maniera coordinata su due aspetti:

- le modalità di gestione delle reti, ovvero il dispacciamento;
- lo sviluppo delle infrastrutture di rete.

I predetti aspetti sono fortemente correlati e, in alcuni casi, potrebbero essere tra loro sostitutivi. Ad esempio, la realizzazione di nuove reti consente l’incremento della capacità di trasporto tra zone e, di conseguenza, consente un incremento della capacità di regolazione riducendo la necessità di interventi nell’ambito del dispacciamento. Viceversa, l’ottimizzazione del servizio di dispacciamento consente di utilizzare nel modo migliore tutte le risorse di rete disponibili. Pertanto occorre valutare quale sia l’intervento che permette di ottenere i migliori risultati al minor costo per il sistema.

In alcuni contesti, peraltro, lo sviluppo delle reti potrebbe non essere lo strumento più efficace per gestire la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili. Ad esempio, se tale produzione è fortemente stagionale oppure presenta dei picchi concentrati in poche ore, anziché realizzare nuove reti sostenendo costi rilevanti, potrebbe essere più opportuno analizzare la possibilità di sfruttare al meglio la rete e la flessibilità del parco di generazione disponibile, effettuando azioni di modulazione della produzione da fonti rinnovabili non programmabili o realizzando sistemi di accumulo (in particolare i sistemi di pompaggio) o sistemi di rilevazione e regolazione dinamica delle reti. Le predette azioni di modulazione dovrebbero comunque essere operate tenendo conto degli obiettivi da raggiungere al 2020. Peraltro, il decreto legislativo n. 28/11 prevede che Terna individui gli interventi di potenziamento della rete che risultano necessari per assicurare l’immissione e il ritiro integrale dell’energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili già in esercizio.

## 6.2. *Il dispacciamento*

### Problematiche connesse con l'integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato elettrico

Il forte sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili sta comportando il manifestarsi di problematiche di carattere tecnico ed economico. Tali problematiche sono attribuibili all'aleatorietà della produzione da fonti rinnovabili non programmabili e accentuate dalle carenze infrastrutturali delle aree in cui tali fonti sono prevalentemente localizzate.

In particolare, l'aleatorietà di tali fonti comporta: da un lato, un incremento dell'errore di previsione del carico residuo da bilanciare in tempo reale e, quindi, un incremento dei fabbisogni di regolazione di frequenza e potenza sia in aumento (riserva a salire) che in diminuzione (riserva a scendere); dall'altro, la riduzione della porzione di carico soddisfatta da unità di produzione termoelettriche con capacità di regolazione rende ancora più difficoltosa la costituzione dei margini di riserva necessari a soddisfare i predetti fabbisogni (taluni servizi di riserva possono infatti essere resi esclusivamente o prevalentemente da impianti in produzione). In più, tali difficoltà sono ulteriormente acute per effetto delle carenze infrastrutturali (scarsa magliatura di rete e impianti termoelettrici di vecchia generazione con scarse capacità di regolazione) delle zone in cui le fonti non programmabili sono disponibili.

La generazione da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili potrebbe causare una pluralità di impatti rilevanti sulla gestione in sicurezza del SE, tra cui, in ordine di criticità:

1. l'influenza sui sistemi di difesa;
2. l'influenza sull'approvvigionamento di risorse, sia nella fase di programmazione del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), sia nella fase di gestione in tempo reale del medesimo mercato (denominata "Mercato di bilanciamento o MB");

### Influenza sui sistemi di difesa

L'influenza sui sistemi di difesa associata alle fonti rinnovabili non programmabili deriva dal fatto che per tali impianti, anche tenendo conto della loro scarsa diffusione, almeno fino al 2008 non è mai stato richiesto di prestare servizi di rete.

A seguito dello sviluppo degli impianti eolici, l'Autorità con le deliberazioni ARG/elt 98/08 e ARG/elt 5/10, ha previsto l'obbligo, per tali impianti, di fornire servizi di rete, in particolare la modulazione, l'insensibilità ai buchi di tensione e il teledistacco, e di disporre di sistemi di protezione tarati in modo da prevederne la disconnessione ogni qualvolta la frequenza fuoriesca dall'intervallo 47,5 Hz – 51,5 Hz.

Tali disposizioni, ad oggi, non si applicano agli altri impianti rilevanti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e agli impianti connessi su rete di distribuzione in media e bassa tensione (che sono attualmente i più numerosi).

Pertanto, gli impianti di generazione distribuita, in particolare i fotovoltaici, presentano ancora sistemi di protezione tarati in modo da prevederne la disconnessione ogniqualvolta la frequenza fuoriesca dall'intervallo 49,7 Hz - 50,3 Hz. Ciò comporta che, in caso di grave incidente di rete con variazione di frequenza significativa, si verificherebbe una perdita di generazione pari all'intera generazione distribuita (tra cui i soli impianti fotovoltaici presentano una potenza installata di 11.000 MW), rendendo di fatto necessaria l'attivazione del piano di difesa del SE e, in particolare, del piano di alleggerimento del carico. Quest'ultimo piano controlla il distacco di carico civile a seguito di gravi incidenti di rete che provochino un'elevata perdita di generazione.

