

RELAZIONE

277/2014/I/EFR

**STATO DI UTILIZZO E INTEGRAZIONE DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE
DI ENERGIA ELETTRICA ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI**

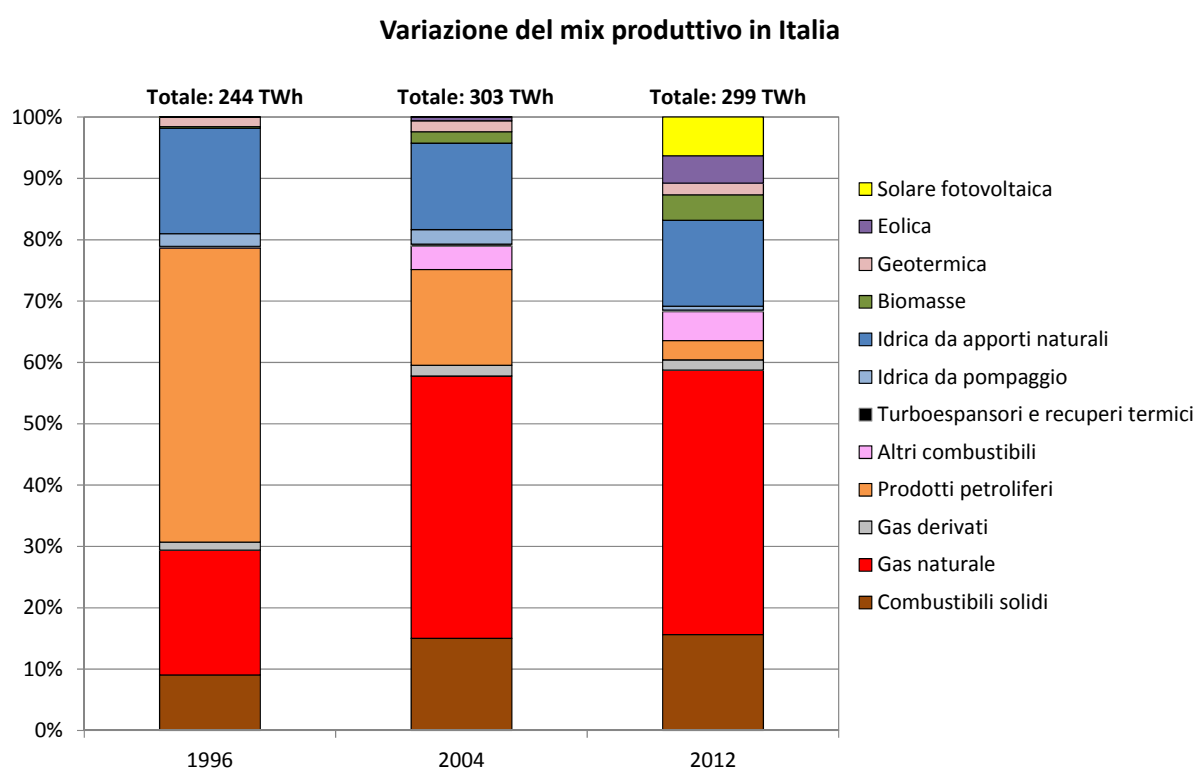
Relazione sullo stato dei servizi

12 giugno 2014

1. QUADRO GENERALE

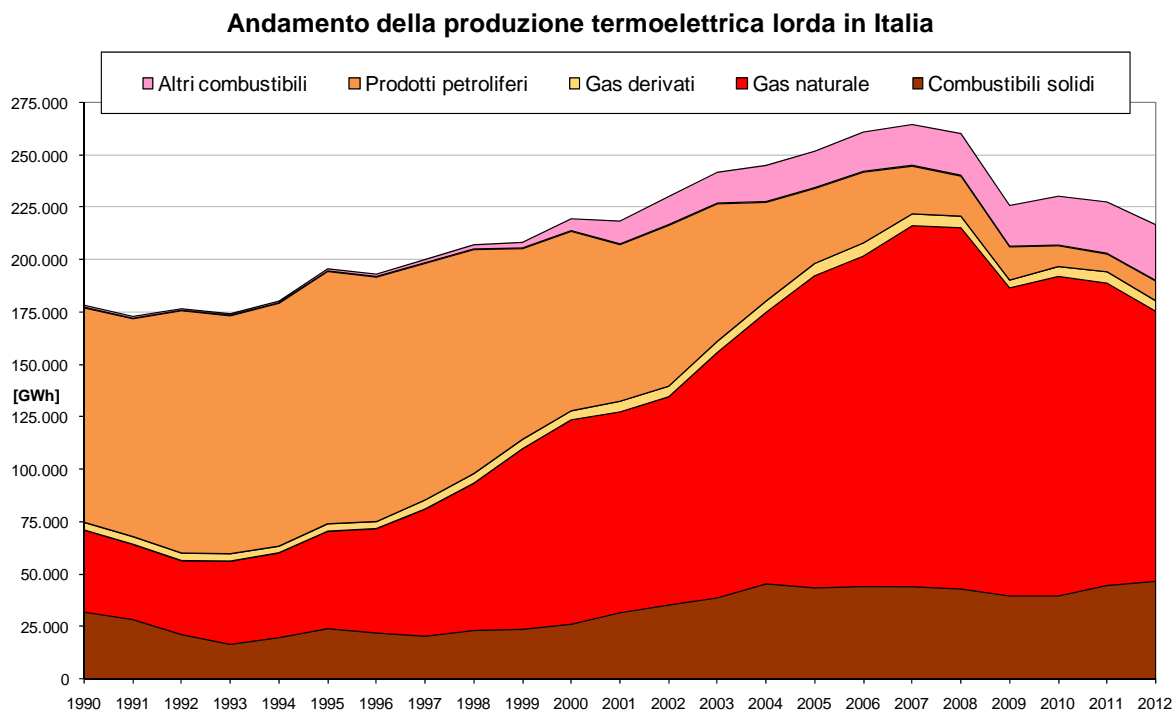
Le fonti energetiche rinnovabili sono definite nel decreto legislativo 28/11, di attuazione della direttiva 2009/28/CE. In particolare, le fonti rinnovabili sono l'energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.

La loro rilevanza per la produzione di energia elettrica è diventata sempre più determinante negli ultimi anni, con tassi di crescita elevati. Nel 1996 la produzione elettrica da fonti rinnovabili incideva per il 19% sul totale della produzione lorda di energia elettrica (il 16% sul consumo interno lordo), poi è rapidamente cresciuta fino al 31% nel 2012 (il 27% sul consumo interno lordo) e a oltre il 37% nel 2013. Il mix produttivo di energia elettrica si è radicalmente modificato (figura 1).



- figura 1 -

Anche nell'ambito della produzione termoelettrica il mix di combustibili è stato radicalmente modificato negli ultimi anni, con sempre più marcata prevalenza del gas naturale, come ben evidenziato dalla figura 2. E' anche evidente la riduzione della produzione di energia elettrica da combustibili fossili dal 2008 in poi anche per effetto della crisi economica, non solo per lo sviluppo delle fonti rinnovabili.



- figura 2. La voce "altri combustibili" include anche le biomasse -

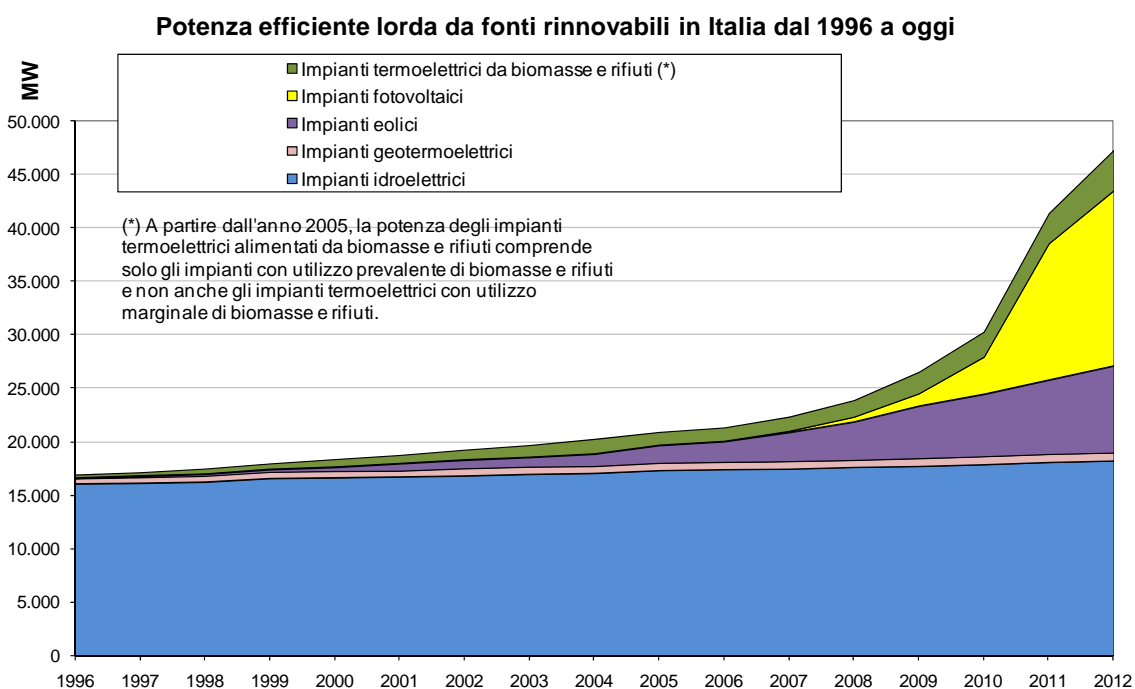
Con riferimento ai dati dell'anno 2012, la produzione lorda di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia è stata pari a circa 92 TWh (di cui quasi 32 TWh attribuibili ad impianti eolici e fotovoltaici, +52% rispetto all'anno precedente), a fronte di un totale nazionale pari a circa 299 TWh (il 30,8%). La potenza efficiente lorda relativa a impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia è pari a circa 47 GW (di cui quasi 25 GW attribuibili ad impianti eolici e fotovoltaici), a fronte di una potenza totale nazionale di circa 128 GW (il 36,7%).

Sulla base dei dati di preconsuntivo 2013 appare che la crescita di tali impianti continui ad essere significativa, superando i 108 TWh (di cui circa 37 TWh attribuibili ad impianti eolici e fotovoltaici), a fronte di una produzione lorda complessiva stimata in 288 TWh. In termini di potenza efficiente lorda, nel 2013 dovrebbero essere stati sfiorati i 50 GW (di cui oltre 26 GW attribuibili ad impianti eolici e fotovoltaici), il che è molto rilevante se si pensa che il fabbisogno di potenza alla punta nel 2013 è stato pari a 53,9 GW mentre il minimo fabbisogno è risultato pari a 19,5 GW.

L'evoluzione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, soprattutto fotovoltaici, è stata estremamente rapida negli ultimi anni, come si nota dalle figure 3 e 4. Peraltro, dalla figura 3 appare evidente che la crescita del fotovoltaico ha registrato un andamento anomalo, certamente influenzato dagli strumenti incentivanti troppo generosi, e molto meno rilevante nel 2012 rispetto al 2011 per effetto della revisione dei medesimi strumenti incentivanti; invece la crescita (pur rilevante) degli impianti eolici è stata molto più lineare nel tempo.

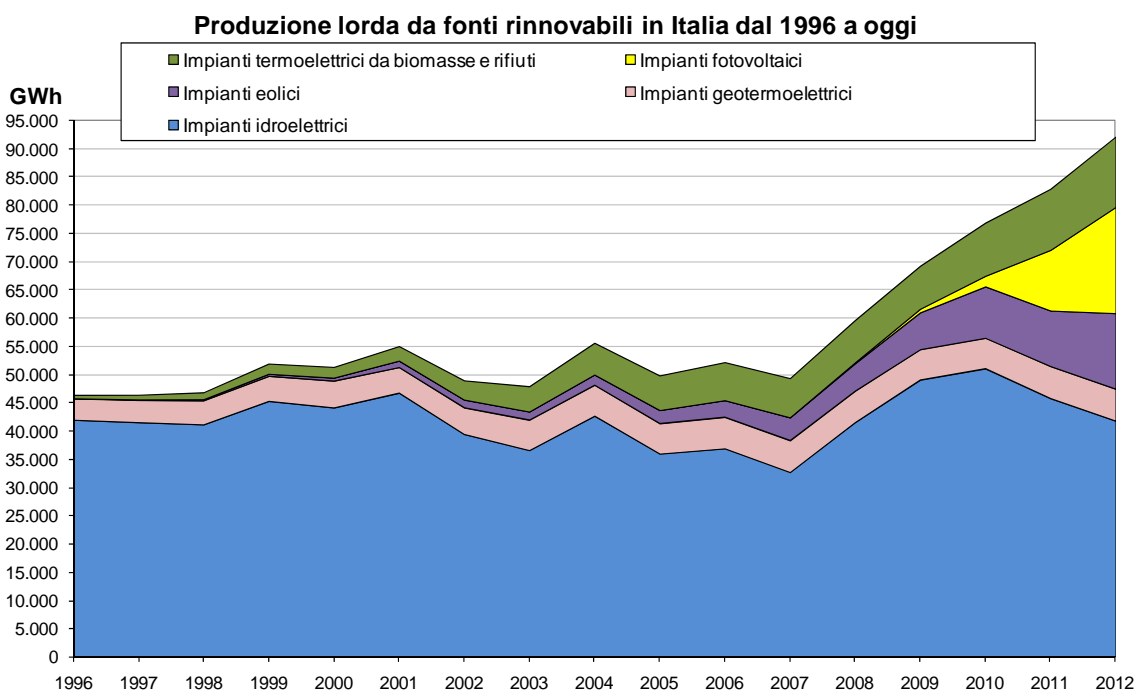
Buona parte dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è attribuibili a impianti di generazione distribuita (intesi in questa sede come gli impianti di potenza fino a 10 MVA). Con riferimento ai dati dell'anno 2012, la produzione da fonti rinnovabili in generazione

distribuita è stata pari a circa 40 TWh (di cui circa 19 TWh da impianti eolici e fotovoltaici). In termini di potenza efficiente lorda, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili in generazione distribuita contribuiscono per circa 23,5 GW (di cui circa 17 GW da impianti eolici e fotovoltaici).



(*) I rifiuti sono limitati alla parte biodegradabile.

- figura 3 -



- figura 4 -

2. EFFETTI DELLE FONTI RINNOVABILI E DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA SUL SISTEMA ELETTRICO

2.1 Gli effetti sulle reti elettriche

2.1.1 Il problema della saturazione virtuale delle reti

Il problema della saturazione virtuale delle reti, particolarmente diffuso in alcune aree del centro-sud, costituisce una vera e propria barriera all'ingresso di nuovi operatori che, in alcuni casi, realizzano gli impianti di produzione ma non riescono ad ottenere la connessione in tempi rapidi anche se la rete è satura solo "sulla carta". Tale problema deriva da vari aspetti: è possibile che alcuni produttori presentino richieste di connessione e accettino preventivi per potenze superiori a quelle che intendono effettivamente realizzare per poter richiedere l'avvio di più procedimenti autorizzativi in parallelo arrivando a compimento, in tempi rapidi, solo per alcuni oppure è possibile che i preventivi accettati siano successivamente oggetto di negoziazione anche a fini speculativi.

Si ritiene che lo snellimento e l'omogeneizzazione dei procedimenti autorizzativi possa contribuire a ridurre il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche.

L'Autorità, nei limiti dei propri poteri e del proprio ambito di intervento, è più volte intervenuta per cercare di risolvere o almeno confinare il problema della saturazione virtuale.

Nell'agosto 2010 e nel dicembre 2011, l'Autorità ha infatti previsto che il richiedente, qualora diverso da un cliente finale domestico, nel caso di impianti di produzione da connettere ad una linea critica o in un'area critica¹, versi al gestore di rete, all'atto dell'accettazione del preventivo, un corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete². Tale corrispettivo trovava applicazione anche nel caso di richieste di connessione già

¹ Le aree e le linee critiche sono individuate sulla base di formule definite dall'Autorità (nel caso di connessioni in bassa e media tensione) e da Terna (nel caso di connessioni in alta e altissima tensione).

² Più in dettaglio, i corrispettivi erano definiti in modo diverso. Il corrispettivo previsto con la deliberazione ARG/elt 125/10 era pari a:

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

Tale corrispettivo avrebbe dovuto essere versato ogni anno fino alla completa realizzazione degli impianti di produzione e sarebbe stato trattenuto in tutti i casi di mancata realizzazione dell'impianto di produzione (per il 70% del totale, nei casi di rinuncia). La deliberazione trovava applicazione anche nel caso di richieste di connessione già inviate al gestore di rete perché, diversamente, il problema della saturazione virtuale delle reti non avrebbe potuto trovare soluzione.

Successivamente, con la deliberazione ARG/elt 187/11 (assunta a seguito della sospensiva della deliberazione ARG/elt 125/10, nelle parti relative al corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete, concessa dal Tar Lombardia), l'Autorità ha previsto che il corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete sia pari a 20,25 €/kW (il valore più basso tra quelli definiti con la precedente deliberazione ARG/elt 125/10). Tale corrispettivo avrebbe dovuto essere versato solo *una tantum* (non più ogni anno) e sarebbe stato trattenuto nei casi di mancata realizzazione dell'impianto di produzione, ad eccezione dei casi di decadenza o rinuncia nei primi due anni dalla data di accettazione del preventivo e, oltre i primi due anni, ad eccezione dei casi di esito negativo dell'iter autorizzativo non imputabile al produttore.

inviata al gestore di rete perché, diversamente, il problema della saturazione virtuale delle reti non avrebbe potuto essere risolto né attenuato.

A seguito della sospensiva concessa dal Consiglio di Stato (in relazione alle parti dei provvedimenti relative al corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete), anche considerando che il Consiglio di Stato ha ravvisato la sussistenza di un profilo di illegittimità nella previsione di un corrispettivo per la prenotazione di capacità di rete, l'Autorità, nel maggio 2012, è nuovamente intervenuta. In particolare, la deliberazione 226/2012/R/eel (a cui hanno fatto seguito le relative disposizioni per l'attuazione – deliberazione 328/2012/R/eel) prevede che la prenotazione definitiva della capacità di rete avvenga al termine del procedimento per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione. Rimane fermo un periodo iniziale, di durata differenziata in base al livello di tensione a cui sarà erogata la connessione, durante il quale la soluzione tecnica per la connessione rimane valida e consente la prenotazione temporanea della relativa capacità di rete (tranne gli impianti fino a 1 MW per i quali la prenotazione della capacità di rete è, fin da subito, definitiva). Tale deliberazione, attualmente vigente, si applica anche nel caso di richieste di connessione già inviate al gestore di rete.

A seguito degli interventi dell'Autorità, i cui effetti sono stati ulteriormente esaltati dalla riduzione degli incentivi, il fenomeno della saturazione virtuale delle reti si è molto attenuato.

Si ritiene che non siano necessari ulteriori interventi da parte dell'Autorità. Appare però auspicabile che il Ministero dello Sviluppo Economico puntualizzi alcuni profili applicativi delle linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, con l'obiettivo di coordinare le attività e il ruolo dei responsabili dei procedimenti autorizzativi con quanto previsto dall'Autorità in materia di connessioni, garantendo così uno svolgimento più rapido ed efficiente dei predetti procedimenti.

2.1.2 Il tema delle perdite di rete

Lo sviluppo della generazione distribuita non necessariamente comporta una riduzione delle perdite sulle reti elettriche di media e bassa tensione. Ciò infatti si verifica solo nel momento in cui vi è sostanziale contemporaneità tra produzione e consumo di energia elettrica. Diversamente, nel momento in cui si verificano inversioni di flusso (cioè l'energia elettrica immessa nelle reti di media e bassa tensione, non essendo consumata in sito, deve essere elevata di tensione e trasportata nelle reti a più alta tensione, per poi essere nuovamente utilizzata a più bassi livelli di tensione), le perdite di rete in generale aumentano per effetto della doppia trasformazione. Occorre tuttavia differenziare tra le perdite tecniche di rete nei diversi tratti:

- per quanto riguarda le perdite sulle linee elettriche a livello di tensione superiore a quello a cui è connesso l'impianto e nelle sezioni di trasformazione dal livello di tensione immediatamente superiore a quello a cui è connesso l'impianto a livelli ancora superiori, la generazione distribuita comporta in generale (in assenza di inversioni di flusso) una riduzione delle perdite nei limiti in cui riduca i transiti di energia elettrica;

- per quanto riguarda le perdite presso le sezioni di trasformazione dal livello di tensione a cui è connesso l'impianto al livello di tensione immediatamente superiore, a livello generale vi è diminuzione di perdite quando la quota di carico coperta dagli impianti di produzione sulle reti al medesimo livello di tensione è sempre inferiore al carico complessivo. Qualora invece vi sia inversione di flusso, in particolare se prolungata e frequente, la generazione distribuita comporta una riduzione complessiva di perdite sempre meno evidente rispetto al caso di rete passiva fino ad arrivare a casi in cui le perdite complessive possono addirittura aumentare per effetto della doppia trasformazione (che si verifica nei casi in cui l'energia elettrica non consumata viene portata a livelli di tensioni superiori rispetto a quello di immissione e successivamente ricondotta a livelli di tensione più bassi);
- per quanto riguarda le perdite sulle linee elettriche al medesimo livello di tensione a cui è connesso l'impianto, nel caso in cui la potenza immessa in rete, ora per ora, sia inferiore a quella complessivamente assorbita dai carichi alimentati dalla linea stessa, la generazione distribuita (nei limiti in cui consenta un avvicinamento fra produzione e consumo) comporterebbe una riduzione delle perdite registrabili sul tratto di rete in esame; nel caso, invece, di una forte penetrazione puntuale/localizzata della generazione distribuita, si possono verificare situazioni in cui le perdite sulla linea, eventualmente anche solo in alcune delle ore dell'anno, aumentano rispetto all'assetto di rete passiva.

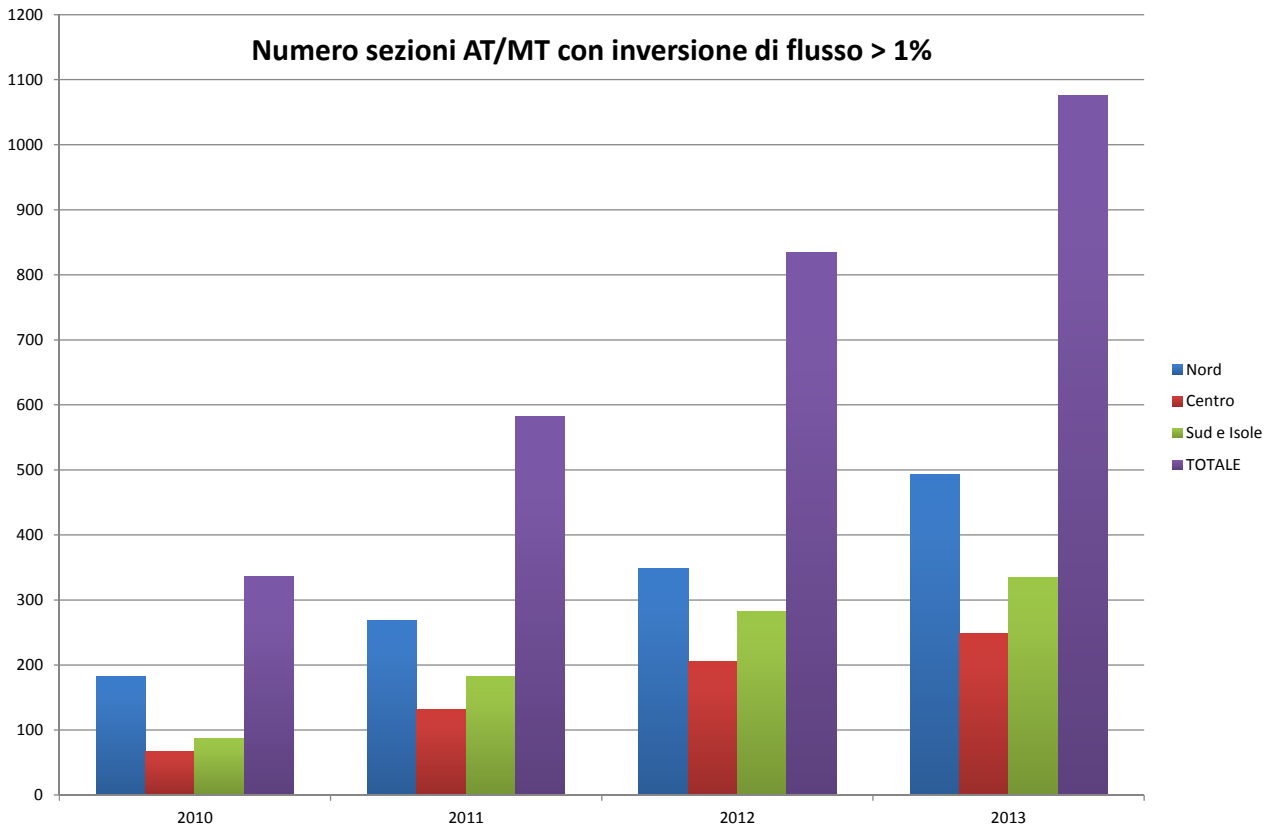
Anche nel caso in cui gli impianti di produzione sono direttamente collegati alle cabine primarie o secondarie o richiedono la realizzazione di nuovi estesi tratti di rete (ad esempio perché sono ubicati in aree distanti dai centri di consumo), le perdite di rete aumentano rispetto all'assetto di rete passiva.

2.1.3 Il tema delle inversioni di flusso

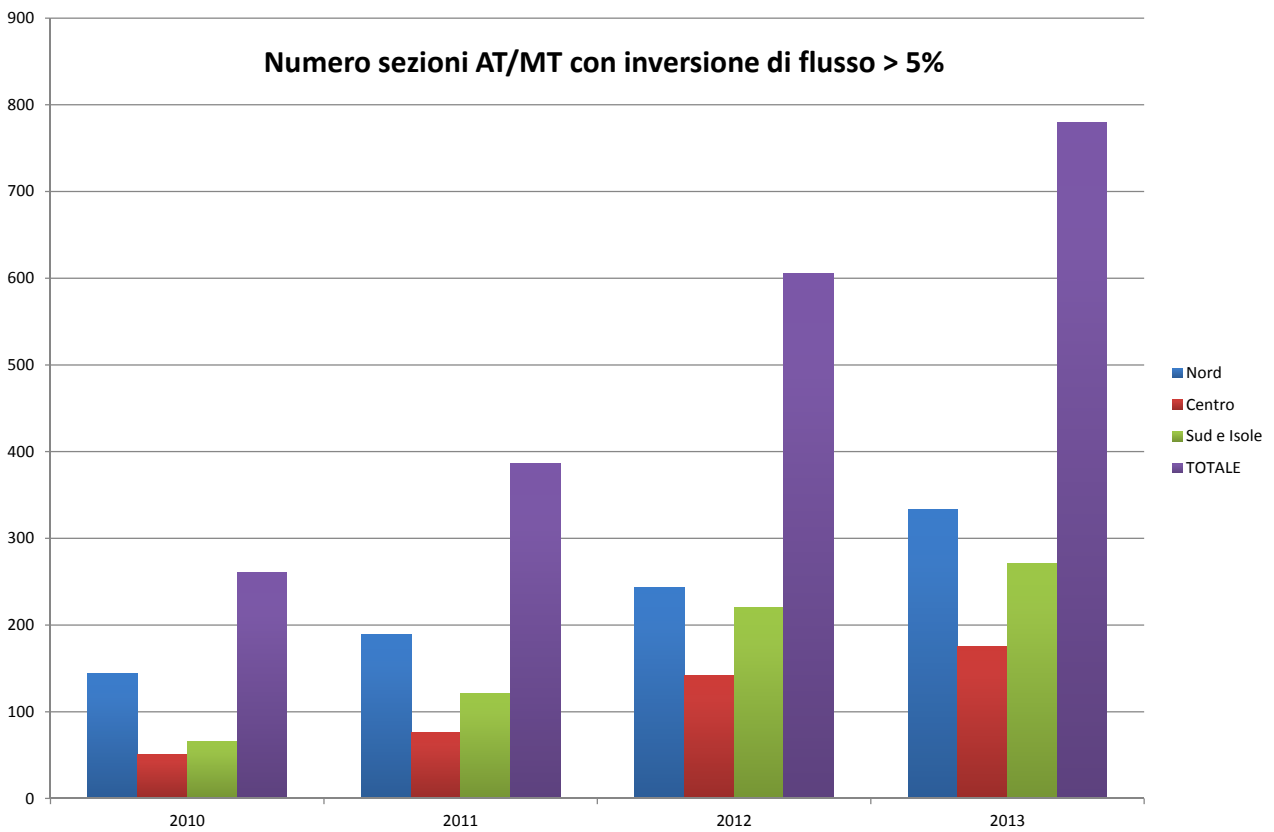
Il numero delle sezioni AT/MT delle cabine primarie in corrispondenza delle quali si verificano inversioni di flusso potrebbe essere utilizzato come indicatore per valutare lo stato di trasformazione delle reti di distribuzione da passive, quali erano prima della diffusione della generazione distribuita, ad attive.

Al riguardo, sulla base dei dati ad oggi disponibili risulta, che, nel 2013, per il 25% delle circa 4000 sezioni AT/MT delle cabine primarie si sono verificate inversioni di flusso per almeno l'1% delle ore e, per il 72% di esse, le inversioni di flusso hanno riguardato almeno il 5% delle ore.

Le [figure 5 e 6](#) evidenziano la crescita del numero delle sezioni AT/MT delle cabine primarie per le quali si sono verificate le inversioni di flusso dal 2010 ad oggi. Appare quindi evidente che la gestione attiva delle reti di distribuzione e la conseguente necessaria evoluzione tecnica e regolatoria è un tema non più trascurabile in relazione sia all'adeguamento delle infrastrutture esistenti sia all'innovazione del dispacciamento.



– figura 5 –



– figura 6 –

2.1.4 Lo sviluppo delle infrastrutture di rete

Lo sviluppo delle infrastrutture di rete non riguarda solo la realizzazione di nuove reti elettriche o il potenziamento di quelle esistenti ma anche l'adeguamento delle infrastrutture esistenti, assicurando il passaggio da un servizio sostanzialmente "passivo" della rete (prevalentemente indirizzato al consumo) ad uno "attivo" (prevalentemente indirizzato alla produzione e alla gestione dei carichi).

La realizzazione di nuove reti elettriche o il potenziamento di quelle esistenti ha l'obiettivo di velocizzare la connessione dei nuovi impianti e di aumentare la capacità di trasporto intrazonale e interzonale al fine di risolvere le congestioni. 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 immessa³.

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 e Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11).

Per quanto riguarda l'adeguamento delle infrastrutture esistenti (per il passaggio da un servizio passivo ad uno attivo), l'Autorità ha già promosso, con la deliberazione ARG/elt 12/11, 8 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 di avere maggiori informazioni sulle potenzialità delle singole tecnologie e sulle diverse modalità di gestione delle reti e quindi poter avviare un processo di reingegnerizzazione dell'attuale sistema regolatorio al fine di favorire lo sviluppo e la realizzazione di uno *smart system*, calibrato sia sulle soluzioni tecnologiche da promuovere, sia sui benefici conseguibili.

Infine, per quanto riguarda la realizzazione di sistemi di accumulo (pompaggi, accumuli a batterie, ecc.) che consentano di sfruttare al meglio la rete disponibile, l'Autorità, con la deliberazione 288/2012/R/eel, ha definito i criteri di selezione dei progetti pilota relativi ai sistemi di accumulo sulla rete di trasmissione dell'energia elettrica ammessi al trattamento incentivante. Con successivi provvedimenti, l'Autorità ha ammesso al trattamento incentivante due progetti pilota in sistemi di accumulo "*power intensive*" inseriti nel Piano di Difesa 2012 di Terna approvato dal MSE, per un totale di 16 MW (deliberazione 43/2013/R/eel) e sei progetti pilota "*energy intensive*" inseriti nel Piano di Sviluppo 2011 di Terna approvato dal MSE, per un totale di 35 MW (deliberazione 66/2013/R/eel).

³ La mancata produzione degli impianti eolici a causa di tali vincoli di rete oggetto di remunerazione è risultata pari a 492 GWh nel 2010 e si è progressivamente ridotta, fino a poco più di 120 GWh nel 2013.

2.2 Effetti sui mercati e sul dispacciamento

Un così rapido sviluppo degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, in particolare fotovoltaici ed eolici, richiede necessariamente una altrettanto rapida evoluzione regolatoria.

Se si considera, inoltre, che gran parte di questo sviluppo repentino è attribuibile agli impianti di generazione distribuita (che superano ormai i 23 GW⁴) appare chiaro che non si può più trascurare la generazione di potenza inferiore a 10 MVA e prevalentemente connessa sulle reti di distribuzione ai fini della gestione del sistema elettrico. Ciò appare ancora più evidente tenendo conto che, ai fini della gestione in sicurezza del sistema elettrico, il fuori servizio di soli 3 GW (per effetto, ad esempio, di avarie o indisponibilità della fonte) è considerato “incidente rilevante” e come tale può avere impatti sensibili sulla sicurezza del sistema.

Nei prossimi paragrafi vengono evidenziati gli effetti delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita sul sistema elettrico, soffermando l’attenzione sui conseguenti provvedimenti adottati e da adottare affinché tali impianti possano essere integrati nel sistema elettrico, garantendone la sicurezza, e possano avere una diffusione crescente e sostenibile nel tempo.

2.2.1 Il cambiamento del profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima

Per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della presentazione di offerte sui mercati anche in relazione a tali impianti, sta cambiando in modo sempre più rilevante il profilo di prezzo che si forma sul mercato del giorno prima.

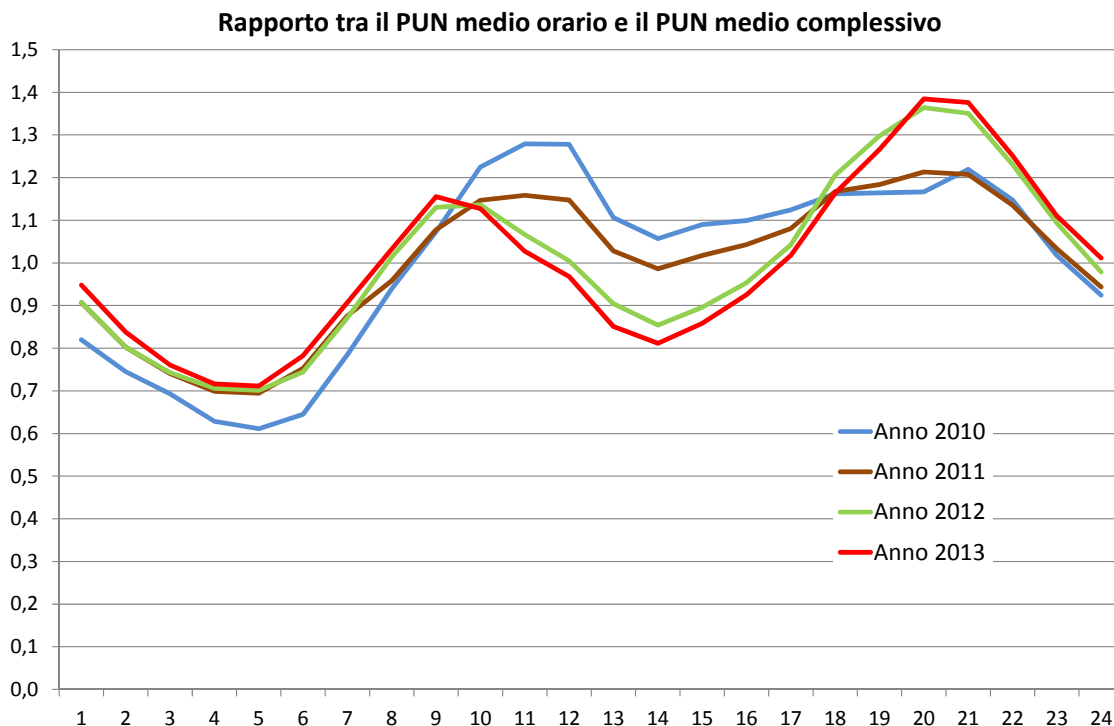
In particolare, mentre negli anni scorsi i prezzi più alti si formavano nelle ore diurne, in corrispondenza della massima richiesta di energia elettrica in rete, attualmente i prezzi più alti si formano nelle ore preserali (17-21), ovvero nelle ore in cui cessa progressivamente la produzione fotovoltaica, rispetto alle ore in cui tale produzione è presente. La [figura 7](#) mostra il radicale cambiamento del profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima. Al fine di evidenziare i soli profili, e non anche il valore assoluto dei prezzi che dipende da molti altri fattori (primo fra tutti il prezzo del gas naturale utilizzato attualmente per la produzione della metà dell’energia elettrica complessivamente necessaria per soddisfare i fabbisogni di energia elettrica), la medesima figura illustra, per ogni anno, lo scostamento del PUN medio orario rispetto al PUN medio annuo⁵.

Da essa emerge che, su base media annua, il massimo scostamento positivo rispetto al PUN medio annuo è sempre più evidente nelle ore preserali (non più nelle ore centrali del-

⁴ La generazione distribuita incide per 23 GW se con il termine “generazione distribuita” si intende l’insieme degli impianti con potenza inferiore a 10 MVA. Se invece con tale termine si intendesse l’insieme degli impianti connessi alle reti di distribuzione, l’incidenza della generazione distribuita sarebbe pari a 30 GW.

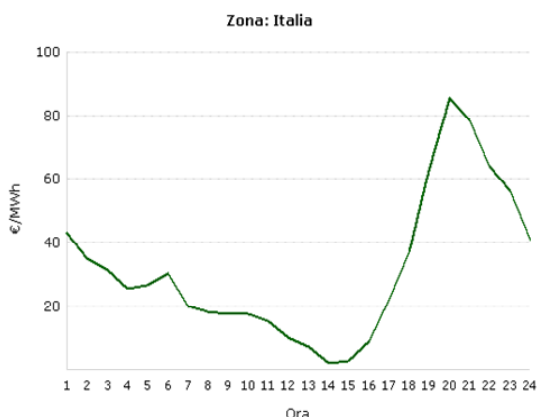
⁵ Il PUN medio annuo è risultato pari a 64,12 €/MWh nel 2010, 72,23 €/MWh nel 2011, 75,47 €/MWh nel 2012 e a 62,99 €/MWh nel 2013.

la giornata come ancora avveniva nel 2010), mentre il massimo scostamento negativo, che ancora si presenta nelle ore notturne, sta diventando confrontabile con quello che si registra nelle prime ore del pomeriggio.

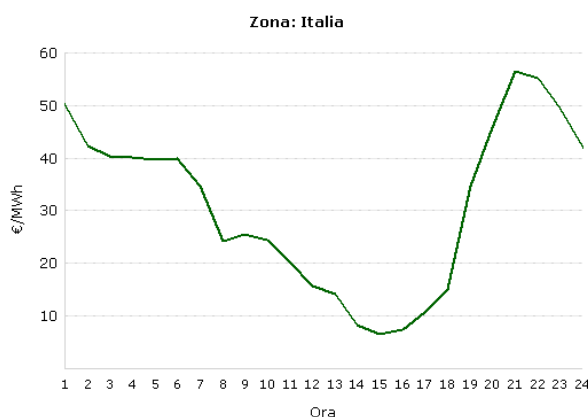


– figura 7 –

Nei più recenti giorni festivi appare rilevante lo scostamento tra il prezzo più elevato registrato nelle ore preserali e il prezzo più basso, registrato non più nelle ore notturne ma proprio nelle ore diurne in cui la produzione fotovoltaica è massima. Le [figure 8 e 9](#), tratte dal sito internet del Gestore dei Mercati Energetici, pongono in evidenza proprio tale scostamento per due domeniche e, in particolare, il 16 marzo 2014 e il 4 maggio 2014.



– figura 8. 16 marzo 2014 –



– figura 9. 4 maggio 2014 –

La variazione del profilo di prezzo deriva dal fatto che nelle ore diurne non è più trascurabile la quantità di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili

caratterizzati da costi variabili pressoché nulli. Pertanto, gli impianti termoelettrici, per poter rimanere in esercizio nelle ore diurne (a causa dei loro vincoli tecnici di funzionamento) al fine di essere disponibili a produrre nelle ore serali in cui viene a mancare la produzione fotovoltaica, devono accettare di produrre a prezzi più bassi dei costi variabili. La quota dei costi variabili non coperta dai prezzi delle ore diurne o della prima mattina deve quindi essere coperta dai prezzi delle ore serali. Da ciò deriva un'esigenza di copertura dei costi variabili di produzione in un numero più concentrato di ore, il che, a sua volta, concorre a spiegare l'aumento relativo registrato nei livelli dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso in tali ore e soprattutto nelle prime ore serali in cui è più elevata la richiesta di energia elettrica.

Pertanto appare che, rispetto al caso di assenza delle fonti rinnovabili non programmabili, i prezzi che si formano sui mercati dell'energia elettrica tendano ad essere più bassi nelle ore diurne e più alti nelle ore preserali rispetto alla situazione caratterizzata da assenza delle "nuove" fonti rinnovabili. Ciò tuttavia non consente di affermare con certezza qual è l'effetto complessivo: per ogni giorno occorrerebbe tenere conto contemporaneamente dei due effetti per poter conoscere quale prevale in funzione dell'andamento dei mercati stessi e delle strategie di offerta degli operatori.

Occorre altresì evidenziare che i prezzi di mercato dell'energia elettrica non dipendono unicamente dalla diffusione delle fonti rinnovabili ma anche (e soprattutto) dall'andamento del prezzo del gas naturale che continua a rappresentare una fonte molto importante per la produzione complessiva di energia elettrica. I recenti provvedimenti dell'Autorità che hanno indotto la rinegoziazione, con prezzi al ribasso, dei contratti di approvvigionamento del gas naturale hanno indubbiamente comportato un sensibile abbassamento dei prezzi di mercato dell'energia elettrica.

Si ritiene che gli ulteriori incrementi nella generazione fotovoltaica abbiano però, almeno nel breve periodo, un effetto sempre minore in termini di variazione dei prezzi di equilibrio nelle ore di maggiore irraggiamento. Ciò perché, sino a quando la tecnologia marginale ricorrente – ossia quella che fissa il prezzo di borsa nella maggior parte delle ore – rimarrà quella a gas, difficilmente il prezzo medio di mercato può risultare più basso dei costi variabili degli impianti a gas più efficienti⁶.