L'eventuale venir meno della generazione distribuita non è compensabile con la regolazione primaria di frequenza: ciò implica un significativo aumento della probabilità di distacco di carico civile tramite gli alleggeritori. Simulazioni recenti effettuate da Terna mostrano che le situazioni potenzialmente più critiche si possono presentare nei periodi diurni dei giorni di basso carico (quali le festività).

Un'ulteriore criticità è costituita dall'efficacia dei banchi di manovra d'emergenza, poiché questi ultimi sono dimensionati in base ai carichi disponibili nel 2010 alimentati dalle cabine primarie della distribuzione. Lo sviluppo della generazione distribuita connessa in MT e BT a valle degli interruttori aperti per distaccare il carico sul sistema primario diminuisce, infatti, la potenza netta scambiata con la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) e, quindi, diminuisce la quantità di potenza ricavabile tramite attivazione dei banchi di manovra d'emergenza per recuperare regimi di sottofrequenza. Un primo effetto della situazione descritta si è manifestato il 18 maggio u.s. in Sicilia allorquando, in condizioni di rete isolata dal Continente, la perdita di un'unità di produzione da 150 MW pur provocando un lieve calo di frequenza, ha indotto la perdita di 80 MW di produzione fotovoltaica, rendendo necessario l'intervento degli alleggeritori di carico.

Un secondo potenziale effetto della situazione descritta è invece emerso in fase di pianificazione dell'esercizio del SE per il mese di agosto u.s.. Per preservare la sicurezza del sistema, anche in caso di separazione di rete con l'estero, in una situazione di bassi livelli di consumo e di elevata produzione fotovoltaica, Terna ha proceduto a ridurre la capacità di trasmissione in importazione (NTC) sulla frontiera Nord di circa 2000 MW al fine di:

- a. limitare lo sbilancio di potenza a seguito dell'eventuale separazione;
- b. assicurare la presenza in servizio di un numero minimo di impianti termoelettrici abilitati ai servizi di dispacciamento per avere più capacità di regolazione e più inerzia a controllo del transitorio successivo all'eventuale separazione.

Al medesimo fine di cui al punto b), Terna ha altresì richiesto agli Utenti di Dispacciamento di impianti rilevanti non abilitati ai servizi di dispacciamento di poter ridurre o spegnere tali impianti in caso di necessità.

Per i motivi sopra esposti e compatibilmente con le caratteristiche degli impianti, l'Autorità sta valutando la necessità di estendere l'obbligo di modificare le tarature dei sistemi di protezione in modo da prevederne la disconnessione ogni qualvolta la frequenza fuoriesca dall'intervallo 47,5 – 51,5 Hz a tutti gli impianti di generazione distribuita, a partire dai fotovoltaici la cui penetrazione, soprattutto in alcune zone d'Italia sta diventando rilevante. Per gli stessi motivi si ritiene necessario anticipare agli impianti che entrano in esercizio nel corso del 2012 le prescrizioni già previste dal 2013 dal decreto interministeriale 5 maggio 2011 in materia di *inverter* per gli impianti fotovoltaici.

#### Influenza sull'approvvigionamento di risorse su MSD e su MB

L'influenza sull'approvvigionamento di risorse trae origine da due elementi:

- a) i profili di produzione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili modificano significativamente l'andamento dei carichi orari zonali da soddisfare tramite generazione da impianti programmabili direttamente connessi alla RTN;
- b) la carenza di informazioni aggiornate circa il livello e la localizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e circa il suo effettivo profilo di produzione orario zonale non consente né di prevedere adeguatamente la

produzione di tali impianti da offrire sul Mercato del Giorno Prima (MGP) né di prevedere adeguatamente i fabbisogni orari zionali residui<sup>13</sup> ai fini dell'approvvigionamento di risorse nella fase di programmazione di MSD.

Con riferimento al punto a), l'elevata penetrazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili comporta la riduzione dei carichi residui, con il conseguente incremento delle difficoltà di costituzione dei margini di riserva necessari per l'aleatorietà della fonte e del carico.

Per quanto riguarda gli impianti eolici, nelle aree in cui la fonte risulta disponibile soprattutto nelle ore notturne, l'incremento della produzione eolica accentua progressivamente la distanza tra il minimo carico notturno e il massimo carico mattutino: distanza raccordata dalla rampa di presa di carico "mattutina". Invece, in relazione agli impianti fotovoltaici, essendo la produzione interamente concentrata nelle ore di luce; l'aumento di tale produzione accentua progressivamente la distanza tra il minimo carico diurno e il massimo carico serale: distanza raccordata da una rampa di presa di carico "serale" più ripida della rampa di presa di carico "mattutina".

Al fine di inseguire le rampe (serale e mattutina) risultano necessarie azioni rapide di bilanciamento realizzate da impianti programmabili con elevate capacità di modulazione, rapidi tempi di riposta e trascurabili vincoli di permanenza in servizio notte/giorno. Le risorse attualmente utilizzate per questo servizio sono le unità idroelettriche di produzione e pompaggio (di seguito: unità di produzione e pompaggio), che hanno sia potenzialità di bilanciamento in riduzione nelle ore notturne e di minimo carico diurno che potenzialità di bilanciamento in aumento nelle ore di massimo carico mattutino e nelle ore di massimo carico serale.