Pertanto, fintanto che la produzione degli impianti a gas resta necessaria in un'ora (anche solo al minimo) per soddisfare la domanda in sicurezza nel corso della giornata (quindi tenendo conto dei vincoli intertemporali di funzionamento degli impianti), la penetrazione delle fonti rinnovabili si limiterà a modificare la curva dei prezzi giornalieri più che la relativa media ponderata, perché quest'ultima dovrà garantire almeno la copertura dei costi variabili degli impianti a gas. Quando non sarà più vero quanto sopra detto, il prezzo potrà essere fissato al livello del costo variabile, pressoché nullo, delle tecnologie correlate alle fonti rinnovabili incentivate.

⁶ Si deve d'altra parte osservare che i costi variabili degli impianti a gas tendono a crescere all'aumentare della diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili, a causa delle diverse (più costose) modalità di produzione cui sono costretti gli impianti a gas stessi per fare fronte alla maggiore volatilità della domanda residua che deve essere servita da questi impianti.

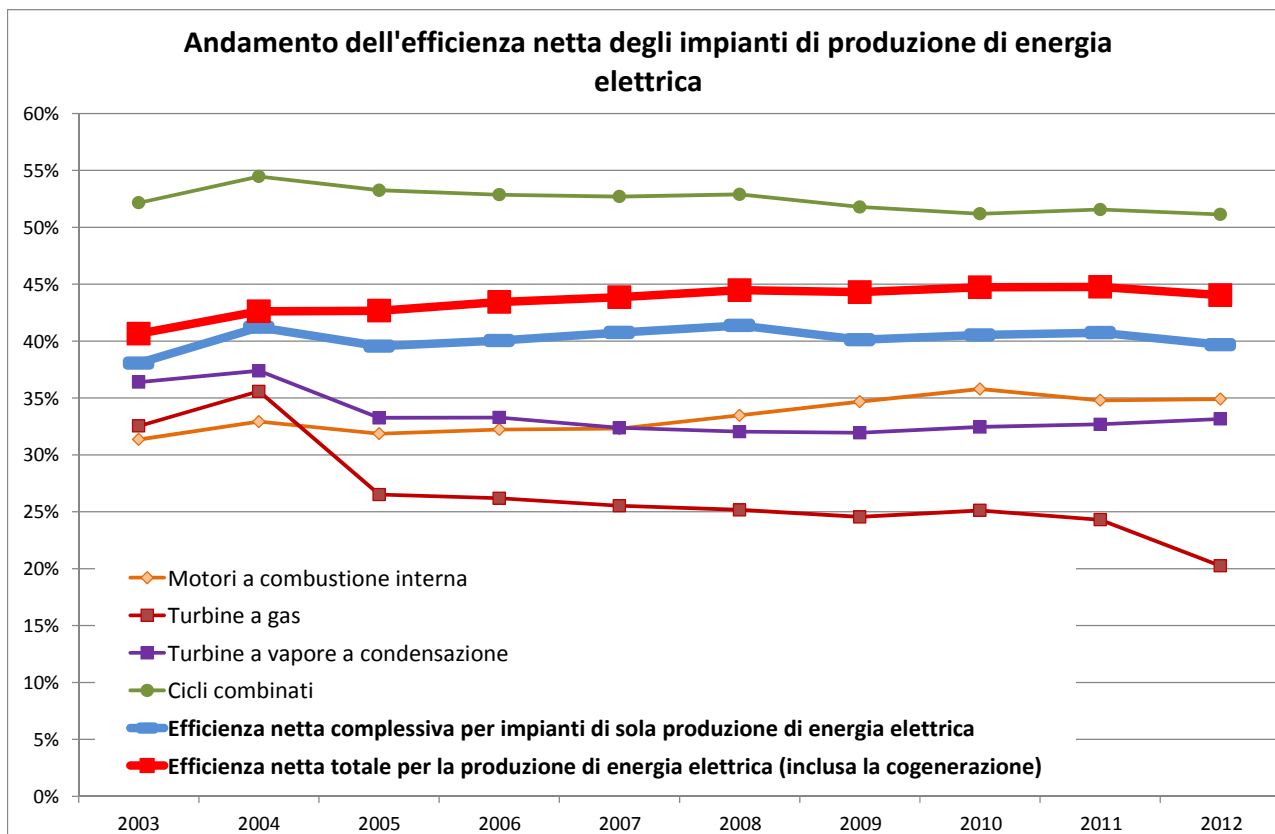
Inoltre, si assiste anche ad un aumento della volatilità e della rischiosità dei prezzi che potrebbero variare in modo rilevante da un'ora all'altra rendendo peraltro difficili e poco attendibili previsioni di prezzo.

Quanto affermato nel presente paragrafo evidenzia anche l'importanza della partecipazione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita ai mercati dell'energia, affinché non vi siano distorsioni nella formazione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica.

2.2.2 Nuova modalità di funzionamento degli impianti termoelettrici

Quanto già evidenziato nel paragrafo precedente, la diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili sta comportando una riduzione delle ore di utilizzo degli impianti termoelettrici che, tra l'altro, vengono sempre più utilizzati per coprire le punte di carico. Agli impianti termoelettrici viene quindi richiesta sempre più flessibilità, ma non tutti sono in grado di modificare la propria produzione in tempi rapidi.

Ciò da un lato comporta la necessità di studiare soluzioni tecnologiche che consentano di rendere più flessibili i moderni cicli combinati a gas (quali soluzioni con più turbine a gas per ogni turbina a vapore, oppure by-pass al camino che consentano il solo funzionamento delle turbine a gas, oppure soluzioni con post combustori che consentano di sfruttare maggiormente la turbina a vapore a parità di utilizzo delle turbine a gas); dall'altro lato, a parità di impianti chiamati a funzionare a carico parziale e con continue accensioni e spegnimenti (o variazioni di carico), diminuiscono i rendimenti, come ben evidenziato nella figura 10 in relazione ai cicli combinati e alla media dell'intero parco termoelettrico destinato alla sola produzione di energia elettrica (da cui può conseguire un possibile aumento dei costi variabili e, quindi, dei prezzi di mercato).



– figura 10 –

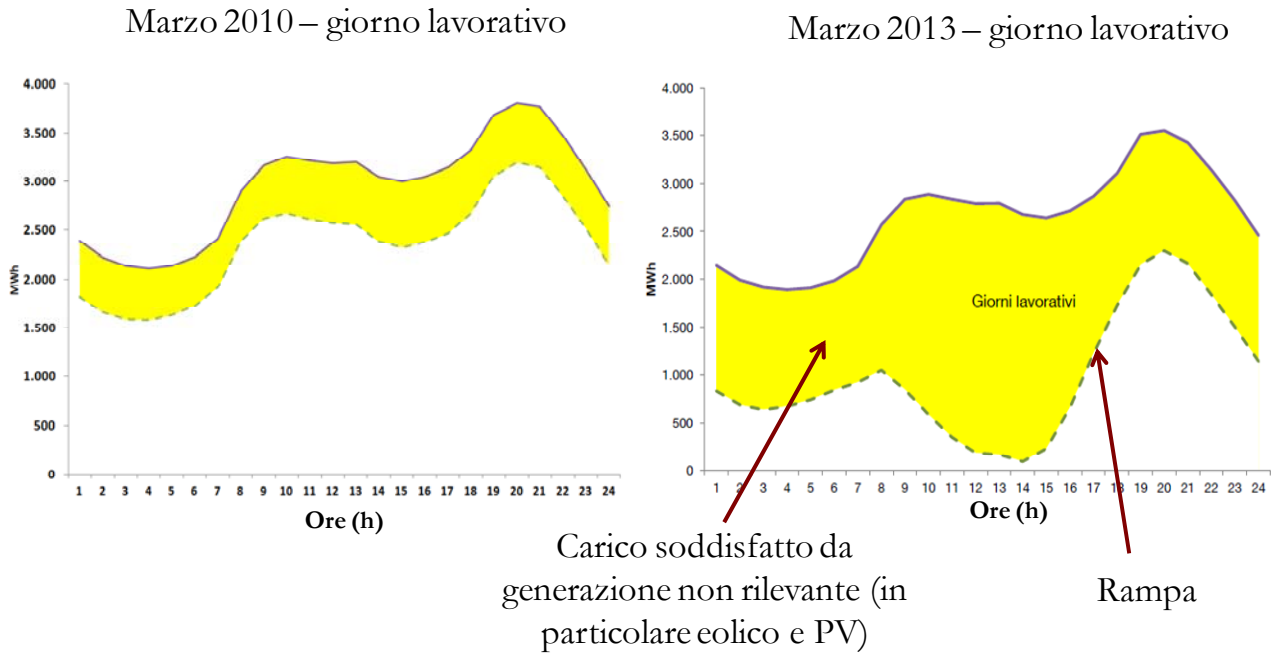
2.2.3 Effetti sul dispacciamento

Una rilevante e rapida diffusione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, quali gli eolici e i fotovoltaici, comporta effetti non trascurabili nell'erogazione del servizio di dispacciamento (per lo più riconducibili all'esigenza di gestire in sicurezza il sistema elettrico nazionale).

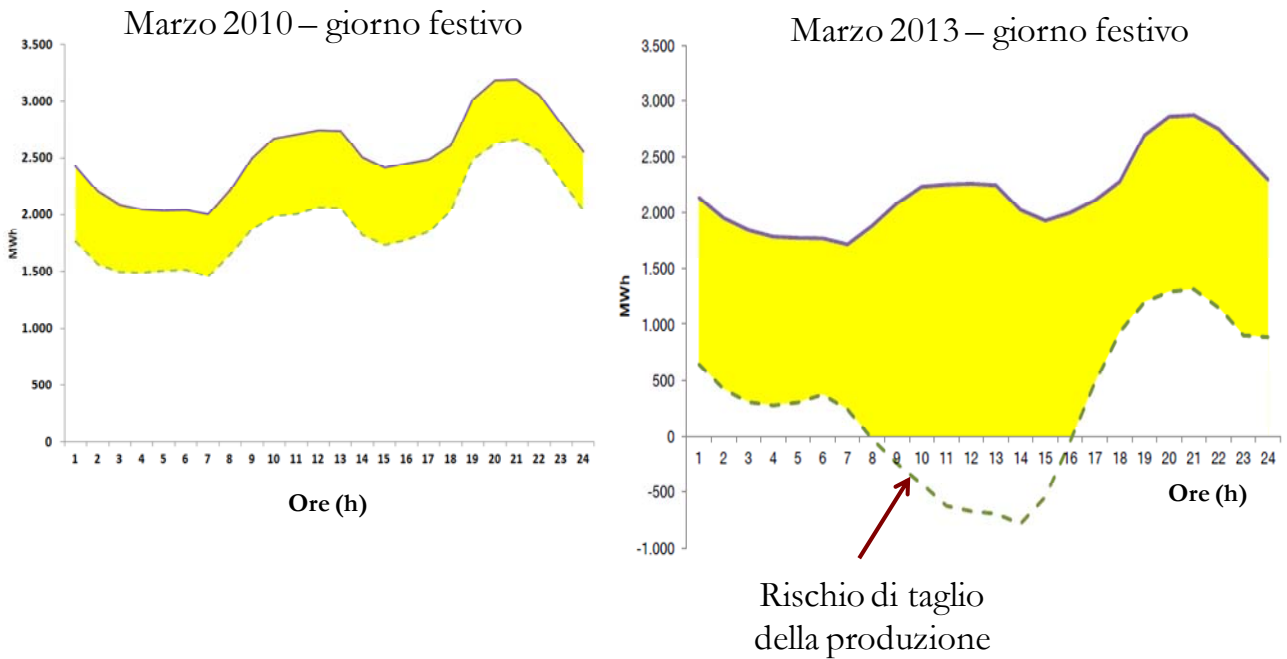
Infatti, la non programmabilità e l'aleatorietà di tali fonti comporta un incremento dell'errore di previsione del carico residuo da bilanciare in tempo reale. A ciò va aggiunto che la maggior produzione rinnovabile, riducendo la porzione di carico soddisfatta da unità di produzione termoelettriche con capacità di regolazione, rende ancor più complessa la costituzione dei margini di riserva necessari a garantire il bilanciamento in tempo reale della rete elettrica. Si rileva inoltre che tali criticità sono ulteriormente acuite per effetto delle carenze infrastrutturali di rete intra ed interzonali nelle aree in cui le fonti non programmabili sono disponibili. Tutto ciò si traduce, oltre che in un incremento dei costi di dispacciamento, in una loro maggiore volatilità, rispetto al passato, e nella conseguente minore prevedibilità dei medesimi.

Più in dettaglio, le [figure 11 e 12](#) evidenziano, in relazione alla zona sud (rispettivamente con riferimento a giorni lavorativi e festivi), l'aumento della porzione di carico soddisfatta dalla generazione non rilevante (in particolare impianti eolici e fotovoltaici) e le diverse pendenze del profilo di carico residuo (linea tratteggiata) rispetto al profilo di carico complessivo (linea continua). In particolare, si osserva la maggiore pendenza del profilo di carico residuo nelle ore preserali rispetto a quella del profilo di carico per effetto del con-

temporaneo venir meno del fotovoltaico quando si sta raggiungendo il picco di carico serale. Un problema analogo si potrebbe ottenere anche nelle ore mattutine nei giorni in cui viene a mancare la disponibilità della fonte eolica proprio in corrispondenza della punta di carico mattutina.



- figura 11 -



- figura 12 -

Al fine di inseguire le rampe (serale e mattutina) risultano necessarie azioni rapide di bilanciamento (tra domanda e offerta di energia elettrica) realizzate da impianti programmabili con elevate capacità di modulazione, rapidi tempi di riposta e trascurabili vincoli di permanenza in servizio notte/giorno. Naturalmente serve un maggior numero di impianti di questo tipo, tutti contemporaneamente disponibili, all'aumentare della pendenza della curva di carico residuo. Le risorse migliori per questo servizio sono le unità idroelettriche di produzione e pompaggio, che possono entrare in servizio e variare la produzione in tempi rapidissimi. Possono essere utilizzati anche gli impianti termoelettrici che devono però essere mantenuti al minimo tecnico nelle ore in cui la loro produzione non serve (hanno infatti tempi di accensione molto lunghi), il che implica che una parte di carico deve comunque essere coperta da tali impianti.

Per quanto detto, non è possibile che l'intero carico sia coperto da soli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili che potrebbero venire meno in modo aleatorio, ma è possibile ottimizzare il dispacciamento per aumentare la parte di carico da essi copribile.

Infine, dalla figura 12 emerge che nella zona sud, in alcune ore, la produzione da impianti fotovoltaici ed eolici è addirittura superiore rispetto al carico totale. Qualora tale produzione non possa essere evacuata altrove e qualora nelle zone limitrofe non vi siano impianti al minimo tecnico sufficienti per compensare l'eventuale venire meno delle fonti aleatorie, si renderebbe necessario un intervento di riduzione della produzione da fotovoltaici ed eolici.

In assenza di interventi regolatori finalizzati ad ottimizzare il dispacciamento, occorrerebbe approvvigionarsi di una sempre crescente capacità di riserva per coprire le ripide rampe di carico accentuate dal venir meno del fotovoltaico nelle ore serali e, in alcune zone, dal venir meno dell'eolico nelle ore mattutine nonché per compensare l'indisponibilità delle fonti aleatorie; il che comporterebbe un continuo aumento dei costi di dispacciamento.

Occorre quindi fare in modo che anche gli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili partecipino attivamente al funzionamento del sistema elettrico, sia dal punto di vista tecnico che dal punto di vista economico. A tal fine i sistemi di accumulo potrebbero dare un contributo importante⁷. Al tempo stesso è importante fare in modo che i mercati e la regolazione del servizio di dispacciamento consentano di sfruttare le potenzialità e le caratteristiche di tali impianti e che i gestori di rete possano avvalersi di tali impianti per la gestione delle reti elettriche.

Ciò consentirebbe l'integrazione e l'ulteriore diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, garantendo allo stesso tempo la sicurezza del sistema elettrico, oltre che la possibile riduzione o il minor incremento dei costi di dispacciamento determinati dalla presenza di fonti rinnovabili aleatorie.

⁷ In relazione ai sistemi di accumulo, l'Autorità, con il DCO 613/2013/R/eel, ha presentato i propri orientamenti in merito alle modalità di accesso e di utilizzo della rete pubblica.

Gli interventi già effettuati in materia di dispacciamento

Inizialmente, per i soli impianti eolici di maggiore potenza e di nuova realizzazione, è stata prevista l'obbligatorietà della prestazione di alcuni servizi di rete, tra cui la riduzione di potenza in caso di necessità e l'insensibilità ai buchi di tensione. E' stato anche reso obbligatorio l'adeguamento degli impianti al fine di renderli monitorabili da parte di Terna.

Successivamente l'Autorità:

- con la deliberazione 84/2012/R/eel (come successivamente integrata), ha definito le caratteristiche che gli inverter, ovvero le macchine rotanti, e i sistemi di protezione d'interfaccia devono avere per poter essere installati sui nuovi impianti di produzione di energia elettrica da connettere in bassa e media tensione, nonché gli interventi di retrofit sugli impianti esistenti di potenza superiore a 50 kW connessi in media tensione. Tali dispositivi non servono unicamente per evitare la disconnessione degli impianti di generazione distribuita qualora la frequenza di rete rimanga compresa nell'intervallo 47,5 – 51,5 Hz (anziché nell'intervallo 49,7 – 50,3 Hz) - evitando i problemi di sicurezza delle reti che potrebbero derivare dal repentino venir meno della generazione distribuita, ormai non più trascurabile, a seguito di esigue variazioni della frequenza di rete - ma anche per consentire la prestazione di servizi di rete che potrebbero diventare rilevanti nell'ottica futura delle reti attive. Proprio in tal senso è stata recentemente modificata la deliberazione 84/2012/R/eel al fine di recepire la nuova edizione della Norma CEI 0-16 (relativa agli impianti connessi in media tensione), ricca di elementi innovativi. Infine, con la deliberazione 243/2013/R/eel, sono state definite le tempistiche e le modalità per l'adeguamento, ad alcune prescrizioni dell'Allegato A70 al Codice di rete di Terna, degli impianti, di potenza superiore a 6 kW, già connessi alla rete di bassa tensione alla data del 31 marzo 2012 nonché degli impianti, di potenza fino a 50 kW, già connessi alla rete di media tensione alla medesima data;
- con la deliberazione 281/2012/R/efr, ha definito disposizioni transitorie (vigenti dall'1 gennaio 2013) per l'applicazione di corrispettivi di sbilanciamento alle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, allo scopo di promuovere migliori previsioni dell'energia elettrica immessa in rete da fonti rinnovabili ed evitare che i costi dovuti alla scarsa prevedibilità di questi impianti continuino a incidere sulla generalità dei consumatori. Più in dettaglio, è stato definito un transitorio iniziale, durante il quale viene applicata una franchigia entro la quale gli sbilanciamenti continuano ad essere valorizzati al prezzo zonale orario (allocando quindi i relativi oneri alla collettività)⁸, al fine di garantire la necessaria gradualità nella gestione degli impianti di produzione, ferma restando l'esigenza di pervenire rapidamente ad una situazione a regime che sia il più possibile *cost reflective*. Tale franchigia non è stata differenziata per fonte ed è stata posta pari al 20% del programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento. La deliberazione 281/2012/R/efr è stata oggetto di im-

⁸ Il valore degli sbilanciamenti non dipende dalla fonte né dalla tecnologia e deve quindi essere inteso come prezzo di mercato di tale energia, non come uno strumento penalizzante nel caso in cui non vengano rispettate le previsioni di immissione.

pugnativa e dovrà essere riformata per tenere conto della sentenza 9 giugno 2014, n. 2936 del Consiglio di Stato⁹.

La deliberazione 281/2012/R/efr, nonostante il contenzioso, ha comunque consentito una migliore previsione delle immissioni di energia elettrica da fonti non programmabili, senza comportare oneri insostenibili per i produttori. Infatti, sulla base dei dati resi disponibili dal GSE (limitati quindi all'energia elettrica per cui il medesimo GSE è utente del dispacciamento), risulta che, per l'anno 2013, qualora la deliberazione 281/2012/R/efr fosse stata applicata senza le interruzioni derivanti dal contenzioso, i produttori avrebbero avuto un maggior onere, derivante dall'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento al di sopra della predetta franchigia del 20%, mediamente pari a 1,39 €/MWh (2,28 €/MWh in relazione alle unità di produzione rilevanti e 1,13 €/MWh in relazione alle unità di produzione non rilevanti);

- con la deliberazione 344/2012/R/eel, ha verificato positivamente l'Allegato A72, relativo alla "Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)", predisposto da Terna. La riduzione trova applicazione solo qualora è a rischio la sicurezza del sistema elettrico nazionale e non sono possibili altre azioni. Tale azione diventa più probabile con l'aumentare delle installazioni eoliche e fotovoltaiche, con particolare riferimento alle zone a basso carico. Infatti, al termine del 2013, risultano già complessivamente installati impianti fotovoltaici per circa 18 GW e impianti eolici per più di 8 GW, a fronte di un carico totale nazionale che, nelle ore diurne di più basso carico, è prossimo (o anche inferiore) a 30 GW. Si noti, altresì, che è necessario mantenere un carico residuo minimo coperto da impianti programmabili termoelettrici e idroelettrici, al fine di disporre della capacità di riserva necessaria per garantire il bilanciamento in tempo reale della rete elettrica, compensando l'eventuale venir meno delle fonti aleatorie nonché eventuali avarie. Tale carico residuo può essere minimizzato proprio ottimizzando il dispacciamento e prevedendo la partecipazione attiva alla fornitura di servizi di rete anche nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e di generazione distribuita.