L'Autorità è già intervenuta sul tema specifico, limitatamente agli impianti eolici rilevanti, per i quali, con le deliberazioni ARG/elt 98/08 e 5/10, è stata resa obbligatoria la fornitura dei cosiddetti servizi di rete, tra cui la regolazione di potenza attiva e reattiva, la riduzione di potenza, l'insensibilità agli abbassamenti di tensione, compatibilmente con le caratteristiche degli impianti medesimi. E' stato anche reso obbligatorio l'adeguamento degli impianti al fine di renderli monitorabili da parte di Terna. Per i motivi sopra esposti e compatibilmente con le caratteristiche degli impianti, l'Autorità sta valutando la necessità di estendere tali obblighi agli altri impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, a partire dai fotovoltaici la cui penetrazione, soprattutto in alcune zone d'Italia sta diventando rilevante.

Con riferimento al punto b), il ritardo di Terna nel completamento del sistema GAUDÌ introdotto con la deliberazione ARG/elt 124/10 (in particolare la messa in esercizio della parte relativa alla qualificazione al mercato delle UP non rilevanti), la carenza di serie storiche, la mancanza di penalizzazioni in caso di sbilanciamenti (differenze tra programma di immissione e immissione misurata) e le potenziali inefficienze dei sistemi di previsione, aggravano i problemi derivanti dall'aleatorietà delle fonti e contribuiscono a:

- sottostimare sistematicamente la produzione da fonti rinnovabili non programmabili ritirata dal GSE e che il medesimo GSE deve offrire su MGP a prezzo nullo;

---

<sup>13</sup> Cioè il fabbisogno di energia al netto della produzione di impianti non programmabili, fra cui gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili rivestono un ruolo preponderante.

- sottostimare sistematicamente la produzione da fonti rinnovabili non programmabili offerta direttamente su MGP e MI dagli utenti del dispacciamento diversi dal GSE (produttori o grossisti);
- incrementare l'errore di previsione di Terna dei fabbisogni orari zionali residui da utilizzare ai fini dell'approvvigionamento di risorse nella fase di programmazione di MSD.

Quanto appena illustrato ha due effetti economici negativi: uno su MGP e uno su MSD. La sistematica sottostima della produzione da fonti rinnovabili non programmabili offerta su MGP e su MI ha come inevitabile effetto quello di rallentare l'espansione dell'offerta concorrenziale su tale mercato e, quindi, di ritardare la probabile riduzione dei prezzi di MGP, con particolare riferimento alle ore di minimo carico diurno dei mesi caratterizzati dalla massima produzione fotovoltaica. Ciò altera potenzialmente anche l'economicità degli attuali scambi con l'estero poiché "falsati" da prezzi di MGP che, non riflettendo accuratamente l'impatto della crescente produzione da fonti rinnovabili non programmabili, possono indurre importazioni nette superiori a quelle efficienti.

L'incremento dell'errore di previsione di Terna dei fabbisogni orari zionali residui aumenta inevitabilmente la domanda di capacità di regolazione idonea a compensare su MB sovrastime o sottostime dei predetti fabbisogni. Ai fini di mantenere invariato il livello di sicurezza del SE nelle sottofasi di programmazione di MSD, Terna non può che "approvvigionare" maggiori margini di regolazione di frequenza e potenza e di regolazione di tensione opportunamente distribuiti sulla RTN. A parità di altri fattori, ciò implica un incremento dei costi dell'attività di dispacciamento per effetto dell'incremento delle quantità da "riservare" a regolazione secondaria o terziaria; incremento sempre più rilevante all'aumentare della criticità del sistema.

La parte di generazione da fonte rinnovabile non programmabile, in particolare da fonte solare fotovoltaica, non offerta su MGP, non essendo bilanciata da carico, implica anzitutto la riduzione e lo spegnimento di generazione termoelettrica, anche in tempo reale.

Questo tipo di esercizio, pur essendo tecnicamente l'unico efficace sotto il profilo della sicurezza, presenta evidenti diseconomie, attenuate in parte dal fatto che una quota rilevante della capacità delle unità di produzione e pompaggio, necessarie a gestire tali situazioni, è stata dichiarata essenziale alla sicurezza del sistema e sottoposta a uno dei regimi previsti dalla deliberazione n. 111/06.

Per attenuare le problematiche sopra evidenziate, l'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 5/10, ha introdotto un meccanismo premiante in materia di programmazione delle unità di produzione rilevanti (cioè di potenza superiore o uguale a 10 MVA) alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. L'Autorità, con la deliberazione ARG/elt 4/10, ha anche previsto che il GSE effettui la previsione giornaliera della produzione aggregata imputabile alle unità di produzione non rilevanti (cioè di potenza inferiore a 10 MVA) alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

Tali interventi non sono però sufficienti. Pertanto l'Autorità sta valutando l'opportunità di rivedere la disciplina del dispacciamento per le fonti rinnovabili non programmabili al fine di favorirne l'integrazione nel mercato, massimizzando i benefici che tali fonti possono apportare su MGP ed MI (in termini di riduzione dei prezzi) e, di conseguenza, minimizzando le criticità che tali fonti determinano su MSD. Si sottolinea altresì che l'ottimizzazione del servizio di dispacciamento consente di accogliere una maggiore

immissione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili a parità di rete e di risorse disponibili.

Si evidenzia infine che i nuovi strumenti incentivanti previsti dal decreto legislativo n. 28/11 non dovrebbero ostacolare la gestione degli impianti secondo criteri che tengano conto delle esigenze di sistema. Per tale motivo si evidenzia l'opportunità di continuare a prevedere incentivi di tipo *feed in premium*, mantenendo in capo al produttore la cessione dell'energia elettrica immessa in rete, il che contribuirebbe a garantire l'efficienza del mercato evitando che elevate quantità di energia elettrica siano commercializzate dal solo GSE. Inoltre, tramite le regole di mercato e la disciplina del dispacciamento, è possibile trasferire al produttore, per gli impianti di maggiori dimensioni, segnali di prezzo finalizzati a migliorare l'interrelazione tra gli impianti di produzione e il sistema elettrico. Gli incentivi di tipo *feed in premium* potrebbero comunque prevedere un *cap*, in funzione dei prezzi MGP, affinché ai produttori sia garantito un ricavo unitario costante nel tempo. Quest'ultima appare la soluzione preferibile perché al tempo stesso consente di perseguire i vantaggi in termini di dispacciamento e in termini di stabilizzazione dei ricavi dei produttori; inoltre, in presenza di un eventuale aumento dei prezzi MGP, il *cap* ai ricavi unitari consente di ridurre l'impatto degli strumenti incentivanti sulla componente tariffaria  $A_3$ , mantenendo quindi costante il costo complessivo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in capo ai clienti finali

Invece, i meccanismi incentivanti di tipo *feed in tariff*, prevedendo il ritiro integrale da parte del GSE dell'energia elettrica immessa, non promuovono una gestione efficiente degli impianti in funzione delle esigenze di sistema sopra richiamate, scaricando i conseguenti oneri sulla collettività.

#### Interventi necessari

Ai fini della gestione in sicurezza del sistema elettrico caratterizzato da una sempre più elevata penetrazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, l'Autorità intende:

- ampliare l'intervallo di frequenza di funzionamento di tutti gli impianti di generazione distribuita (a partire dai fotovoltaici) allineandolo a quello previsto per gli impianti connessi direttamente alla RTN<sup>14</sup> (così da mitigare il rischio di "effetto domino" in caso di grave incidente di rete);
- valutare la possibilità di consentire a Terna azioni di riduzione selettiva della generazione distribuita, a iniziare da quella connessa in MT (così da ricostituire i margini di riserva laddove tutte le altre alternative per conseguire il medesimo obiettivo risultino impraticabili);
- valutare la necessità di rimodulare la capacità di trasporto sulle interconnessioni allocata tramite aste (esplicite o implicite) annuali, mensili e giornaliere, riducendo le quote di capacità allocate tramite aste annuali e mensili e aumentando la quota allocata tramite aste giornaliere;

---

<sup>14</sup> La gestione degli impianti connessi direttamente alla RTN è disciplinata dal Codice di Rete che ne prescrive il funzionamento continuativo nell'intervallo da 47,5 Hz a 51,5 Hz e altre caratteristiche che li rendono compatibili con la sicurezza d'esercizio e con il piano di difesa.

- promuovere la corretta previsione dell'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, rivedendo l'attuale disciplina del dispacciamento;
- prevedere che Terna, con cadenza periodica, quantifichi la massima penetrazione della generazione da fonte rinnovabile non programmabile (con particolare riferimento agli impianti eolici e fotovoltaici) compatibile con l'attuale assetto di sistema; e che Terna valuti gli interventi necessari al fine di garantire, in condizioni di sicurezza per il sistema elettrico nazionale, lo sviluppo delle fonti rinnovabili tenendo conto degli obiettivi al 2020.

Sulla base delle risultanze del predetto studio, occorrerebbe coordinare la definizione delle esigenze di sviluppo di impianti di produzione e pompaggio nonché delle procedure di affidamento della loro realizzazione e gestione con l'implementazione del nuovo mercato della capacità di cui alla deliberazione ARG/elt 98/11. A tal fine, sarebbe auspicabile la revisione della previsione di cui all'art. 36, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11, secondo cui i predetti impianti di produzione e pompaggio dovrebbero essere esclusivamente utilizzati "per finalità di sicurezza della rete e ottimizzazione della produzione elettrica da impianti non programmabili". Tali impianti potrebbero infatti essere approvvigionati tramite il nuovo mercato della capacità prevedendo la negoziazione di un ulteriore specifico prodotto oltre a quello standard.

### 6.3. *Lo sviluppo delle infrastrutture di rete*

Lo sviluppo delle infrastrutture di rete persegue diversi obiettivi che vanno dalla realizzazione di nuove infrastrutture necessarie per velocizzare la connessione dei nuovi impianti, per aumentare la capacità di trasporto intrazonale e interzonale al fine di risolvere le congestioni, all'adeguamento delle infrastrutture esistenti al fine di modificarne le modalità di gestione (ad esempio trasformazione di reti passive in reti attive, ecc.).