Gli interventi da effettuare in materia di dispacciamento

L'azione regolatoria condotta fino a questo momento ha consentito indubbiamente importanti passi avanti, portando l'Italia tra gli Stati all'avanguardia in materia di integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita. Ma, per comple-

⁹ Con la sentenza 9 giugno 2014, n. 2936, la Sezione Sesta del Consiglio di Stato ha evidenziato che:

- la non prevedibilità tecnica delle fonti non programmabili ne impedisce l'equiparazione a quelle programmabili, ai fini dell'applicazione dei corrispettivi per gli sbilanciamenti, in ossequio al principio di non discriminazione (Capo 6);
- ciò, tuttavia, non implica che i costi degli sbilanciamenti delle fonti non programmabili debbano essere socializzati, in quanto ciò realizzerebbe una discriminazione non giustificabile (Capo 7);
- pertanto, l'Autorità ha piena discrezionalità nel trovare una soluzione che: *"da un lato, tuteli il mercato nella sua interezza mediante l'imposizione anche alle unità di produzione in esame dei costi di sbilanciamento, dall'altro, introduca meccanismi calibrati sulla specificità della fonte in grado di tenere conto della modalità di produzione dell'energia elettrica e delle conseguenti difficoltà di effettuare una previsione di immissione in rete che raggiunga il medesimo grado di affidabilità che devono garantire le unità di produzione di energia programmabile"* (Capo 7).

tare quella che può ben essere considerata una “rivoluzione” nel settore elettrico, tanti passi devono ancora essere compiuti.

Occorre *rivedere e aggiornare la regolazione complessiva del dispacciamento* affinché sia più aderente alla nuova realtà e consenta una partecipazione più attiva anche da parte di impianti che fino ad oggi non hanno prestato servizi di rete (se non in piccola parte) nonché un maggiore utilizzo di tali risorse da parte di Terna. Tale revisione generale è già stata avviata tenendo conto del nuovo contesto strutturale e di mercato, in corso di rapido mutamento, e delle conseguenti maggiori esigenze di flessibilità del sistema. Ciò potrebbe consentire di meglio valorizzare (anche economicamente) i servizi utili per il sistema elettrico che gli impianti (anche quelli non programmabili) possono fornire, compresi quelli connessi alle reti di media e bassa tensione che sono sempre stati esclusi dalla fornitura dei servizi di dispacciamento. Al riguardo, occorre anche distinguere tra servizi di rete globali (cioè necessari per il funzionamento in sicurezza del sistema elettrico nel suo complesso) e servizi di rete locali (cioè necessari per il funzionamento in sicurezza delle reti di distribuzione) per i quali la generazione distribuita potrebbe avere un ruolo rilevante, ferme restando le inevitabili necessarie correlazioni.

Inoltre, l'intera disciplina del dispacciamento potrebbe prevedere prezzi di sbilanciamento nodali (eventualmente aggregati/mediati per aree) che consentano di meglio evidenziare il vero valore dell'energia elettrica in tempo reale (cioè non programmata), nonché la valorizzazione esplicita dell'approvvigionamento della capacità di riserva (oggi insita implicitamente nei corrispettivi di dispacciamento a copertura dei costi dell'uplift) cui dovrebbero contribuire anche gli impianti alimentati da fonti non programmabili (e non solo i clienti finali come oggi avviene), ad esempio qualora non partecipino attivamente alla gestione del sistema elettrico, anche attraverso la modulazione della propria produzione.

Occorre anche *effettuare approfondimenti in relazione alla futura gestione delle reti di distribuzione* per valutare se e come definire una regolazione per il servizio di dispacciamento che coinvolga gli impianti di produzione e i clienti finali connessi a tali reti:

- sfruttando appieno (e non solo tramite una serie di automatismi) le potenzialità dei dispositivi che già dal 2012 devono essere obbligatoriamente installati sugli impianti di produzione per effetto dell'applicazione delle nuove Norme CEI 0-16 e CEI 0-21. Ciò consentirebbe la partecipazione attiva, da parte dei produttori, al mercato elettrico, anche abilitando le unità di GD alla fornitura di risorse per il dispacciamento che, ad oggi, solo i generatori di grande taglia, collegati alla rete di trasmissione nazionale, possono e/o devono fornire. Peraltro, in futuro, l'implementazione della regolazione del dispacciamento sulle reti di distribuzione potrebbe consentire una partecipazione più attiva anche da parte dei clienti finali, promuovendo soluzioni di *demand side management*;
- analizzando, tra i diversi possibili modelli di dispacciamento, quello che potrebbe essere utilmente sperimentato e implementato nel contesto italiano.

Non è scontato che la soluzione migliore per il sistema elettrico consista nel prevedere che tutti i servizi di rete siano forniti dalla generazione distribuita: infatti, potrebbe rivelarsi più efficiente che alcuni di essi continuino ad essere forniti dagli impianti termoelettrici e idroelettrici (ivi inclusi quelli di pompaggio) di elevata taglia.

Con il documento per la consultazione 354/2013/R/eel, l’Autorità ha avviato un pubblico dibattito in merito alla revisione della regolazione del dispacciamento, con particolare attenzione alle fonti rinnovabili non programmabili e alla generazione distribuita. Il documento riporta in allegato uno studio del Politecnico di Milano in cui:

- vengono individuate le risorse per il dispacciamento che potrebbero essere fornite dalle fonti rinnovabili non programmabili e dalla generazione distribuita o dai carichi connessi alle reti di distribuzione, nonché i requisiti associati a tali funzioni suddividendoli tra requisiti di natura tecnica che dovrebbero o potrebbero essere resi obbligatori e altri servizi che invece dovrebbero o potrebbero essere selezionati tramite procedure di mercato.
- vengono analizzati criticamente i diversi modelli possibili per l’erogazione del servizio di dispacciamento sulle reti di distribuzione (fino ad oggi non interessate da tale servizio) e, per ciascuno di essi, sono ipotizzate possibili modalità di selezione e di erogazione dei servizi e delle prestazioni necessarie. In particolare, i tre modelli possono essere riassunti come di seguito riportato:
 - a) Dispacciamento Centralizzato Esteso (Modello 1), effettuato a livello centrale nella responsabilità di Terna, in cui l’utente è responsabile della presentazione di offerte sul MSD (direttamente o tramite un eventuale trader). Con tale Modello il distributore potrebbe essere coinvolto solo in relazione ai vincoli sulle proprie reti;
 - b) Dispacciamento Locale del distributore (Modello 2), effettuato a livello locale dal distributore che è responsabile nei confronti di Terna della presentazione di offerte sul MSD acquistando la capacità tramite un mercato locale a cui partecipa la GD (direttamente o per il tramite di un trader);
 - c) Profilo di scambio AT/MT Programmato (Modello 3), effettuato a livello centrale da Terna coinvolgendo le sole unità connesse alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), mentre il distributore è responsabile di mantenere, nel tempo reale, lo scambio di energia con la RTN il più possibile simile a quello definito in fase di programmazione.

Non tutti i modelli di dispacciamento richiamati sono compatibili con le normative oggi vigenti, in relazione alla definizione di dispacciamento, alla conseguente concessione a Terna per lo svolgimento di tale attività e alle normative alla base della vigente disciplina dei mercati elettrici (anche tenendo conto delle evoluzioni in corso a livello europeo). Il Modello 1, ad oggi, appare quello di più semplice e immediata attuazione e potrebbe, pertanto, rappresentare il principale riferimento almeno nelle fasi preliminari.

Infine, prima di implementare il dispacciamento sulle reti di distribuzione, appare opportuno valutare il livello di terzietà e di indipendenza che deve caratterizzare i gestori delle reti rispetto alle attività di produzione e vendita dell’energia, soprattutto nel caso in cui i distributori dovessero essere chiamati a ricoprire un ruolo rilevante. Peraltro una simile previsione potrebbe avere effetti benefici anche sulle connessioni.

Conclusioni

In un contesto in mutazione per effetto della crescente e rilevante penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, appare evidente la necessità di promuovere una rapida e radicale modifica dei criteri con i quali sono state sviluppate e gestite le reti elettriche nel passato. Ciò è ancor più vero in relazione agli obiettivi che la stessa UE si è posta di raggiungere in termini di mix di fonti al 2050 (fino ad arrivare ad un'incidenza della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili superiore al 75% del totale).

Per quanto riguarda le reti elettriche, non basta più un sistema fatto da reti "intelligenti" (la RTN) e reti "passive" (le reti di distribuzione): occorre un sistema in cui anche le reti di distribuzione, in presenza di generazione elettrica connessa, progressivamente da "passive" diventino "attive" (*smart grid*).

Per quanto riguarda invece gli impianti di produzione, anche quelli che fino ad oggi erano "passivi" (cioè che non fornivano servizi di rete) devono diventare progressivamente "attivi", dovendo contribuire alla gestione efficace, efficiente ed in sicurezza del sistema elettrico. Non è più possibile escludere gli impianti di piccola taglia (connessi alle reti di bassa e media tensione) poiché la somma delle potenze installate è ormai tutt'altro che trascurabile.

La regolazione, cercando di sfruttare al massimo lo sviluppo tecnologico che sta investendo in questi anni le tecnologie per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili a fini elettrici e i sistemi di accumulo dell'energia (siano essi a batteria, ad aria compressa, ecc.), deve promuovere un sistema in cui tutti gli impianti forniscano servizi di rete, in relazione alle possibilità che le varie tecnologie permettono. Più in generale, è l'intero sistema elettrico che deve diventare più "smart" e deve essere in grado di operare al fine di valorizzare nel modo più efficace ed efficiente possibile i pregi e i limiti di ciascuna delle tecnologie di utilizzo delle fonti di energia a disposizione.

Pertanto, l'obiettivo dell'Autorità in relazione alle fonti rinnovabili (soprattutto non programmabili) "elettriche" e in relazione alla generazione distribuita è quello di sfruttare al meglio le potenzialità offerte, un potenziale oggi ancora non utilizzato in modo ottimale, garantendo la sicurezza del sistema elettrico medesimo. Tale obiettivo può essere raggiunto operando su due fronti: da un lato vi è l'esigenza di innovare le modalità di gestione delle reti e degli impianti (ovvero il dispacciamento), dall'altro vi è anche quella di promuovere lo sviluppo delle infrastrutture di rete. Tali 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.

3. STRUMENTI DI SOSTEGNO ALLE FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE: REGIMI COMMERCIALI SPECIALI, INCENTIVI E IMPATTO IN A3

3.1 Regimi commerciali speciali di ritiro dell'energia elettrica

L'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile può accedere al mercato con diverse modalità: mediante un accesso diretto (attraverso la borsa elettrica o la cessione diretta ai *traders*), mediante un accesso indiretto attraverso il regime di *ritiro dedicato*, oppure, per gli impianti fino a 200 kW, attraverso lo *scambio sul posto*.

3.1.1 Ritiro dedicato

Il ritiro dedicato, istituito dal decreto legislativo 387/03 e dalla legge 239/04, è attualmente regolato dall'Autorità con la deliberazione 280/07, vigente dall'1 gennaio 2008.

Il ritiro dedicato può essere applicato agli impianti di potenza inferiore a 10 MVA (qualunque sia la fonte) e agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili di taglia qualunque. Esso non comprende incentivi ma solo semplificazioni derivanti dal fatto che il GSE riveste il ruolo di intermediatore commerciale tra i produttori ed il sistema elettrico, con regole trasparenti ed uniformi su tutto il territorio nazionale. Pertanto il GSE è l'unico soggetto al quale i produttori si rivolgono per stipulare la convenzione che regola il ritiro commerciale dell'energia, sostituendo ogni altro adempimento contrattuale (il produttore non dovrà, quindi, sottostare alle procedure per l'accesso alla borsa ed al trasporto dell'energia immessa).

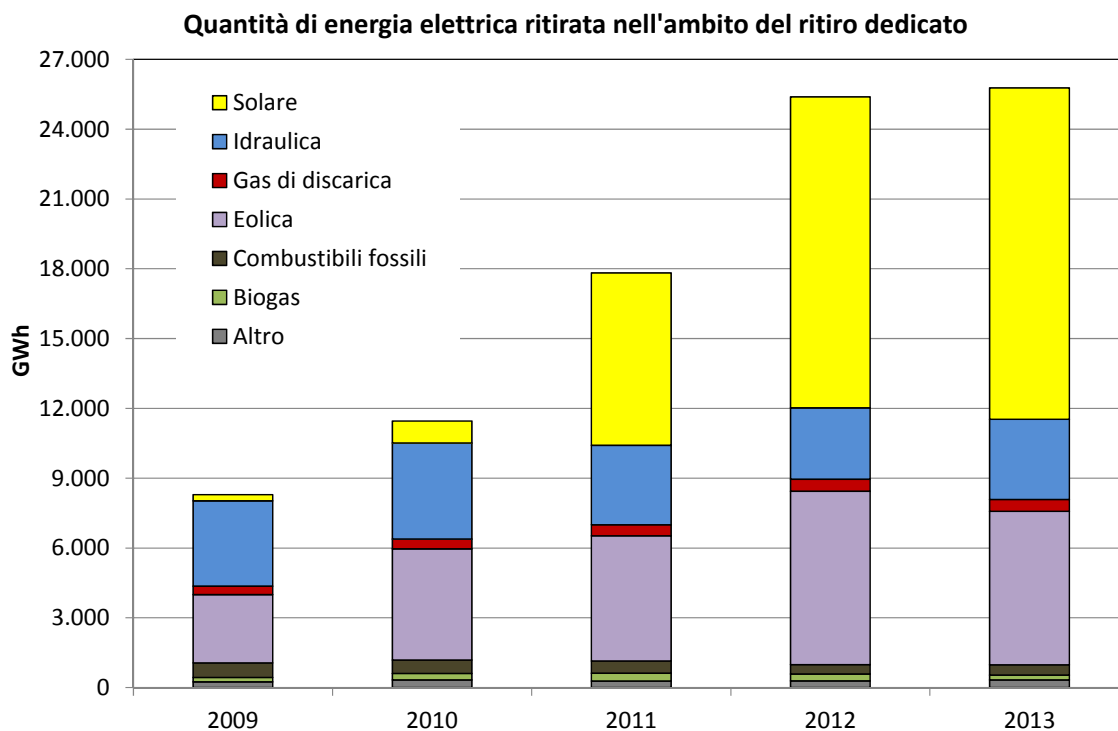
Nell'ambito del ritiro dedicato, il prezzo di ritiro dell'energia elettrica da parte del GSE non è oggetto di negoziazione tra le parti (come avviene sul libero mercato), è definito dall'Autorità ed è pari al prezzo zonale orario che si forma sul mercato del giorno prima (MGP). Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale elettrica fino a 1 MW, qualora siano soddisfatti tutti i requisiti necessari per accedere al ritiro dedicato, e limitatamente ai primi 1,5 o 2 GWh immessi su base annua, sono previsti i prezzi minimi garantiti che rappresentano la remunerazione minima garantita qualunque sia l'andamento del mercato elettrico. Tali prezzi hanno l'obiettivo di garantire la sopravvivenza di piccoli impianti che utilizzano risorse rinnovabili marginali che non potrebbero essere diversamente utilizzate e rappresentano, pertanto, una forma di tutela per tali impianti. Proprio in relazione alla loro finalità sono correlati ai costi variabili medi di esercizio e non anche ai costi di investimento. I prezzi minimi garantiti sono stati ridefiniti a partire dall'anno 2014, completando il loro allineamento ai costi effettivi di esercizio per le diverse fonti.

L'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato viene da quest'ultimo collocata sul mercato: la differenza tra costi e ricavi in capo al GSE è posta a carico della componente tariffaria A3 ed è attribuibile ai soli prezzi minimi garantiti. Infatti anche i corrispettivi di sbilanciamento vengono interamente allocati ai produttori. Naturalmente, l'impatto dei prezzi minimi garantiti sulla componente tariffaria A3 dipende fortemente dall'andamento dei prezzi di mercato dell'energia elettrica, come si evidenzia nella figura

15 con particolare riferimento all'anno 2012 che è stato caratterizzato da elevati prezzi di mercato (e quindi da un impatto più limitato in A3).

La figura 13 rappresenta l'evoluzione dell'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato. In particolare, nel 2013 (dati di preconsuntivo), la quantità di energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato è stata pari a circa 25,8 TWh, prodotta da più di 58.000 impianti, per una potenza complessiva di circa 16,7 GW. L'energia elettrica che ha beneficiato dei prezzi minimi garantiti è stata pari a circa 11,4 TWh, prevalentemente prodotta da impianti mini-idro e solari fotovoltaici (vds. figura 14), e ha comportato un onere residuo in capo alla componente tariffaria A3 pari a circa 338 milioni di euro (vds. figura 15). Per l'anno 2014 si attende una rilevante riduzione dell'impatto dei prezzi minimi garantiti sulla componente tariffaria A3 per effetto della revisione recentemente operata e del decreto legge 145/13 come convertito in legge¹⁰.

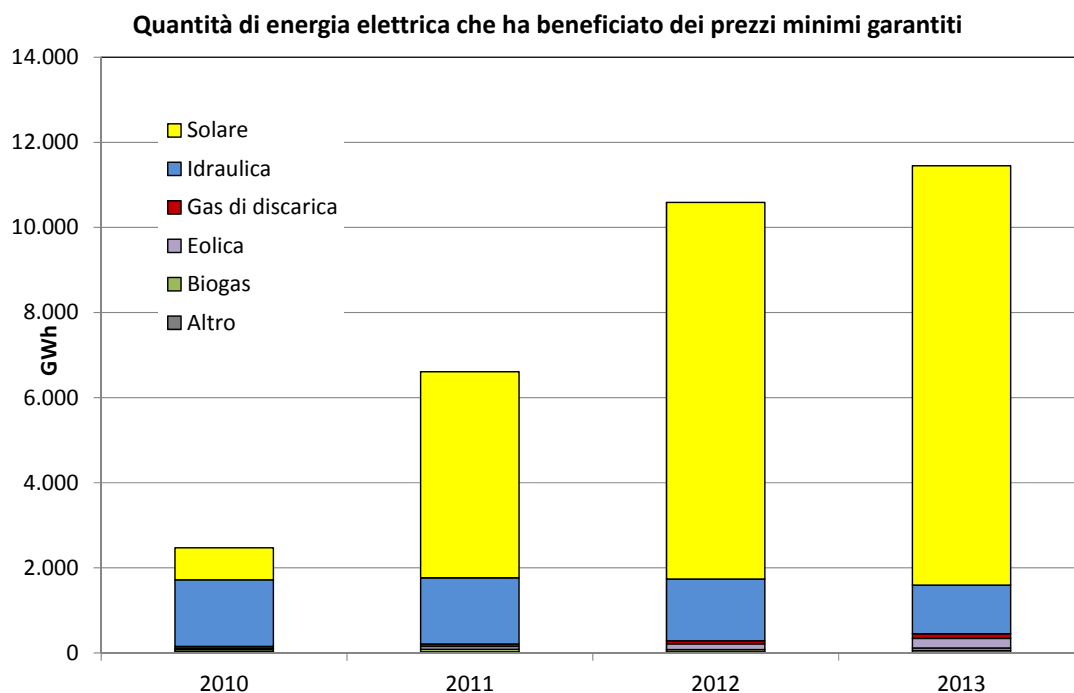
Si ritiene inoltre che, in futuro, il ritiro dedicato debba essere limitato agli impianti di più piccola taglia, promuovendo l'incremento della partecipazione al mercato anche nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e di generazione distribuita.



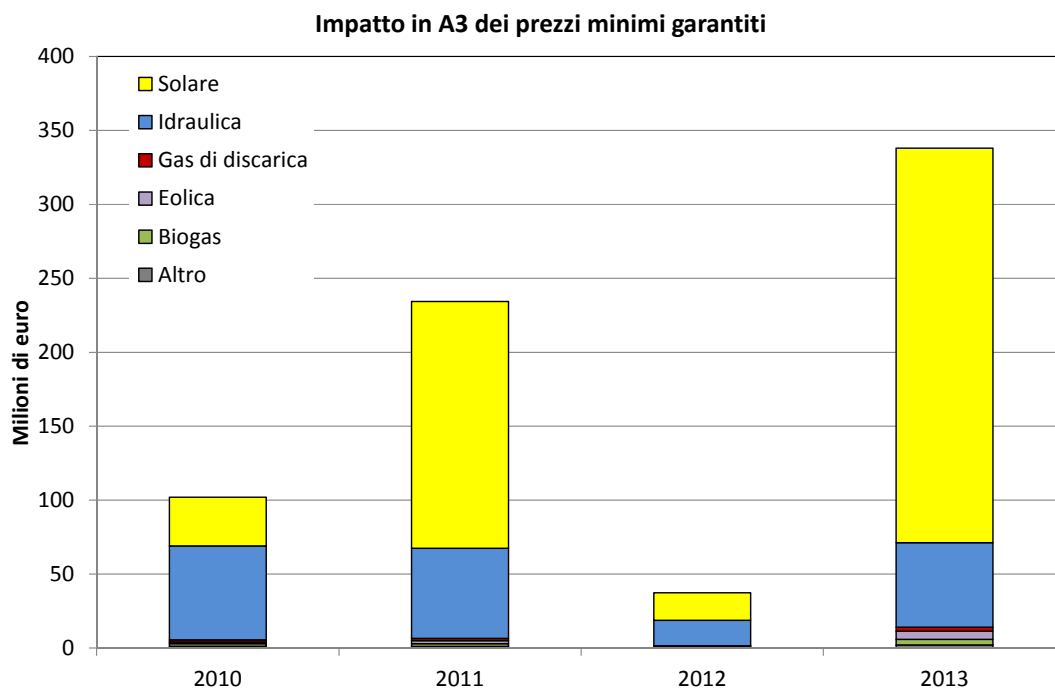
- figura 13 ¹¹-

¹⁰ Ai sensi di tale decreto legge, a decorrere dal 1 gennaio 2014, i prezzi minimi garantiti sono pari, per ciascun impianto, al prezzo zonale orario nel caso in cui l'energia elettrica ritirata sia prodotta da impianti che accedono a incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull'energia elettrica prodotta, ad eccezione dell'energia elettrica immessa da impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 100 kW e da impianti idroelettrici di potenza elettrica fino a 500 kW.