#### *La realizzazione di nuove infrastrutture*

La necessità di sviluppare la rete esistente al fine di accogliere tutta l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di produzione ed in particolare da quelli alimentati da fonti rinnovabili non programmabili appare piuttosto urgente in alcune aree del Paese caratterizzate da elevati potenziali di generazione e da scarso carico elettrico locale. Già oggi, infatti, vi sono reti elettriche realmente sature (alcune dorsali appenniniche caratterizzate dalla presenza di numerosi impianti, per lo più eolici, e carichi limitati o nulli) e, pertanto, non in grado di veicolare tutta la produzione elettrica potenzialmente immessa.

Il fenomeno della saturazione reale va affrontato, sotto il profilo della realizzazione di nuove infrastrutture, agendo su diversi aspetti:

- criteri di pianificazione delle reti;
- semplificazione delle procedure autorizzative;
- regolazione dei criteri di remunerazione degli investimenti di rete.

La saturazione reale rischia di essere ancor più acuita dallo sviluppo repentino ed esponenziale che sta caratterizzando gli impianti fotovoltaici ai quali corrispondono tempi di realizzazione degli impianti piuttosto rapidi a fronte di tempi di realizzazione degli sviluppi di rete che risultano di gran lunga superiori. Appare pertanto fondamentale modificare l'attuale strategia di pianificazione volta a pianificare lo sviluppo di rete a seguito delle richieste di connessione di impianti da fonti rinnovabili (rete che segue gli impianti alimentati da fonti rinnovabili) al fine di favorire ed

implementare una pianificazione della rete che tenda ad anticipare e a prevedere lo sviluppo degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (rete che precede gli impianti alimentati da fonti rinnovabili). Come già ricordato, risulta inoltre importante coordinare le scelte di localizzazione degli impianti, anche attraverso lo strumento della modulazione degli incentivi, con le potenzialità attuali e future delle reti di trasmissione e distribuzione onde minimizzare la modulazione delle fonti rinnovabili ed evitare seri problemi di sicurezza del sistema.

Anche l'Autorità, nell'ambito dei propri poteri per lo più di natura tariffaria, sta cercando di promuovere (seppur in via sperimentale) l'accelerazione nella realizzazione delle reti o degli elementi di rete nelle zone più critiche (deliberazione ARG/elt 87/10). Le esperienze maturate fino ad oggi, basate sostanzialmente sul riconoscimento di una maggior remunerazione degli investimenti, se da un lato hanno dimostrato una buona efficacia (ad esempio con il raddoppio degli investimenti negli ultimi cinque anni sulla rete di trasmissione elettrica), dall'altro hanno evidenziato la necessità sia di utilizzare strumenti più sofisticati che colleghino le incentivazioni agli effettivi risultati conseguiti, sia di accompagnare la regolazione tariffaria con altri provvedimenti che accentuino l'indipendenza decisionale dei gestori delle reti dagli interessi della produzione e vendita dell'energia. L'Autorità continuerà ad operare in questa direzione, ma la sua azione potrebbe essere molto facilitata se le decisioni relative alla pianificazione dello sviluppo delle reti o quelle relative alla separazione degli interessi tra gestori di rete e operatori di mercato fossero ricondotte ad un denominatore comune, nell'ambito di una regia normativa e regolatoria coerente.

#### *L'adeguamento delle infrastrutture esistenti: le smart grids*

Dal punto di vista dell'Autorità, le *smart grids* sono una tipologia di rete elettrica che integra, in un unico "disegno", soluzioni tecniche già sperimentate con altre ancora in via di sviluppo e che comporta una revisione generale dei criteri di gestione delle reti, con ricaduta anche sulle regole del mercato. Sostanzialmente il gestore della rete, utilizzando i sistemi di misura elettronici telegestiti e telecontrollati attraverso i più idonei sistemi di ITC e predisponendo nuove procedure di monitoraggio/regolazione dei dispositivi di rete e delle interfacce con gli impianti di produzione e con gli utenti finali, sarà in grado di assicurare il passaggio da un servizio sostanzialmente "passivo" della rete (prevalente indirizzato al consumo) ad uno "attivo" (prevalentemente indirizzato alla produzione e alla gestione dei carichi). In altri termini la diffusione delle smart grid permetterà sia un più efficace sfruttamento delle fonti rinnovabili diffuse, sia lo sviluppo di un sistema innovativo di dispacciamento su reti di distribuzione in grado di garantire all'interfaccia con la rete di trasmissione nazionale profili di carico programmabili e tali da ridurre la necessità di impianti di produzione di riserva, per lo più alimentati da combustibili fossili.

L'Autorità, al riguardo, ha già promosso 9 progetti dimostrativi su reti reali, attualmente in corso, per valutare la valenza delle principali tecnologie identificabili come *smart*; il risultato di queste sperimentazioni dovrebbe consentire, nel corso del 2013, la predisposizione di un meccanismo incentivante per lo sviluppo di smart grid, calibrato sia sulle soluzioni tecnologiche da promuovere, sia sui benefici conseguibili.