¹¹ La voce "altro" comprende gli impianti alimentati da rifiuti, da gas residuati dai processi di depurazione, da biocombustibili liquidi, da biomasse solide, dalla fonte geotermica nonché gli impianti ibridi.



- figura 14 ¹¹-



- figura 15 ¹¹-

3.1.2 Scambio sul posto

Lo scambio sul posto, istituito dal decreto legislativo 387/03 e dal decreto legislativo 20/07, è regolato dall'Autorità con la deliberazione ARG/elt 74/08, vigente dall'1 gennaio 2009 al 31 dicembre 2012. Dall'1 gennaio 2013 trova applicazione la deliberazione 570/2012/R/efr. Lo scambio sul posto può essere applicato agli impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o cogenerativi ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW.

La regolazione dello scambio sul posto è stata implementata sulla base di tre diversi schemi. In particolare, lo scambio sul posto:

- fino al 2008 si configurava come *net metering*, era erogato dalle imprese distributrici e prevedeva una compensazione fisica tra l'energia elettrica immessa e quella prelevata. Tale disciplina, molto semplice, non è compatibile con la piena apertura del mercato dell'energia elettrica al dettaglio;
- dal 2009 fino al 2012 prevedeva una compensazione economica (non più fisica) tra il valore dell'energia elettrica immessa e il valore dell'energia elettrica prelevata oltre che la restituzione delle componenti tariffarie variabili relative all'utilizzo della rete per la quantità di energia elettrica scambiata;
- dal 2013 è ancora basato sulla struttura del quadriennio precedente, prevedendo tuttavia standardizzazioni oltre che l'eliminazione dell'utilizzo dei dati provenienti dalle società di vendita (e, quindi, una notevole riduzione dei flussi informativi necessari). Ciò comporta, ad esempio, l'utilizzo di valori standard (il PUN), in luogo delle bollette effettive, per assegnare un valore economico all'energia elettrica prelevata. Un'altra novità è rappresentata dall'introduzione, per gli impianti di potenza superiore a 20 kW, di un limite massimo per la restituzione delle componenti tariffarie. Tale limite è oggetto di periodica revisione sulla base dei costi effettivi di esercizio e di investimento degli impianti di produzione nonché sulla base dei ricavi derivanti dagli strumenti incentivanti (qualora cumulabili con lo scambio sul posto).

Lo scambio sul posto è, quindi, uno strumento regolatorio che consente di compensare le partite di energia elettrica immessa in rete in un'ora con quella prelevata dalla rete in un'ora diversa da quella in cui avviene l'immissione.

Lo scambio sul posto è erogato dal GSE che prende in consegna l'energia elettrica immessa e la colloca sul mercato, riconoscendo all'utente dello scambio il valore dell'energia elettrica immessa (nei limiti del valore dell'energia prelevata: l'eventuale maggior valore viene erogato su richiesta dell'utente oppure è mantenuto come credito), restituendo le componenti tariffarie relative all'utilizzo della rete per la quantità di energia elettrica scambiata come se l'energia elettrica scambiata non avesse utilizzato la rete elettrica. Tale restituzione, di fatto, comporta la presenza di un incentivo implicito intrinseco. La differenza tra costi e ricavi in capo al GSE è posta a carico della componente tariffaria A3 e deriva dalla predetta restituzione delle componenti tariffarie relative all'utilizzo della rete per la quantità di energia elettrica scambiata nonché dai corrispettivi di sbilanciamento che non vengono allocati ai produttori.

Sulla base dei dati più recenti ad oggi disponibili, nell'anno 2013 lo scambio sul posto ha interessato più di 424.000 impianti (di cui 237 cogenerativi e 113 alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte solare), per una potenza complessiva di circa 4.070 MW, una quantità di energia elettrica complessivamente scambiata pari a circa 2 TWh, comportando un onere complessivo in capo agli altri clienti finali, coperto tramite la componente tariffaria A3, di circa 105 milioni di euro.

Per l'anno 2014 ci si attende un lieve aumento del numero degli impianti che si avvalgono dello scambio sul posto per effetto del venir meno della possibilità di accedere ai benefici del quinto conto energia (che non era cumulabile con lo scambio sul posto).

La dimensione relativamente contenuta degli oneri è correlata al fatto che la soglia di accesso è limitata agli impianti di potenza non superiore a 200 kW e all'introduzione, nel caso di impianti di potenza superiore a 20 kW, di un limite massimo per la restituzione delle componenti tariffarie, salvaguardando così la produzione rinnovabile su scala più piccola. Estendere o rimuovere dette soglie introdurrebbe pertanto criticità.

3.2 Meccanismi di incentivazione

In Italia convivono molteplici meccanismi di incentivazione, anche molto differenti tra loro, per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. Convivono strumenti economici di prezzo (quali il *feed in tariff*¹² e il *feed in premium*¹³) e strumenti economici di quantità (quali i certificati verdi e i certificati bianchi in relazione agli impianti fotovoltaici fino a 20 kW), oltre a strumenti di comando e controllo (quale l'obbligo di installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili previsto dal decreto legislativo 28/11 nel caso di costruzione di nuovi edifici o di interventi rilevanti) e oltre a strumenti di altra natura (quali detrazioni fiscali, contributi a fondo perduto assegnati a livello locale ed esoneri di vario tipo). Più in dettaglio, per quanto riguarda gli strumenti economici, convivono:

- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*) Cip 6/92 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate che hanno ottenuto tale diritto;
- sistema dei certificati verdi (CV) per l'energia elettrica netta prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012¹⁴;
- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*) per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, ad esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza fino a 1 MW (200 kW per l'eolico) entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012¹⁴;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, ad esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, entrati in esercizio dall'1 gennaio 2013: tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti;
- sistema di conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 e fino al 6 luglio 2013 (attualmente non è più pos-

¹² *Feed in tariff* significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica immessa in rete, include la vendita dell'energia elettrica che, quindi, non rimane nella disponibilità del produttore. L'energia elettrica immessa in rete viene ritirata a un prezzo già inclusivo dell'incentivo.

¹³ *Feed in premium* significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, non include la vendita dell'energia elettrica che rimane nella disponibilità del produttore.

¹⁴ Ad eccezione di quanto previsto dall'articolo 30 del decreto interministeriale 6 luglio 2012.

sibile accedere a tali tariffe per impianti di nuova realizzazione): tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti. E' anche previsto un premio per l'energia elettrica netta prodotta e istantaneamente consumata in sito;

- sistema di conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti solari termodinamici.

3.2.1 *Provvedimento Cip 6/92*

Il provvedimento Cip 6/92 è uno strumento incentivante di tipo *feed in tariff*: prevede pertanto che il GSE ritiri, a prezzi più elevati di quelli di mercato, l'energia elettrica ammessa a beneficiarne.

L'onere complessivo derivante dal provvedimento Cip 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. Tale differenza tiene conto dei costi, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica nonché dei corrispettivi di sbilanciamento che non vengono allocati ai produttori. Nell'anno 2013 (dati di preconsuntivo) il costo netto per il sistema è pari a circa 1 miliardo di euro ([tabella 1](#)), per una quantità di energia elettrica pari a 15,9 TWh. Il costo netto per il sistema è attribuibile per 0,39 miliardi di euro alle fonti rinnovabili (3,3 TWh) e per i restanti 0,63 miliardi di euro alle fonti assimilate (12,6 TWh). Per l'anno 2014 il costo netto per il sistema è atteso in riduzione, per effetto della progressiva scadenza delle convenzioni. Tale costo netto è posto a carico della componente tariffaria A3 ed è interamente attribuibile ai prezzi di ritiro dell'energia elettrica ai sensi del provvedimento Cip 6/92, maggiori rispetto ai prezzi di mercato. I dati qui riportati includono i benefici (in termini di minor quantità di energia ritirata dal GSE), ma non anche i costi, derivanti dalla risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6 ¹⁵. Si noti che gli oneri in capo alla collettività derivanti dal provvedimento Cip 6 sono influenzati dai prezzi di mercato dell'energia elettrica;

¹⁵ Al riguardo, a seguito dei Decreti del Ministro dello Sviluppo Economico 2 dicembre 2009, 2 agosto 2010, 8 ottobre 2010 e 23 giugno 2011, tredici impianti assimilati hanno optato per la fuoriuscita anticipata dal provvedimento Cip 6/92 (nove con effetti dall'1 gennaio 2011; uno con effetti dal 1 ottobre 2011; due con effetti dall'1 gennaio 2013; 1 con effetti dall'1 gennaio 2014), mentre un altro impianto è in fase di fuoriuscita. Secondo le più recenti stime del GSE, effettuate sulla base dei criteri indicati nei predetti decreti, le risoluzioni anticipate delle convenzioni Cip 6 già confermate, a fronte di un costo complessivo stimato in circa 850 milioni di euro (aggiuntivo rispetto ai costi precedentemente evidenziati e ripartito su più anni, anche successivi al 2013), dovrebbero comportare un risparmio complessivo per il sistema di circa 620 milioni di euro. L'effetto della risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6/92, in termini di minore quantità di energia elettrica ritirata dal GSE, appare evidente dalla figura 16.

Dati relativi all'applicazione del provvedimento Cip n. 6/92 nell'anno 2013

		Fonti rinnovabili		Fonti assimilate		Totale
			[%]		[%]	
Numero di convenzioni in essere al 31 dic. 2013	[Numero]	84	90,3%	9	9,7%	93
Potenza convenzionata al 31 dic. 2013	[MW]	784	30,8%	1.761	69,2%	2.545
Energia elettrica ritirata	[TWh]	3,25	20,5%	12,62	79,5%	15,87
Costi per il ritiro dell'energia elettrica	[Miliardi di euro]	0,608	29,0%	1,491	71,0%	2,099
Ricavi associati alla rivendita dell'energia elettrica	[Miliardi di euro]	0,221	20,5%	0,858	79,5%	1,079
Impatto sulla componente tariffaria A3	[Miliardi di euro]	0,387	37,9%	0,633	62,1%	1,020

I dati riportati nella presente tabella sono stime. In particolare, potrebbero essere oggetto di ulteriore revisione a seguito della determinazione del valore di conguaglio del costo evitato di combustibile (CEC).

I dati riportati escludono le convenzioni Cip 6 risolte anticipatamente.

- tabella 1 -

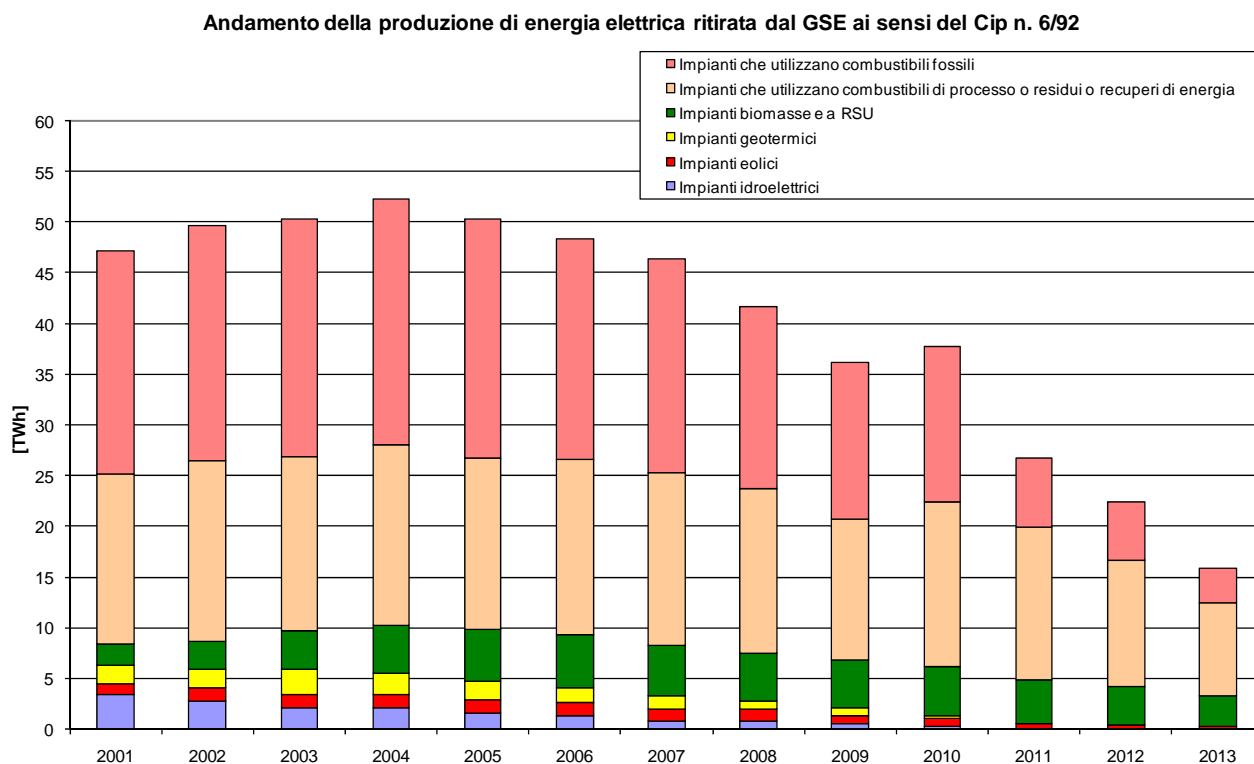
- b) la seconda componente deriva dall'applicazione del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip 6/92, secondo cui i prezzi di cessione dell'energia elettrica Cip 6 vengono aggiornati a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi. In particolare:
- per i produttori da fonti assimilate che cedono l'energia elettrica al GSE ai sensi del provvedimento Cip 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 2009, sono stati pari a circa 370 milioni di euro; nel 2014 verranno riconosciuti gli oneri relativi alle produzioni dell'anno 2012, stimabili in circa 58 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 circa 1,2 miliardi di euro per il periodo 2008-2012 e stimabili in circa 80 milioni di euro per l'anno 2013). Il riconoscimento viene effettuato l'anno successivo a quello di riferimento.

Il Cip 6 include tra le fonti rinnovabili anche i termovalorizzatori dei rifiuti che attualmente hanno un'incidenza rilevante in termini di energia elettrica ritirata (13% del totale) e, soprattutto, in termini di impatto in A3 (23% del totale).

Sono stati numerosi e rilevanti gli interventi operati dall'Autorità o dal Ministro dello Sviluppo Economico (anche su proposta della medesima Autorità) e finalizzati a contenere l'impatto del provvedimento Cip 6/92 sulla componente A3. Si ricordano, al riguardo, le revisioni del prezzo della materia prima gas nel costo evitato di combustibile (CEC) a partire dal 2007 (la cui prima rilevante riduzione appare peraltro molto evidente dalla figura 17); la revisione dei rendimenti di riferimento utilizzati ai fini del calcolo del CEC al fine di allinearli alle tecnologie più evolute nell'anno di entrata in esercizio di ogni impianto; la risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6/92 nel caso di impianti alimentati da fonti assimilate. Gli oneri annuali del provvedimento Cip 6/92 per i prossimi anni, intesi come costi netti a carico dei clienti del settore elettrico e considerando solo gli impianti attualmente oggetto dell'incentivazione, sono destinati ad esaurirsi progressivamente.

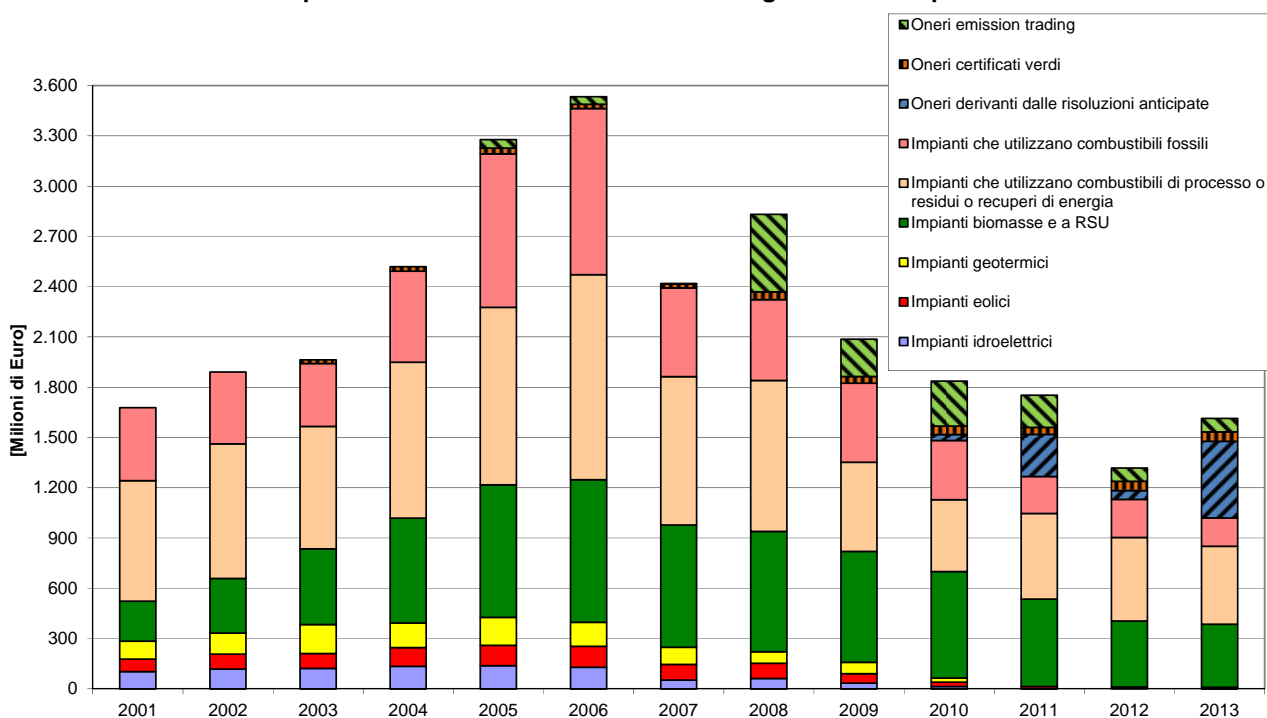
Tuttavia non è da escludere che gli oneri annuali derivanti dal provvedimento Cip 6 possano aumentare per effetto della possibile entrata in esercizio degli impianti alimentati da rifiuti (da realizzarsi nell'ambito, appunto, dell'emergenza rifiuti), ammessi a godere (da leggi anche molto recenti) dell'incentivazione Cip 6/92.

Le figure 16 e 17 evidenziano, rispettivamente, la quantità di energia elettrica e il costo, ripartiti per fonte, relativi al provvedimento Cip 6/92 dal 2001 al 2013. Nella figura 17 sono altresì evidenziati (a righe) gli esborsi già sostenuti per effetto delle risoluzioni anticipate delle convenzioni, nonché i riconoscimenti degli oneri di cui alla precedente lettera b). Non sono invece riportati i conguagli effettuati *una tantum* nel 2013 (per circa 200 milioni di euro) per effetto dell'esito del contenzioso (non ancora concluso) in materia di CEC dell'anno 2008 e per effetto delle deroghe concesse dal decreto ministeriale 20 novembre 2012 nell'ambito della più generale revisione dei rendimenti di riferimento utilizzati ai fini del calcolo del CEC.



- figura 16 -

Impatto in A3 derivante dal ritiro dell'energia elettrica Cip 6



- figura 17. Gli oneri emission trading sono allocati all'anno di produzione; gli oneri certificati verdi sono allocati all'anno d'obbligo -

3.2.2 Certificati verdi (CV)

Il meccanismo dei certificati verdi (CV) è stato introdotto dal decreto legislativo 79/99 e prevede la promozione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili sulla base di un meccanismo di mercato.

L'offerta è rappresentata dai titoli associati all'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio tra l'1 aprile 1999 e il 31 dicembre 2012 e appositamente qualificati dal GSE (fatte salve le eccezioni concesse dal decreto interministeriale 6 luglio 2012), moltiplicata per un fattore differenziato per fonte nel caso di impianti entrati in esercizio dal 2008. Pertanto, ogni CV corrisponde pertanto ad 1 MWh equivalente, ma non necessariamente a 1 MWh di energia elettrica effettivamente prodotta. Per effetto della legge 239/04 e del decreto interministeriale 24 ottobre 2005, i CV sono stati transitoriamente estesi anche agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, indipendentemente dalla fonte¹⁶. I CV possono essere "autoprodotti" o scambiati tra operatori, tramite

¹⁶ L'articolo 1, comma 71, della legge 239/04, attuato dal decreto interministeriale 24 ottobre 2005, ha esteso il riconoscimento dei certificati verdi agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento. Successivamente, l'articolo 14 del decreto legislativo 20/07, modificato dall'articolo 30, comma 12, della legge 99/09 ha confinato il riconoscimento dei certificati verdi agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento che rispettino almeno uno dei seguenti requisiti:

- siano già entrati in esercizio nel periodo intercorrente tra la data di entrata in vigore della legge 23 agosto 2004, n. 239 e la data del 31 dicembre 2006;

contrattazioni bilaterali o presso la piattaforma per la negoziazione organizzata e gestita dal GME.

La *domanda* di CV nasce dall'obbligo imposto ai produttori/importatori di energia elettrica di immettere in rete una determinata quota di energia prodotta da fonti rinnovabili. Tale quota, inizialmente posta pari al 2%, è stata poi aumentata fino al 7,55% in relazione alle produzioni e importazioni da fonti non rinnovabili del 2012, per poi decrescere, in base a quanto disposto dal decreto legislativo 28/11, e azzerarsi a partire dal 2015 (in particolare, è pari al 5,03% in relazione alle produzioni e importazioni da fonti non rinnovabili del 2013).

Successivamente al 2015, con l'azzeramento della domanda, non troverà più applicazione il meccanismo dei CV; i produttori ammessi a beneficiarne riceveranno un incentivo "sostitutivo" erogato dal GSE e riferito alla produzione netta, fino al termine del rispettivo periodo di diritto. Pertanto, il mercato dei CV, che già da alcuni anni è caratterizzato da eccesso di offerta, nei prossimi anni è destinato a scomparire al termine delle negoziazioni necessarie a soddisfare l'obbligo correlato alle produzioni e importazioni da fonti non rinnovabili del 2014 (cioè dal 2016).

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 coperti dai medesimi 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 2012 (terminato il 31 marzo 2013), a circa 800 milioni di euro. Per l'anno d'obbligo 2013 ci si attende un onere poco superiore, in prima approssimazione, rispetto a quello stimato per l'anno 2012 poiché la quota d'obbligo 2013, applicata all'energia elettrica prodotta e importata da fonti non rinnovabili nel 2012, ha raggiunto il valore più alto prima di iniziare a decrescere fino al prossimo azzeramento. Degli oneri sostenuti indirettamente dai clienti nei prezzi dell'energia elettrica, la parte preponderante, come evidenziato in tabella 3, va direttamente a beneficio dei produttori IAFR e l'altra, determinata dalla vendita dei certificati verdi da parte del GSE, va a riduzione della componente A3. Si evidenzia che i CV non sono solo riferiti a energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ma anche, seppur in minor quantità, ad energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento;

-
- siano stati autorizzati dopo la data di entrata in vigore della legge 23 agosto 2004, n. 239 e prima della data del 31 dicembre 2006 ed entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2009;
 - entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2009, purché i lavori di realizzazione siano stati effettivamente iniziati prima della data del 31 dicembre 2006.

Ai sensi dell'articolo 3, comma 4-bis, del decreto legge 78/09, convertito con modificazioni dalla legge 102/09, non sono tenuti al rispetto dei requisiti di cui sopra gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento connessi ad ambienti agricoli. Tale comma è abrogato a decorrere dall'1 gennaio 2013, ai sensi dell'articolo 25, comma 11, lettera b), del decreto legislativo 28/11.

b) la seconda componente deriva dall'obbligo di ritiro, in capo al GSE, dei CV invenduti previsto dall'articolo 2, comma 149, della legge 244/07 e dall'articolo 15, comma 1, del decreto ministeriale 18 dicembre 2008 (fino alle produzioni relative all'anno 2010), nonché dall'articolo 25, comma 4, del decreto legislativo 28/11 (per le produzioni successive all'anno 2010). 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 ed è destinata a diventare sempre più rilevante per effetto della progressiva riduzione della quota d'obbligo.

Il meccanismo dei CV prevede attualmente due prezzi di riferimento:

- 1) il primo è riferito ai CV emessi e venduti dal GSE ed è pari a (180 €/MWh – prezzo di mercato dell'energia elettrica dell'anno precedente). Tale prezzo diventa influente nel caso di eccesso di domanda. Nel 2013 è stato pari a 103 €/MWh mentre nel 2014 è pari a 114,46 €/MWh;
- 2) il secondo è riferito ai CV invenduti e ritirati dal GSE ed è pari:
 - nel caso di fonti rinnovabili, al 78% del prezzo di cui al punto 1). Tale prezzo diventa influente nel caso di eccesso di offerta. Nel 2013 è pari a 80,34 €/MWh; nel 2014 è pari a 89,28 €/MWh. Dal 2013 il GSE può vendere i CV ritirati ad un prezzo pari a quello di ritiro;
 - nel caso di impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, al prezzo medio di mercato registrato nel 2010, pari a 84,34 €/MWh.

Entrambi i prezzi di riferimento sono influenzati dal prezzo di mercato dell'energia elettrica e, di conseguenza, anche l'impatto sulla componente tariffaria A3 derivante dall'obbligo di ritiro, in capo al GSE, dei CV invenduti. Al riguardo, più in dettaglio, per l'anno 2013, i CV invenduti hanno comportato un onere di 1.409 milioni di euro. Si stima che per l'anno 2014 l'onere possa crescere anche fino a circa 3 miliardi di euro. Ciò per due motivi: per effetto del decreto interministeriale 6 luglio 2012, nel 2012 il GSE è tenuto a ritirare non solo i CV invenduti negli ultimi tre trimestri dell'anno 2013 ma anche quelli relativi ai primi due trimestri dell'anno 2014; inoltre molti produttori hanno preferito non richiedere al GSE il ritiro dei CV invenduti nell'anno 2013¹⁷ per poter sfruttare il prezzo di ritiro, più elevato, per l'anno 2014.

Nelle tabelle 2 e 3 sono riportati i dati inerenti l'obbligo di acquisto dei CV dalla loro introduzione ad oggi e i relativi costi (stimati per la parte degli oneri indotti sui prezzi dell'energia).

¹⁷ I CV hanno infatti una scadenza dopo 3 anni dall'emissione e, quindi, non devono essere necessariamente commercializzati o ritirati in un unico anno d'obbligo.

Applicazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi in Italia: quantità

Anno	Energia elettrica soggetta all'obbligo [TWh]	Quota di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema [%]	Anno d'obbligo	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nel corso dell'anno successivo							
				Domanda di certificati verdi [TWh]	Offerta						
					Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR negoziati		Certificati verdi autoprodotti nella titolarità di produttori IAFR		Certificati verdi nella titolarità del GSE venduti per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta		
				[TWh]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	
2001	161,6	2	2002	3,23	0,77	23,8%	0,12	3,7%	2,34	72,4%	
2002	180,6	2	2003	3,61	1,28	35,5%	0,21	5,8%	2,05	56,8%	
2003	201,1	2	2004	4,02	2,30	57,2%	0,59	14,7%	1,03	25,6%	
2004	193,8	2,35	2005	4,48	2,69	60,0%	1,52	33,9%	0,14	3,1%	
2005	222,2	2,70	2006	6,00	3,82	63,7%	1,97	32,8%	0,01	0,2%	
2006	189,9	3,05	2007	5,84	2,53	43,3%	3,25	55,7%	0,01	0,2%	
2007	187,0	3,80	2008	7,10	2,63	37,0%	0,15	2,1%	4,29	60,4%	
2008	187,8	4,55	2009	8,50	7,26	85,4%	1,11	13,1%	0,01	0,1%	
2009	153,0	5,30	2010	8,11	7,28	89,8%	0,73	9,0%	0,01	0,1%	
2010	147,8	6,05	2011	8,94	6,97	77,9%	1,87	20,9%	0,01	0,1%	
2011	171,1	6,80	2012	11,62	8,34	71,8%	1,82	15,7%	0,55	4,7%	
2012	161,2	7,55	2013	12,17							

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

Note: La presente tabella non evidenzia i soggetti inadempienti all'obbligo, nei confronti dei quali sono in corso le istruttorie formali. Pertanto, per alcuni anni, la somma delle offerte è minore della domanda complessiva di certificati verdi. I dati riportati possono subire piccole modifiche per effetto dei controlli tecnici effettuati sugli impianti.

- tabella 2 -

Applicazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi in Italia: oneri

Anno d'obbligo	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nel corso dell'anno successivo						Stima dei costi del meccanismo dei certificati verdi							
	Domanda di certificati verdi [TWh]	Offerta					Oneri sostenuti indirettamente dai clienti nei prezzi dell'energia elettrica			Oneri sostenuti direttamente dai clienti tramite la componente tariffaria A3 (per anno di competenza) (*) [Milioni di euro]	Totale (*)			
		Certificati verdi negoziati	Certificati verdi autoprodotti	Certificati verdi nella titolarità del GSE	Totale	di cui a beneficio dei produttori	di cui a riduzione del fabbisogno del conto alimentato dalla comp. A3	Totale	di cui attribuibile a fonti rinnovabili		di cui attribuibile agli impianti di cogen. a gas abbinati al telerisc.			
	[TWh]	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]	[Milioni di euro]	[Milioni di euro]	[Milioni di euro]	[Milioni di euro]	[Milioni di euro]	[Milioni di euro]	[Milioni di euro]
2002	3,23	0,77	80,0	0,12	29,5	2,34	84,18	262	65	197	-	262	262	-
2003	3,61	1,28	78,3	0,21	29,3	2,05	82,40	275	106	169	0	275	275	-
2004	4,02	2,30	92,5	0,59	29,7	1,03	97,39	331	230	100	0	331	331	-
2005	4,48	2,69	106,9	1,52	51,6	0,14	108,92	381	366	15	0	381	381	-
2006	6,00	3,82	120,6	1,97	35,9	0,01	125,28	533	531	1	0	533	533	n.d.
2007	5,84	2,53	85,4	3,25	38,1	0,01	125,13	341	340	1	0	341	341	n.d.
2008	7,10	2,63	84,6	0,15	22,3	4,29	88,66	606	226	380	15	621	600	21
2009	8,50	7,26	86,9	1,11	48,4	0,01	112,82	686	685	1	647	1.333	1.243	90
2010	8,11	7,28	83,7	0,73	52,1	0,01	113,10	649	647	1	929	1.578	1.514	64
2011	8,94	6,97	80,6	1,87	44,0	0,01	105,28	645	644	1	1.352	1.997	1.889	108
2012	11,62	8,34	79,6	1,82	42,2	0,55	103,00	797	741	57	1.392	2.189	2.010	179
2013	12,17						114,46				1.409			

I valori annuali dei certificati verdi negoziati è stato stimato pari al 95% del valore massimo per il medesimo anno fino al 2004. A partire dal 2005, tali valori sono stati assunti pari ai prezzi medi di negoziazione presso la sede del GME.

I valori annuali dei certificati verdi autoprodotti sono stati stimati pari al prezzo medio di generazione che remunera adeguatamente i costi sostenuti per la realizzazione di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili, al netto dei ricavi derivanti dalla vendita di energia al mercato, tenendo conto della ripartizione percentuale delle diverse tipologie di impianti IAFR.

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità del GSE sono pari al valore massimo per il medesimo anno. Per l'anno 2008 è stato considerato un valore pari al prezzo di vendita dell'anno 2009 dei certificati verdi nella titolarità del GSE poiché tali certificati sono stati tutti venduti in sessioni speciali organizzate dal GSE nel mese di aprile 2009. Lo stesso criterio è stato adottato per gli anni successivi.

I dati relativi all'obbligo dell'anno 2013 non sono ancora disponibili.

(*) Gli oneri sostenuti direttamente tramite la componente tariffaria A3 derivano dall'obbligo di ritiro, in capo al GSE, dei certificati verdi inventurati. L'onere associato a un dato anno d'obbligo si manifesta nell'anno successivo poiché il GSE ritira i certificati verdi inventurati al termine dell'anno d'obbligo (cioè dopo il 31 marzo dell'anno solare successivo). Ciò è evidenziato dai colori utilizzati nella tabella.

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

- tabella 3 -

In relazione all'anno 2012:

- gli oneri sostenuti indirettamente dai clienti finali (stimati in 797 milioni di euro) sono attribuibili per il 94,7% alle fonti rinnovabili (pari a circa 755 milioni di euro) e per il restante 5,3% agli impianti di teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili (pari a circa 42 milioni di euro)¹⁸;
- gli oneri sostenuti direttamente dai clienti finali tramite la componente A3 (stimati in circa 1.392 milioni di euro) sono attribuibili per circa 1.255 milioni di euro alle fonti rinnovabili e per i restanti 137 milioni di euro agli impianti di teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili¹⁹. Solo dal 2012, per effetto del decreto legislativo 28/11, ha avuto inizio il ritiro dei CV invenduti e relativi agli impianti di teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili.

Pertanto, gli oneri complessivamente attribuibili alle fonti rinnovabili per l'anno 2012 sono pari a circa 2 miliardi di euro.

La quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata con i CV è stata pari a circa 30,8 TWh nell'anno 2013 (figura 18); ad essa occorre aggiungere la quantità di energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento e incentivata con i CV, pari a circa 1,9 TWh nell'anno 2013.

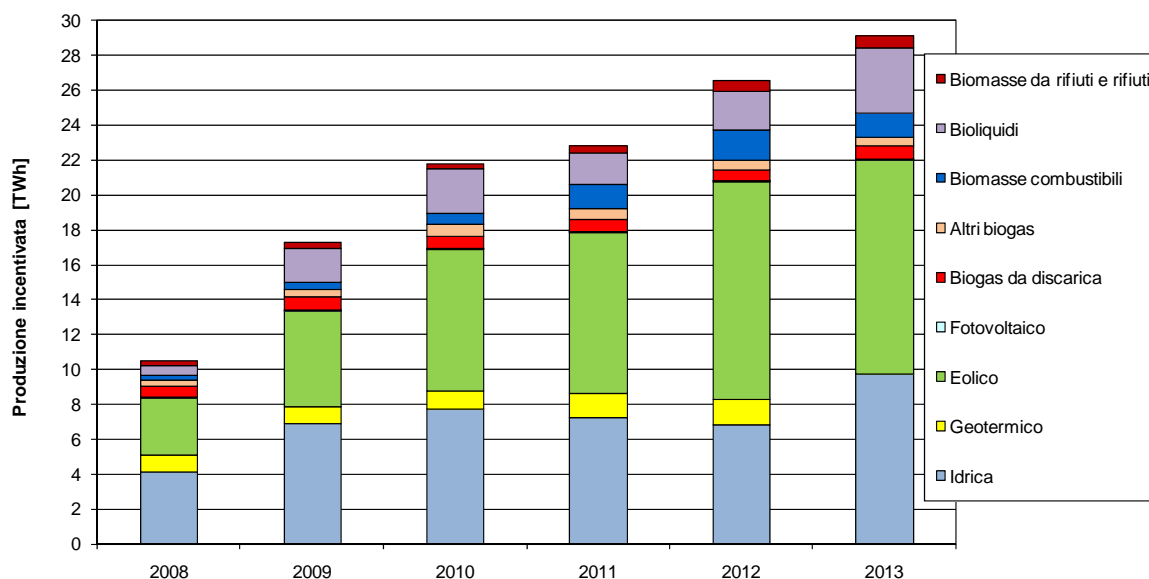
Con riferimento alla produzione incentivata nell'anno 2013 (inclusa quella attribuibile agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento) sono stati emessi certificati verdi per circa 35,4 TWh equivalenti²⁰, a fronte di una domanda di certificati verdi poco superiore a 12 TWh. Da questi dati si può notare l'attuale entità dell'eccesso d'offerta.

¹⁸ La ripartizione tra fonti rinnovabili e fonti non rinnovabili è stata effettuata su base convenzionale ed è pari, in termini percentuali, alla ripartizione del numero dei CV complessivamente negoziati ai fini dell'adempimento all'obbligo dell'anno 2012 tra CV associati ad impianti alimentati da fonti rinnovabili e CV associati ad impianti di teleriscaldamento. Lo stesso criterio è stato adottato per gli anni precedenti ai fini della tabella 3.

¹⁹ Tale ripartizione non è stimata e deriva dai dati a consuntivo trasmessi dal GSE.

²⁰ 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 244/07 al fine di remunerare maggiormente le fonti rinnovabili più costose.

Andamento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili incentivata con i certificati verdi dal 2008 ad oggi



- figura 18 -

Per quanto riguarda gli oneri dei CV nei prossimi anni occorre tener conto che il costo complessivo a carico dei clienti finali è atteso in stabilizzazione (nell'ipotesi di annoverare tra i CV anche il futuro incentivo "sostitutivo" che verrà erogato ai produttori fino all'esaurimento dei rispettivi periodi incentivanti). Ciò poiché gli impianti di nuova realizzazione non hanno più diritto ad accedere ai certificati verdi, fatto salvo quanto transitoriamente previsto dall'articolo 30 del decreto ministeriale 6 luglio 2012.

Inoltre è rilevante l'effetto del decreto legislativo 28/11 secondo cui, come già richiamato, il meccanismo dei CV verrà azzerato entro l'anno 2015, il che comporta un graduale spostamento del relativo onere dai produttori al conto A3, in bolletta. Pertanto il costo dei CV verrebbe sempre in minor parte "filtrato" dal mercato e diventerebbe sempre più un costo diretto in capo ai clienti finali.

Si evidenzia, infine, che il decreto legislativo 28/11 ha previsto che, a decorrere dal 2012, tutta l'energia elettrica importata è soggetta all'obbligo di acquisto dei CV (non più solo quella attribuibile alle fonti non rinnovabili). Ciò contribuisce ad aumentare la quantità di energia elettrica soggetta all'obbligo, a parità di quota d'obbligo. Tuttavia diverse società di importazione, non potendo più contare sull'esonero dall'obbligo approvvigionandosi, all'estero, delle necessarie garanzie d'origine atte a certificare la provenienza da fonte rinnovabile dell'energia importata in Italia, sono state frammentate affinché l'energia elettrica complessivamente importata potesse risultare inferiore a 100 GWh annui (rientrando, cioè, nella franchigia al di sotto della quale non trova applicazione l'obbligo di acquisto dei CV). Si ritiene, al riguardo, che l'unico strumento atto ad evitare tale fenomeno sia l'abolizione della franchigia medesima, tramite un'apposita modifica del decreto legislativo 79/99, anche se un siffatto intervento non potrebbe più dare risultati significativi per effetto dell'ormai imminente abolizione del meccanismo dei CV.

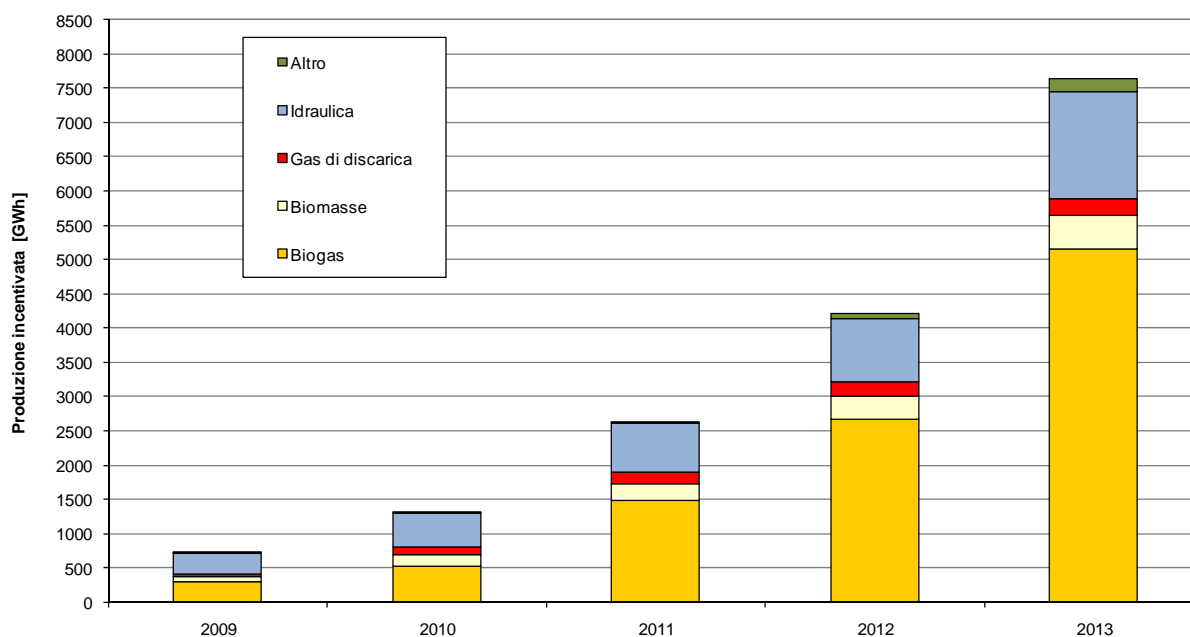
3.2.3 Tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07

La tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07 è uno strumento incentivante di tipo *feed in tariff*: prevede pertanto il ritiro, da parte del GSE, dell'energia elettrica ammessa a beneficiarne a prezzi più elevati di quelli di mercato.