#### *6.4. Regimi di separazione*

Le Direttive 2009/73/CE e 2009/72/CE ed il relativo decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 hanno effettuato importanti passi avanti verso la realizzazione della piena indipendenza delle infrastrutture sia di trasporto gas e di trasmissione dell'energia

elettrica, sia di distribuzione dalla attività di produzione e fornitura.

L'Autorità ritiene che la piena indipendenza delle reti dagli interessi di un'impresa che svolge anche l'attività di vendita sia indispensabile per favorire lo sviluppo concorrenziale dei mercati, non solo nel senso di accesso non discriminatorio al mercato da parte degli utenti delle reti, ma anche come migliore assetto per lo sviluppo (sia come pianificazione sia come disponibilità finanziaria per gli investimenti) delle infrastrutture. Particolarmente rilevante appare il tema se riferito alle infrastrutture strategiche a valenza nazionale che dovrebbero garantire l'accesso ai sistemi energetici internazionali, favorendo l'integrazione dei rispettivi mercati.

Da questo punto di vista, il quadro normativo nazionale, se ben disegnato anche nella sua fase attuativa, può favorire il perseguimento di tali obiettivi sia nell'immediato (ipotesi dell'Independent Transmission Operator, ITO), sia negli sviluppi futuri, probabilmente indotti e preferibili, della separazione proprietaria. Sono auspicabili tutti gli interventi normativi che favoriscano tale processo, evitando interventi controproducenti, anche indiretti, come le manovre, a carattere fiscale, che, riducendo la redditività delle imprese, ne determinano un deprezzamento, rendendo svantaggiosa la loro cessione da parte degli attuali proprietari.

#### 6.5. *La Robin Hood Tax nella attività a rete*

Anche la nuova disposizione prevista dall'articolo 7 del decreto-legge n. 138/11, prevedendo un incremento del 10,5% dell'Ires per le imprese che gestiscono le infrastrutture energetiche a rete, riveste profili di criticità, già oggetto della segnalazione dell'Autorità 26 agosto 2011 PAS 16/11, rispetto al tema più generale dello sviluppo di un mercato concorrenziale. La nuova disposizione, nella sua declinazione attuale, di fatto diminuisce la remunerazione effettivamente riconosciuta agli investimenti nel settore inducendo due effetti ostativi allo sviluppo di nuove infrastrutture: o diminuisce la redditività delle imprese scoraggiando gli investitori istituzionali dall'apportare nuove disponibilità finanziarie o diminuisce gli investimenti delle imprese, costrette a garantire la medesima remuneratività post tasse ai propri soci.

La conseguente riduzione degli investimenti o della capacità di investire potrebbe implicare, da un lato, una riduzione della qualità del servizio, ma dall'altro un ritardo nella realizzazione di quelle infrastrutture che permetterebbero la piena operatività dei soggetti che determinano, con confronto concorrenziale, il prezzo dell'energia; si pensi alle esigenze, già evidenziate, di sviluppo dei sistemi di accumulo dell'energia elettrica e delle *smart grid* per rendere possibile la produzione diffusa di energia elettrica da fonti rinnovabili e garantire il ruolo attivo della domanda anche del settore domestico, oppure alla sostituzione degli obsoleti sistemi di misura del gas o, ancora, allo sviluppo di nuove capacità di stoccaggio e rigassificazione finalizzato ad aumentare e rendere più flessibile l'offerta di gas naturale.

In termini più generali, in tutti i casi in cui i costi degli investimenti sono inferiori ai benefici che gli stessi determinano per i consumatori, situazione che si verifica in tutti i casi citati, l'effetto di riduzione degli investimenti indotto da una siffatta imposizione comporta di fatto un effetto di traslazione sui prezzi per i consumatori potenzialmente molto superiore all'importo dell'imposizione stessa.

## *Appendice*

### *Ulteriori informazioni di dettaglio in relazione ai costi derivanti dagli strumenti di incentivazione oggi vigenti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili*

#### *Provvedimento Cip n. 6/92*

L'onere complessivo derivante dal provvedimento Cip n. 6/92 è attribuito a due componenti:

- a) la prima componente deriva dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica Cip 6 secondo le modalità definite dal medesimo provvedimento e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato, secondo modalità definite annualmente dal Ministro dello Sviluppo Economico (almeno fino all'anno 2010). Nell'anno 2010 il costo netto per il sistema è pari a 1,73 miliardi di euro, per una quantità di energia elettrica pari a circa 38 TWh. Il costo netto per il sistema è attribuibile per circa 0,77 miliardi di euro alle fonti rinnovabili (6,1 TWh) e per i restanti 0,96 miliardi di euro alle fonti assimilate (31,6 TWh). Tale costo netto è posto a carico della componente tariffaria A3 ed è quasi interamente attribuibile ai prezzi di ritiro dell'energia elettrica ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, maggiori rispetto ai prezzi di mercato. Circa 42 milioni di euro sono invece attribuibili ai prezzi di rivendita dell'energia Cip 6 definiti annualmente dal Ministro dello Sviluppo Economico e inferiori rispetto ai prezzi di mercato. Per l'anno 2011 ci si attende una riduzione degli oneri attribuibili al provvedimento Cip 6 per effetto della progressiva scadenza delle convenzioni per il ritiro dell'energia elettrica: in particolare, ci si attende che il costo netto per il sistema sia pari a circa 1,3 miliardi di euro;
- b) la seconda componente deriva dall'applicazione del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, secondo cui i prezzi di cessione dell'energia elettrica Cip 6 vengono aggiornati a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi. In particolare:
  - per i produttori da fonti assimilate che cedono l'energia elettrica al GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92 e che sono assoggettati all'obbligo di acquisto dei CV (certificati verdi). Gli oneri complessivamente riconosciuti fino ad oggi, relativi alle produzioni fino al 2007, sono stati pari a circa 172 milioni di euro; nel 2011 sono stati riconosciuti gli oneri relativi alle produzioni dell'anno 2008, pari a circa 40 milioni di euro;
  - per i produttori che devono acquistare i permessi di emissione, secondo la direttiva 2003/87/CE (oneri pari a circa 100 milioni di euro l'anno per l'intero periodo 2005-2007, pari a poco meno di 450 milioni di euro per l'anno 2008, pari a circa 225 milioni di euro per gli anni 2009 e 2010). Il riconoscimento viene effettuato l'anno successivo a quello di riferimento.

Gli oneri annuali del provvedimento Cip n. 6/92 per gli anni a venire, intesi come costi netti a carico dei clienti del settore elettrico, considerando solo gli impianti attualmente oggetto dell'incentivazione, sono destinati ad esaurirsi progressivamente. Ciò anche per effetto dell'applicazione di quanto previsto dalla Legge n. 99/09 in merito alla risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6 nel caso di impianti alimentati da fonti assimilate. Al riguardo, a seguito dei decreti ministeriali 2 dicembre 2009, 2 agosto

2010 e 8 ottobre 2010, nove impianti assimilati hanno optato per la fuoriuscita anticipata dal provvedimento Cip n. 6/92. Secondo le più recenti stime del GSE, effettuate anche sulla base dei criteri indicati nel decreto ministeriale 2 agosto 2010, la predetta risoluzione anticipata delle convenzioni dovrebbe comunque comportare un risparmio netto per il sistema.

Tuttavia è possibile che tali oneri annuali aumentino per effetto della possibile entrata in esercizio degli impianti alimentati da rifiuti (da realizzarsi nell'ambito, appunto, dell'emergenza rifiuti), ammessi a godere (da leggi anche molto recenti) dell'incentivazione Cip 6.

#### *Certificati verdi (CV)*

L'onere complessivo del programma di incentivazione è pari alla somma di due componenti:

- a) la prima componente deriva dai costi che i produttori e gli importatori soggetti all'obbligo di acquisto dei CV sostengono per l'adempimento all'obbligo. Tali costi vengono dai medesimi coperti tramite i ricavi che derivano dalla vendita dell'energia elettrica. Pertanto, la prima componente dell'onere complessivo dei CV è posta indirettamente a carico dei clienti finali nei prezzi dell'energia elettrica. Essa può solo essere stimata ed è pari, per l'anno d'obbligo 2009 (terminato il 31 marzo 2010), a circa 650 milioni di euro. Degli oneri sostenuti indirettamente dai clienti nei prezzi dell'energia elettrica una parte va direttamente a beneficio dei produttori IAFR e l'altra, determinata dalla vendita dei certificati verdi da parte del GSE in presenza di offerta insufficiente da parte dei medesimi produttori, va a riduzione della componente A3;
- b) la seconda componente deriva dall'obbligo di ritiro, in capo al GSE, dei CV invenduti previsto dall'articolo 2, comma 149, della legge n. 244/07 e dall'articolo 15, comma 1, del decreto interministeriale 18 dicembre 2008<sup>15</sup>. Tale componente, posta a carico della componente tariffaria A3, è cresciuta in misura significativa a partire dal 2008 a causa dell'eccesso di offerta dei CV che tuttora persiste. Per l'anno 2010, i CV invenduti in relazione all'anno d'obbligo 2009 (terminato il 31 marzo 2010) hanno comportato un onere di 940 milioni di euro. Per l'anno 2011, in relazione all'anno d'obbligo 2010 (che termina il 31 marzo 2011), l'onere è pari a 1.400 milioni di euro.

La quantità di energia elettrica incentivata con i CV è stata pari a circa 10,5 TWh nell'anno 2008, poi aumentata fino a circa 17,4 TWh nell'anno 2009: con riferimento alla produzione incentivata nell'anno 2009 sono stati emessi certificati verdi per circa 17,6 TWh equivalenti<sup>16</sup>, a fronte di una domanda di certificati verdi pari a circa 8,50 TWh. Da questi dati si può notare l'attuale entità dell'eccesso d'offerta. Per quanto riguarda gli oneri dei CV negli anni a venire occorre tener conto che il costo

---

<sup>15</sup> In particolare, la legge n. 244/07 ha introdotto l'obbligo di acquisto, in capo al GSE, dei CV scaduti (cioè dei CV emessi da tre anni e invenduti). Il decreto ministeriale 18 dicembre 2008, che ha attuato la legge n. 244/07, ha anche aggiunto una disposizione transitoria, secondo cui il GSE nel periodo 2009–2011 deve ritirare i CV invenduti e riferiti agli anni fino al 2010 al prezzo medio ponderato delle contrattazioni di CV registrate sul Mercato organizzato dal Gestore dei Mercati Energetici (GME).