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 244/07 e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. Tale differenza è posta a carico della componente tariffaria A3; tiene conto dei costi, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica nonché dei corrispettivi di sbilanciamento che non vengono allocati ai produttori.

La figura 19 rappresenta l'evoluzione dell'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito della tariffa fissa onnicomprensiva. In particolare, nell'anno 2013 (dati di preconsuntivo) il costo netto per il sistema è stimabile in circa 1.520 milioni di euro, per una quantità di energia elettrica pari a 7,6 TWh prodotta da 2.758 impianti per una potenza complessiva di circa 1.576 MW. Per l'anno 2014 e seguenti si attende una stabilizzazione per il termine del diritto ad accedere alle tariffe fisse onnicomprensive di cui alla legge 244/07. La figura 20 rappresenta l'evoluzione dell'impatto in A3 dell'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito della tariffa fissa onnicomprensiva di cui alla legge 244/07.

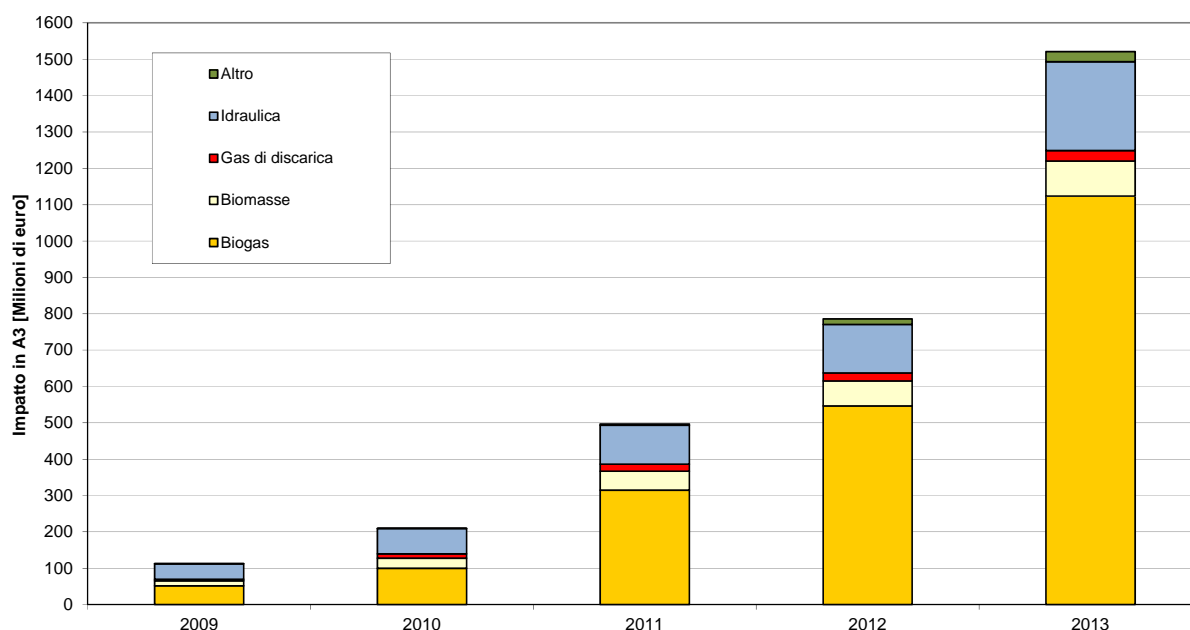
Evoluzione dell'energia elettrica incentivata con la tariffa fissa onnicomprensiva (di cui alla legge n. 244/07) per fonte dal 2009 ad oggi



- figura 19 ²¹-

²¹ La voce "altro" comprende gli impianti alimentati da gas residuati dai processi di depurazione, da biocombustibili liquidi e da fonte eolica.

Impatto in A3 dell'energia elettrica incentivata con la tariffa fissa onnicomprensiva (di cui alla legge n. 244/07) per fonte dal 2010 ad oggi



- figura 20 ²¹-

3.2.4 Incentivi per gli impianti fotovoltaici

L'incentivazione del fotovoltaico in Italia è stata introdotta con il decreto interministeriale 28 luglio 2005, come modificato e integrato dal decreto interministeriale 6 febbraio 2006 (I conto energia); successivamente è stata rinnovata dal decreto interministeriale 19 febbraio 2007 (II conto energia), dal decreto interministeriale 6 agosto 2010 (III conto energia), dal decreto interministeriale 5 maggio 2011 (IV conto energia) e recentemente dal decreto interministeriale 5 luglio 2012 (V conto energia).

Fino al IV conto energia, l'incentivo era un premio riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, indipendentemente dal suo utilizzo, e addizionale ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia immessa in rete o dallo scambio sul posto²².

Con il V conto energia:

- gli impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 1 MW hanno diritto a una tariffa onnicomprensiva da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete, nonché ad un premio da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta consumata in sito;
- gli impianti fotovoltaici di potenza nominale superiore a 1 MW hanno diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), ad un incentivo pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa incentivante costante e il prezzo zonale orario, nonché ad un premio da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta consumata in sito,

²² Con l'unica eccezione degli impianti ammessi a beneficiare del IV conto energia ed entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012, per i quali l'incentivo ha la forma di una tariffa fissa onnicomprensiva.

ferme restando le determinazioni dell'Autorità in materia di dispacciamento. I valori unitari previsti per le tariffe incentivanti decrescono all'aumentare della potenza e sono più elevati nel caso di impianti realizzati su edifici.

L'onere complessivo derivante dagli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici è posto a carico della componente tariffaria A3 e deriva:

- nel caso in cui l'incentivo sia un premio riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, dal valore del premio stesso. Tale premio, per come viene definito, non viene influenzato dai prezzi di mercato dell'energia elettrica;
- nel caso in cui l'incentivo sia una tariffa fissa onnicomprensiva, dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. L'onere complessivo tiene conto dei costi, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica ma non anche dei corrispettivi di sbilanciamento che vengono allocati ai produttori. Pertanto, tale onere viene influenzato dai prezzi di mercato dell'energia elettrica e aumenta al diminuire dei medesimi prezzi.

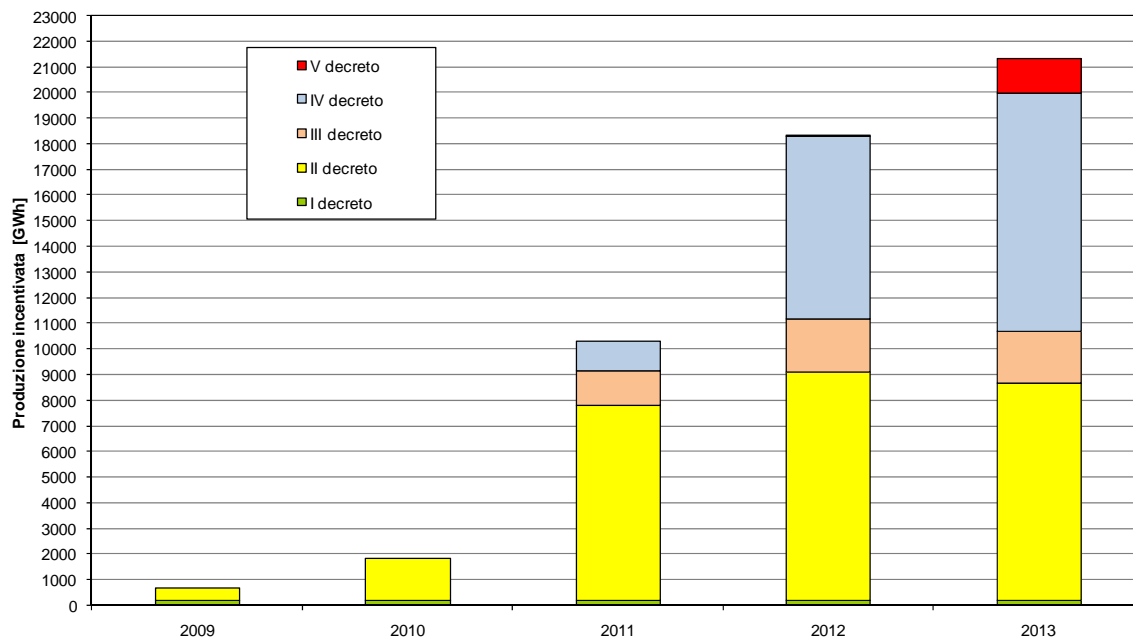
L'impatto sui clienti finali del sistema di incentivazione della produzione fotovoltaica, nel 2013 (dati di preconsuntivo), è stato pari a 6,6 miliardi di euro, relativi a una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 21,4 TWh (550.213 impianti per una potenza pari a 17,6 GW). Tale impatto è in stabilizzazione poiché non vengono più assegnati incentivi di questa tipologia per gli impianti fotovoltaici di nuova realizzazione²³.

La [figura 21](#) evidenzia l'evoluzione della quantità di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e incentivata; da essa si notano i fortissimi incrementi registrati nell'anno 2011 soprattutto in relazione al II conto energia²⁴ e nel 2012 in relazione al IV conto energia. La [figura 22](#) evidenzia l'evoluzione dell'impatto in A3 derivante da impianti fotovoltaici.

²³ Tuttavia si evidenzia che tali impianti, almeno quelli con potenza inferiore a 20 kW, per effetto del decreto interministeriale 20 luglio 2004 (non modificato su questo aspetto dai successivi decreti) potrebbero ancora beneficiare dei titoli di efficienza energetica.

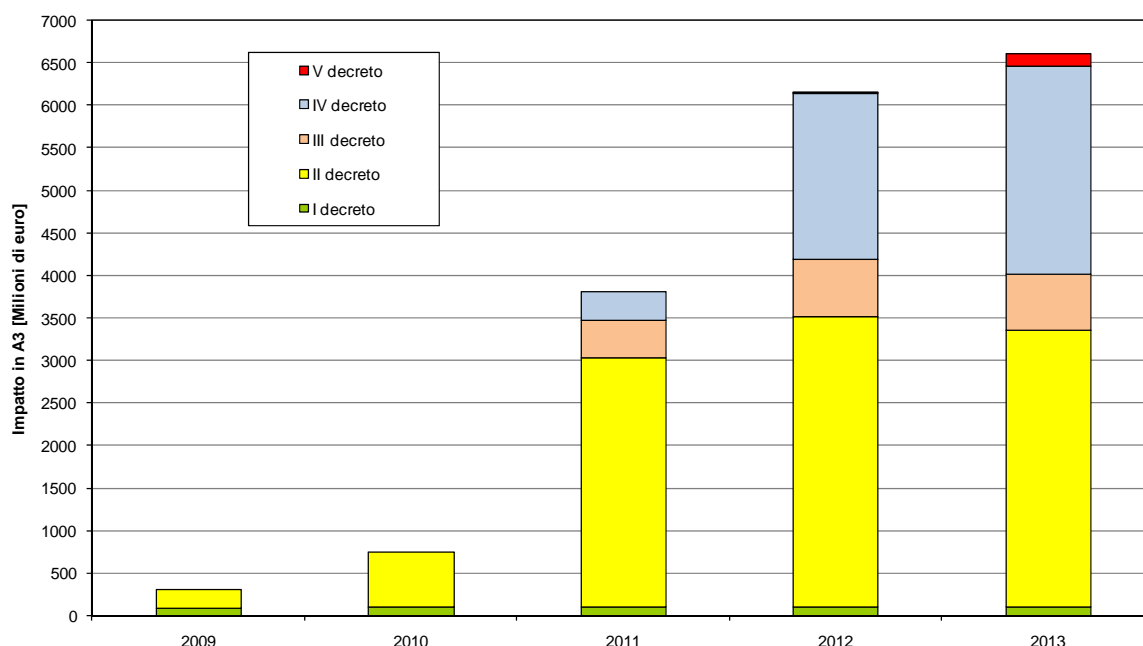
²⁴ Ciò è anche effetto della legge 129/10, secondo cui il II conto energia (che prevede un elevato livello dell'incentivo), inizialmente previsto per impianti fotovoltaici entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2010, può essere ottenuto anche nel caso di impianti che *“abbiano concluso, entro il 31 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”*.

Quantità di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e incentivata



- figura 21 -

Impatto in A3 derivante dagli incentivi al fotovoltaico



- figura 22 -

Dalle figure 21 e 22 emerge in modo piuttosto evidente l'evoluzione non lineare degli impianti fotovoltaici in termini di energia prodotta e di incentivi erogati. Tale non linearità è una diretta conseguenza degli strumenti incentivanti che non sono stati correttamente e tempestivamente adeguati per tenere conto dell'evoluzione tecnologica. Ciò ha comportato uno sviluppo, altrettanto anomalo e non lineare, delle attività correlate all'installazione

degli impianti fotovoltaici fino ad arrivare all'inevitabile repentino ridimensionamento tuttora in corso.

Infine, poiché il valore unitario degli incentivi ha subito rilevanti variazioni nel corso di pochi anni e poiché il valore attribuito per 20 anni a ciascun impianto dipende dalla data di entrata in esercizio (o dalla data di fine lavori di costruzione nel caso degli impianti per cui ha trovato applicazione la legge 129/10), potrebbe essere opportuno prevedere che siano intensificate le verifiche ispettive, prevedendo in legge un esplicito coinvolgimento della Guardia di Finanza ovvero di altre forze dell'ordine. Da tali verifiche, infatti, potrebbe emergere l'esistenza di numerosi impianti che non potevano essere stati realizzati entro le date dichiarate dai produttori. Ciò è opportuno soprattutto in relazione agli impianti ammessi al secondo conto energia per effetto della legge 129/10, per i quali, come già detto, ha assunto grande rilevanza la data di fine lavori di costruzione.

3.2.5 Tariffe incentivanti introdotte dal decreto interministeriale 6 luglio 2012 per gli impianti diversi dai fotovoltaici

Il decreto interministeriale 6 luglio 2012 prevede che:

- gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare di potenza nominale fino a 1 MW abbiano diritto a una tariffa onnicomprensiva (comprensiva di eventuali premi spettanti) da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete;
- gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare di potenza nominale superiore a 1 MW abbiano diritto, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), ad un incentivo pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa incentivante costante (tenendo conto degli esiti delle procedure d'asta ove applicabili e comprensiva di eventuali premi spettanti) e il prezzo zonale orario,

e che rimangano ferme le determinazioni dell'Autorità in materia di dispacciamento (anche, quindi, nel caso di tariffa fissa onnicomprensiva).

Il medesimo decreto prevede che i valori unitari delle tariffe incentivanti siano definiti per il tramite di procedure concorsuali nel caso di impianti idroelettrici con potenza nominale di concessione superiori a 10 MW, impianti geotermoelettrici di potenza superiore a 20 MW e impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili (ad eccezione di quella solare) di potenza superiore a 5 MW.

Infine, vengono definiti i contingenti di potenza disponibili per ogni anno fino al 2015, sia nel caso di impianti ammessi alle procedure concorsuali che nel caso degli altri impianti, per i quali il GSE allestisce appositi registri.

L'onere complessivo derivante dalle tariffe incentivanti è posto a carico della componente tariffaria A3 e deriva:

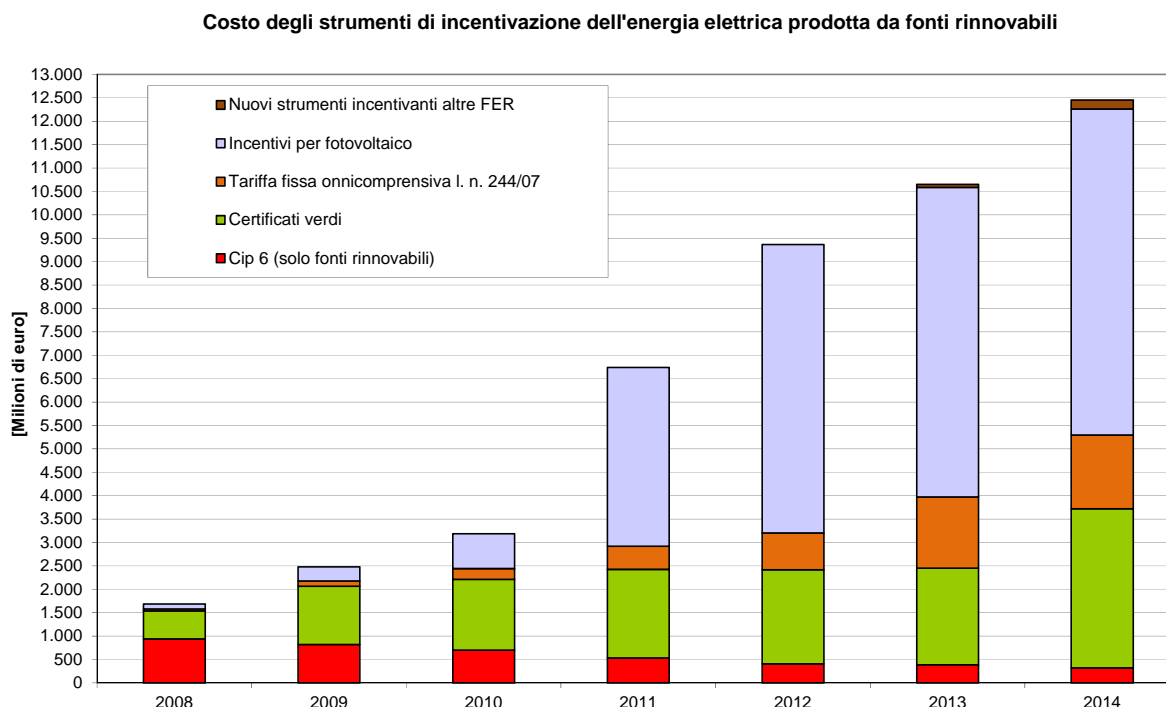
- nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW, dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. L'onere complessivo tiene conto dei costi, maggiori rispetto ai prezzi di mercato, sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica ma non anche dei corrispettivi di sbilanciamento che vengono allocati ai produttori;

- nel caso degli altri impianti, dall’incentivo erogato dal GSE. Anche tale incentivo (e quindi l’impatto in A3), per come è calcolato, è funzione dei prezzi di mercato dell’energia elettrica e aumenta al diminuire dei medesimi prezzi.

Sulla base dei dati di pre-consuntivo per l’anno 2013, si stima che gli strumenti incentivanti previsti dal decreto interministeriale 6 luglio 2012 abbiano comportato un costo in capo alla componente tariffaria A3 pari a circa 60 milioni di euro. Naturalmente tale costo è atteso in forte aumento per gli anni successivi.

3.2.6 Sintesi della quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata e degli incentivi erogati

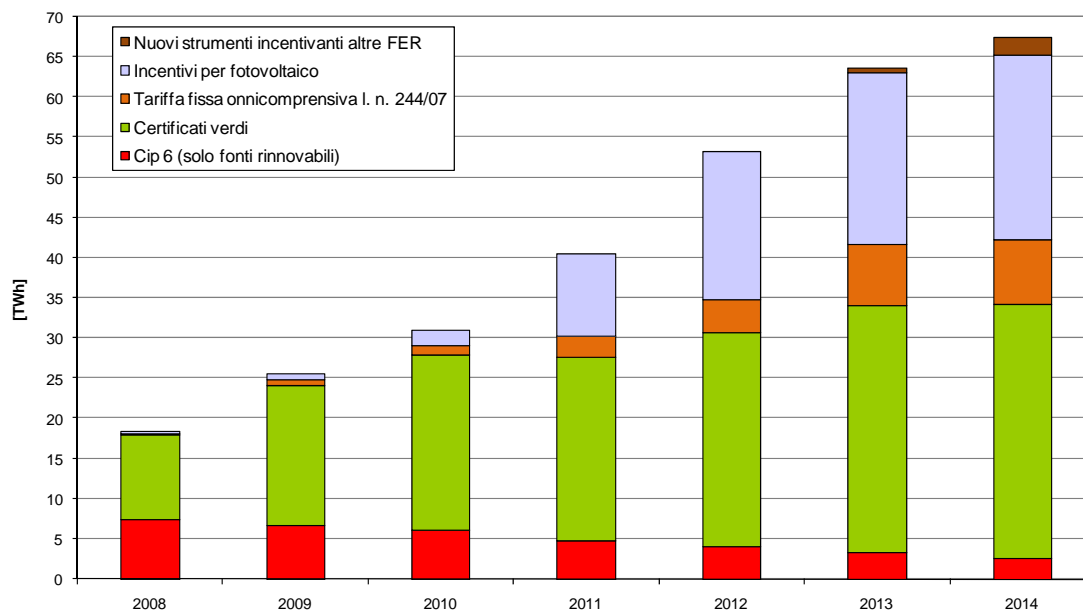
La [figura 23](#) evidenzia gli oneri, fino ad oggi sostenuti, derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili. Essi sono calcolati come indicato nei paragrafi precedenti e sono espressi al netto del valore di mercato dell’energia elettrica.