<sup>16</sup> La differenza tra la quantità di energia elettrica prodotta e incentivata con i CV e i CV emessi è attribuibile ai coefficienti moltiplicativi che sono stati introdotti con la legge n. 244/07 al fine di remunerare maggiormente le fonti più costose.

complessivo a carico dei clienti finali è atteso in aumento. Ciò per effetto dell'entrata in esercizio di nuovi impianti che hanno diritto ai CV, del continuo aumento dell'eccesso di offerta accompagnato dall'obbligo di ritiro dei CV invenduti in capo al GSE e della legge n. 244/07 che associa un diverso numero di CV a ciascuna fonte a parità di produzione.

Infine, è rilevante l'effetto del decreto legislativo n. 28/11, di recepimento della direttiva 2009/28/CE, secondo cui il meccanismo dei CV subisce un azzeramento<sup>17</sup>. Ciò comporta un graduale spostamento del relativo onere dai produttori al conto A3, vale a dire in bolletta, producendo così un ulteriore costo per il sistema. Infatti il costo dei CV verrebbe sempre in minor parte "filtrato" dal mercato e diventerebbe sempre più un costo diretto in capo ai clienti finali.

#### *Tariffa fissa onnicomprensiva*

L'onere complessivo derivante dalle tariffe fisse onnicomprensive deriva dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica secondo le modalità e i prezzi definiti dalla legge n. 244/07 e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. Tale onere è posto a carico della componente tariffaria A3.

Le tariffe fisse onnicomprensive possono essere erogate agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale fino a 1 MW (per la sola fonte eolica la soglia di impianto è pari a 200 kW) entrati in esercizio dall'1 gennaio 2008. Nell'anno 2009 il costo netto per il sistema è pari a circa 112 milioni di euro, per una quantità di energia elettrica pari a 0,7 TWh prodotta da 401 impianti per una potenza complessiva di circa 207 MW. Nell'anno 2010 il costo netto per il sistema è pari a circa 220 milioni di euro, per una quantità di energia elettrica pari a 1,3 TWh prodotta da 544 impianti per una potenza complessiva di circa 280 MW. Per l'anno 2011 si attende un costo netto per il sistema prossimo a 400 milioni di euro, per una quantità di energia elettrica pari a 2 TWh. Per gli anni successivi si attende un progressivo aumento per effetto dell'entrata in esercizio di nuovi impianti.

#### *Fotovoltaico*

L'incentivazione del fotovoltaico in Italia è stata regolata dapprima con il decreto interministeriale 28 luglio 2005, come modificato e integrato dal decreto interministeriale 6 febbraio 2006, successivamente dal decreto interministeriale 19 febbraio 2007, dal decreto interministeriale 6 agosto 2010 e recentemente dal decreto interministeriale 5 maggio 2011 che ha effetti dall'1 giugno 2011.

Gli incentivi riconosciuti agli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio fino al 31 dicembre 2012 sono erogati dal GSE in relazione all'energia elettrica prodotta, indipendentemente dall'utilizzo, e sono interamente posti a carico della componente tariffaria A3.

Per quanto concerne la valutazione dell'impatto sui clienti finali del sistema di

---

<sup>17</sup> In particolare, la quota d'obbligo dovrebbe continuare a crescere annualmente di 0,75 punti percentuali fino al 7,55% nel 2012. Negli anni successivi dovrebbe ridursi linearmente fino ad azzerarsi nel 2015. I CV in eccesso, sempre più numerosi, dovrebbero essere ritirati dal GSE a un prezzo pari al 78% del prezzo di vendita dei CV nella titolarità del GSE. Tale prezzo è all'incirca l'attuale prezzo medio di negoziazione dei CV.

incentivazione della produzione fotovoltaica, detto onere è stato pari, nel 2008, a circa 110 milioni di euro; nel 2009, a circa 303 milioni di euro per una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 0,7 TWh; nel 2010 il costo dell'incentivo per il fotovoltaico ha superato gli 800 milioni di euro per una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 2 TWh, di cui poco meno della metà attribuibile a impianti realizzati su terreno e non integrati negli edifici. Si stima che nel 2011 il costo dell'incentivo per il fotovoltaico superi abbondantemente 3 miliardi di euro.

L'elevato livello dell'incentivo previsto dal decreto 19 febbraio 2007, inizialmente previsto per impianti fotovoltaici entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2010, per effetto della legge n. 129/10, può essere ottenuto anche nel caso di impianti che *“abbiano concluso, entro il 31 dicembre 2010, l'installazione dell'impianto fotovoltaico, abbiano comunicato all'amministrazione competente al rilascio dell'autorizzazione, al gestore di rete e al GSE, entro la medesima data, la fine lavori ed entrino in esercizio entro il 30 giugno 2011”*.