- figura 23: costo degli strumenti di incentivazione dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. I dati relativi all’anno 2013 sono preconsuntivi, mentre i dati dell’anno 2014 rappresentano la miglior stima ad oggi possibile –

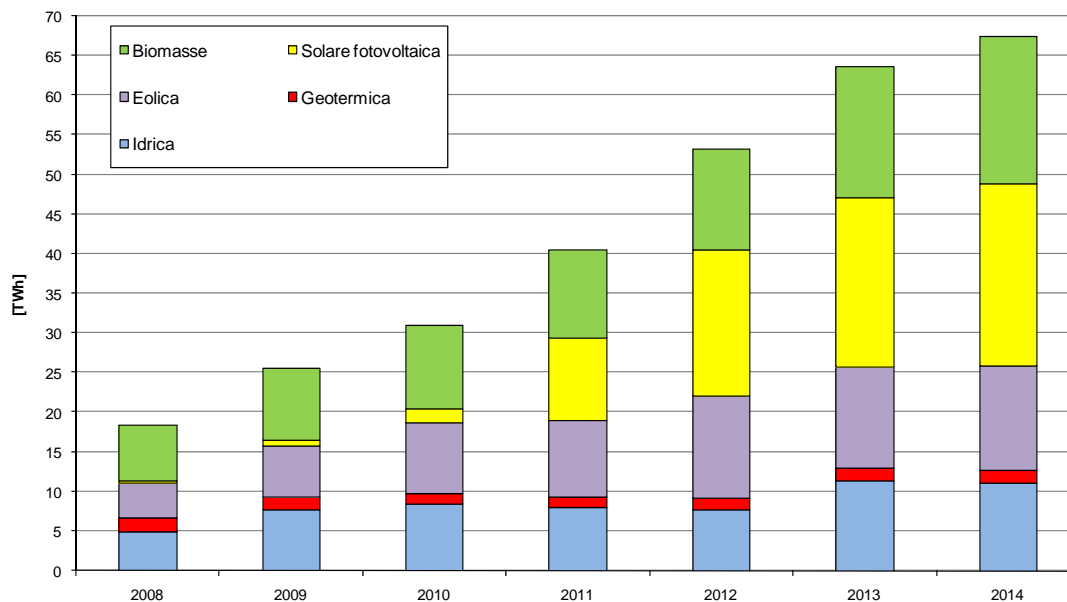
Gli strumenti incentivanti hanno permesso l’incentivazione di una quantità di energia elettrica che, nel 2013, ha superato i 63 TWh, come evidenziato in [figura 24 e 25](#) e nel 2014 dovrebbe superare i 67 TWh.

Quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata distinta per tipologia di strumento incentivante



- figura 24: 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 dati relativi all'anno 2013 sono preconsuntivi, mentre i dati dell'anno 2014 rappresentano la miglior stima ad oggi possibile -

Quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata, distinta per fonte



- figura 25: quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte -

3.3 Impatto in A3 degli strumenti di sostegno delle fonti rinnovabili e assimilate

I costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano copertura, in generale, tramite la componente tariffaria A3, con l'unica eccezione dei costi associati ai certificati verdi negoziati che, pertanto, non sono oggetto di ritiro da parte del GSE.

Complessivamente, per l'anno 2013, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili si stima che, a consuntivo, siano pari a circa 10,6 miliardi di euro (come emerge dalla figura 23), di cui circa 9,8 coperti tramite la componente A3. Si stima che per l'anno 2014, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili siano pari a circa 12,5 miliardi di euro, di cui circa 12 coperti tramite la componente A3.

La componente tariffaria A3 consente anche l'erogazione dei servizi di ritiro dedicato e scambio sul posto, nonché l'erogazione degli strumenti incentivanti previsti per le fonti assimilate (ai sensi del provvedimento Cip 6/92) e per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili (qualora i CV ad essi associati siano ritirati dal GSE).

Gli oneri che trovano remunerazione tramite la componente A3 non necessariamente coincidono, per ogni anno, con il gettito atteso della componente A3. Ad esempio, per l'anno 2013, gli oneri complessivamente a carico del Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate (in cui vengono versati gli introiti derivanti dalla componente tariffaria A3) sono pari a quasi 12 miliardi di euro²⁵. Si noti che quanto appena riportato non è necessariamente pari al gettito della componente A3 per il medesimo anno, poiché in alcune circostanze particolari è possibile che la raccolta sia lievemente disallineata rispetto alle reali necessità.

Le tabelle 4, 5 e 6 evidenziano nel dettaglio quanto fino ad ora presentato.

²⁵ Ciò poiché ai quasi 10 miliardi imputabili alle fonti rinnovabili, di cui si è detto sopra, occorre aggiungere circa 1,3 miliardi riferiti alle fonti assimilate (compresivi degli oneri da versare una tantum per effetto delle risoluzioni anticipate delle convenzioni Cip 6) e quasi 0,5 miliardi derivanti dal ritiro dedicato, scambio sul posto e dalla copertura dei costi amministrativi del GSE, nonché circa 0,2 miliardi di euro derivanti dai conguagli effettuati *una tantum* nel 2013 ai produttori Cip 6 per effetto dell'esito del contenzioso in materia di CEC dell'anno 2008 e per effetto delle deroghe concesse dal decreto ministeriale 20 novembre 2012 nell'ambito della più generale revisione dei rendimenti di riferimento utilizzati ai fini del calcolo del CEC.

	2010	2011	2012	2013 (pre-consuntivo)	Prospettive per gli anni successivi al 2013
	Milioni di euro	Milioni di euro	Milioni di euro	Milioni di euro	
Oneri associati agli strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili a carico del conto alimentato dalla A3					
energia elettrica da impianti Cip 6 (fonti rinnovabili)	700	536	406	387	<i>in riduzione in aumento fino al 2016 in aumento fino al 2014 in aumento fino al 2014 in aumento</i>
certificati verdi invenduti e ritirati dal GSE	929	1.352	1.255	1.263	
fotovoltaico	742	3.816	6.161	6.616	
tariffa fissa onnicomprensiva	230	496	786	1.521	
incentivi di cui al DM 6 luglio 2012	-	-	-	62	
Totale (a)	2.601	6.200	8.608	9.849	
Oneri associati agli strumenti incentivanti NON a carico del conto alimentato dalla A3 (dati stimati)					
costo stimato certificati verdi oggetto di negoziazione imputabile alle fonti rinnovabili (b)	585	537	755	800	<i>in riduzione dal 2014</i>
costo stimato certificati verdi oggetto di negoziazione non imputabile alle fonti rinnovabili	64	108	42	50	<i>in riduzione dal 2014</i>
Totale costi per le incentivazioni delle fonti rinnovabili (c = a + b)	3.186	6.737	9.363	10.649	

- tabella 4 -

	2010	2011	2012	2013 (pre-consuntivo)	Prospettive per gli anni successivi al 2012
	Milioni di euro	Milioni di euro	Milioni di euro	Milioni di euro	
Oneri associati agli strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili a carico del conto alimentato dalla A3					
Totale tratto dalla tabella 4 (a)	2.601	6.200	8.608	9.849	
Ulteriori oneri associati alle fonti rinnovabili a carico del conto alimentato dalla A3 (1)					
ritiro dedicato	95	142	80	338	<i>in forte riduzione nel 2014 in lieve continuo aumento</i>
scambio sul posto	14	28	93	104	
Totale (d)	109	170	173	442	

(1) Gli oneri per il ritiro dedicato e lo scambio sul posto, per semplicità, sono interamente attribuiti alle fonti rinnovabili.

Ciò poiché gli oneri attribuibili alle altre fonti sono trascurabili. La presente tabella non contempla i costi a copertura delle attività del GSE.

- tabella 5 -

Oneri associati agli strumenti incentivanti per le fonti assimilate a carico del conto alimentato dalla A3

energia elettrica da impianti Cip 6 (fonti assimilate)	781	731	724	633	<i>in riduzione</i>
riconoscimento oneri CO2	225	265	198	85	<i>in riduzione</i>
riconoscimento oneri acquisto certificati verdi	53	40	43	113	<i>in riduzione</i>
oneri anticipati derivanti dalla risoluzione Cip 6/92	36	216	64	456	<i>voce una tantum</i>
Totale (e)	1.095	1.252	1.029	1.287	

Oneri associati agli strumenti incentivanti per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento a carico del conto alimentato dalla A3

certificati verdi invenduti e ritirati dal GSE (f)	-	-	137	146	<i>in aumento</i>
--	---	---	-----	-----	-------------------

Altri oneri una tantum

conguagli Cip 6 per effetto di contenziosi e deroghe (2) (g)	-	-	-	218	<i>voce una tantum</i>
--	---	---	---	-----	------------------------

Totale oneri a carico del conto A3 derivanti da strumenti incentivanti e regimi commerciali speciali (h = a + d + e + f + g)

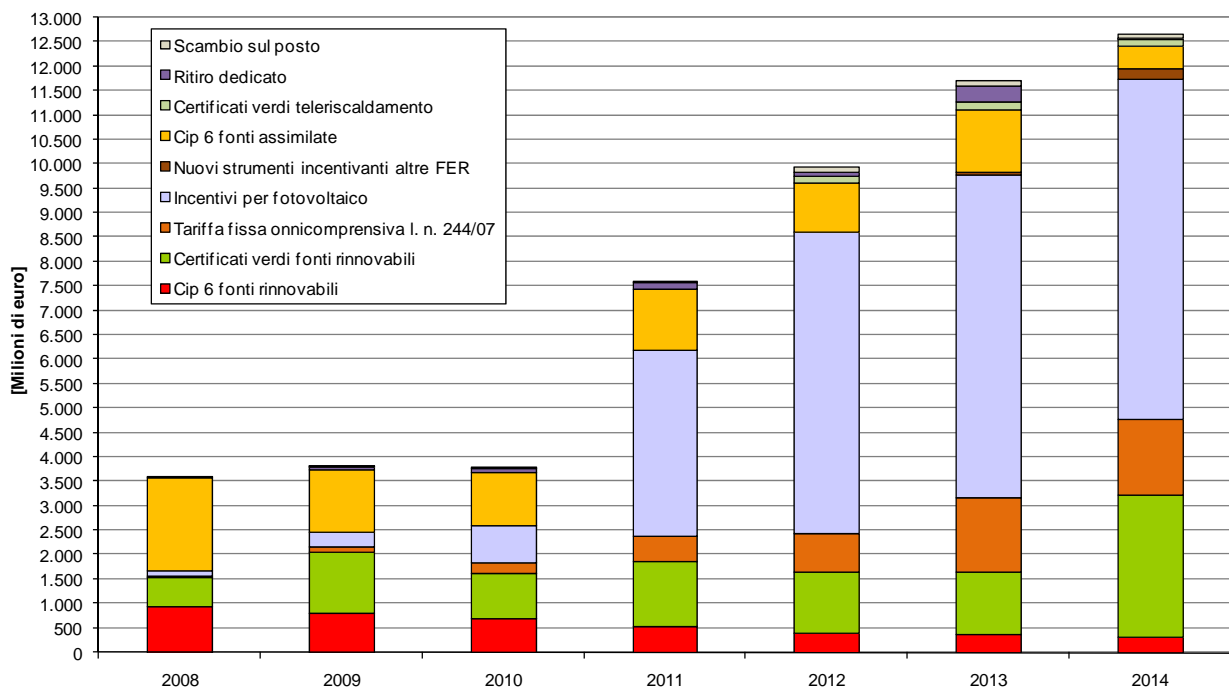
3.805	7.622	9.947	11.942
-------	-------	-------	--------

(2) Sono conguagli derivanti dall'esito del contenzioso relativo al CEC dell'anno 2008 e dall'applicazione delle deroghe consentite dal D.M. 20 novembre 2012 in relazione ai rendimenti da utilizzare ai fini del calcolo del CEC.

– tabella 6. La tabella non considera i costi a copertura delle attività svolte dal GSE. Gli oneri emission trading (per l'acquisto di quote CO₂) e gli oneri per l'acquisto dei certificati verdi sono allocati all'anno in cui è stata approvata la deliberazione con cui tali oneri sono riconosciuti. Ciò comporta un'allocatione differente rispetto a quella operata nella figura 17 –

Infine, la figura 26 evidenzia l'andamento negli ultimi anni dell'impatto in A3 derivante dagli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate e dai regimi commerciali speciali.

Impatto in A3 derivante dagli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate e dai regimi commerciali speciali



– figura 26. Non sono riportati i conguagli effettuati una tantum nel 2013 (per circa 200 milioni di euro come riportato in tabella 6) per effetto dell'esito del contenzioso (non ancora concluso) in materia di CEC dell'anno 2008 e per effetto delle deroghe concesse dal decreto ministeriale 20 novembre 2012 nell'ambito della più generale revisione dei rendimenti di riferimento utilizzati ai fini del calcolo del CEC –

3.4 Alcune considerazioni in merito all'evoluzione dei costi degli strumenti incentivanti fino al 2020

Al fine di valutare il possibile andamento dei costi attesi fino al 2020 per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, occorrono alcune considerazioni preliminari:

- ai sensi del decreto interministeriale 5 luglio 2012 (cd. V conto energia), gli incentivi previsti per gli impianti fotovoltaici non trovano più applicazione, in ogni caso, decorsi 30 giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato di 6,7 miliardi di euro l'anno, come comunicata dall'Autorità sulla base degli elementi forniti dal GSE²⁶;
- il decreto interministeriale 6 luglio 2012 definisce il costo indicativo cumulato di tutte le tipologie di incentivo degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, con esclusione di quelli fotovoltaici, e prevede che detto costo non possa superare i 5,8 miliardi di euro annui. Il costo indicativo annuo, alla data del 28 febbraio 2014, risulta pari a 5,04 miliardi di euro. Inoltre, il medesimo decreto ha definito dei contingenti annui vincolanti in termini di potenza incentivabile, rendendo graduale l'ammissione degli impianti ai nuovi strumenti incentivanti.

I suddetti costi indicativi cumulati sono calcolati dal GSE in modo convenzionale e rappresentano una stima dell'onere annuo potenziale già impegnato per effetto dell'ammissione degli impianti ai diversi strumenti incentivanti, seppur non ancora interamente sostenuto²⁷: non coincidono con i costi effettivamente sostenuti (né con quelli da sostenere) poiché tali costi variano anche in funzione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica o dei certificati verdi, oltre che del valore della tariffa incentivante assegnato agli impianti aventi diritto.

Tenendo conto di quanto sopra evidenziato, è possibile affermare che:

- gli oneri posti in capo alla collettività per effetto dei soli strumenti incentivanti per le fonti rinnovabili (escluse le fonti assimilate e gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, nonché gli oneri derivanti dal ritiro dedicato e dallo scambio sul posto), nell'ipotesi che non siano implementati nuovi strumenti incentivanti all'esaurirsi degli effetti derivanti dagli attuali strumenti, dovrebbero stabilizzarsi intorno ai 12,5 miliardi di euro l'anno; successivamente dovrebbero iniziare a diminuire a partire presumibilmente dal 2018 per effetto del termine dell'entrata in esercizio degli ultimi impianti incentivati e della significativa riduzione degli impianti ammessi a beneficiare dei certificati verdi (per i quali è terminato il periodo incentivante);
- nell'anno 2016 dovrebbe registrarsi un anomalo e rilevante aumento dei costi derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili che probabilmente supereranno i 13,5 miliardi di euro: tale anomalia deriva dal fatto che, a partire da tale anno, i CV vengono sostituiti da strumenti incentivanti amministrati. Nel 2016, in relazione alla quantità di energia

²⁶ Il predetto trentesimo giorno solare è il 6 luglio 2013, come già evidenziato nella deliberazione 250/2013/R/efr.

²⁷ In relazione alle ipotesi di calcolo si rimanda al sito internet del GSE, www.gse.it.

elettrica a cui spetta il diritto ai CV, oltre ai costi derivanti dai nuovi strumenti amministrati che ne prendono il posto, si sosterranno i costi associati al ritiro, da parte del GSE, degli ultimi CV invenduti (circa la metà di quelli emessi nell'anno precedente e rimasti invenduti oltre agli altri CV eventualmente rimasti nei conti proprietà dei produttori).

Occorre però considerare che tali considerazioni (riferiti ai soli strumenti incentivanti) sono indicative poiché, come già evidenziato, alcuni strumenti incentivanti comportano un onere in capo alla collettività che dipende dai prezzi di mercato dell'energia elettrica. Inoltre, esse non tengono conto degli effetti derivanti dal cosiddetto "spalma incentivi" previsto dal decreto-legge 145/13, come convertito in legge, né degli incentivi impliciti, tra cui l'applicazione di corrispettivi di sbilanciamento pari al prezzo che si forma sul mercato del giorno prima (seppur limitatamente all'interno della franchigia), nonché gli esoneri dall'applicazione degli oneri generali di sistema nei casi in cui gli impianti siano realizzati all'interno di Sistemi Efficienti d'Utenza (SEU) o sistemi ad essi equiparati.

4. ALCUNE CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

In sintesi, la diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili destinate alla produzione di energia elettrica e della generazione distribuita, comporta una serie di effetti di seguito richiamati:

- diverse logiche nell'approvvigionamento della capacità di riserva affinché sia sufficiente per sopperire all'eventuale venir meno delle fonti aleatorie. In linea di principio ciò comporta un aumento dei costi di dispacciamento che può essere contenuto ottimizzando le modalità di erogazione del servizio di dispacciamento;
- riduzione della quantità di combustibile complessivamente utilizzata per la produzione di energia elettrica dagli impianti marginali (prevalentemente gas naturale);
- diversa modalità di funzionamento degli impianti termoelettrici (con particolare riferimento ai cicli combinati a gas) che, da impianti finalizzati a coprire il carico di base, stanno gradualmente diventando impianti destinati a seguire l'andamento del carico, il che richiede maggiore flessibilità e comporta una riduzione dei rendimenti e, a parità di prezzo del gas naturale, un aumento dei costi variabili;
- aumento del numero di impianti e, almeno nella situazione contingente, di produttori, dal che deriva anche un aumento della competitività sui mercati e una maggiore differenziazione dell'offerta di energia elettrica rispetto agli anni scorsi;
- diverse logiche nella formazione dei prezzi sul mercato del giorno prima poiché i nuovi impianti presentano costi variabili più bassi rispetto agli impianti termoelettrici e, con particolare riferimento ai fotovoltaici, sono disponibili solo nelle ore diurne. Da ciò deriva la formazione di un profilo di prezzo molto differente rispetto a quello tipico di alcuni anni fa. Peraltro i prezzi che si formano sul mercato del giorno prima dovrebbero già tenere conto del minore utilizzo di gas naturale (che può influenzare, al ribasso, i prezzi stessi del gas naturale) e anche del conseguente minore costo complessivo derivante dall'acquisto delle quote di CO₂. Si noti tuttavia che permangono altri elementi, non dipendenti dalle fonti rinnovabili, che influenzano in modo rilevante i prezzi di

mercato dell'energia elettrica, quali le dinamiche sottostanti alla formazione dei prezzi internazionali del gas naturale e delle quote di emissione (entrambi in riduzione negli ultimi anni). In linea di principio la diffusione delle fonti rinnovabili comporta una radicale variazione nel profilo dei prezzi ma non è possibile affermare con certezza che solo da tale diffusione deriva la complessiva riduzione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica registrata nell'ultimo anno, proprio perché coesistono elementi differenti;

- diverse logiche nella gestione delle reti elettriche di distribuzione che, da reti passive, stanno progressivamente diventando reti attive, comportando la necessità di nuovi investimenti.

A fronte di un rapido cambiamento delle modalità di funzionamento dell'intero sistema elettrico, occorre un'altrettanto rapida innovazione regolatoria, già in corso, con l'obiettivo di sfruttare al meglio le potenzialità offerte dai nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e dalla generazione distribuita, garantendo la sicurezza del sistema elettrico medesimo. Ciò richiede interventi infrastrutturali, innovazioni nelle logiche gestionali delle reti elettriche e dei mercati nonché innovazioni nelle modalità di esercizio dell'attività di produzione che deve essere sempre più anche al servizio del sistema elettrico.

Poiché la rapida diffusione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili è stata consentita dall'erogazione di incentivi spesso molto generosi, sono rilevanti i costi derivanti da tali strumenti incentivanti espliciti a cui si devono sommare quelli (comunque di gran lunga inferiori) derivanti dai regimi commerciali speciali, da esoneri e trattamenti speciali di varia natura.

Infine, oltre ai costi e agli effetti indotti sul sistema elettrico dalle fonti rinnovabili occorre considerare i benefici che ne derivano in termini ambientali, di riduzione della dipendenza dall'estero (sia dal punto di vista politico che dal punto di vista economico) e di occupazione, pur non rientrando tra le competenze dell'Autorità un'analisi dettagliata di questo tipo, tanto più in questa sede in cui l'attenzione è unicamente rivolta all'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica.

Tenendo conto che tali benefici sono a vantaggio dell'intera collettività occorre valutare l'opportunità che parte degli oneri destinati allo sviluppo delle fonti rinnovabili sia posta in capo alla fiscalità generale. Ad esempio, si potrebbe prevedere che siano lasciati in capo alle bollette elettriche solo gli oneri strettamente correlati al raggiungimento degli obiettivi europei vincolanti e non anche quelli che consentiranno di superare tali obiettivi raggiungendo quelli più sfidanti indicati nella SEN.

In tal senso, per il beneficio della collettività, occorrerebbe promuovere la nascita e lo sviluppo di una intera filiera (in termini di ricerca universitaria e aziendale, di realizzazione delle aziende per la costruzione dei componenti degli impianti, ma anche in termini di produzione o raccolta del combustibile rinnovabile), ad esempio per il tramite di sgravi fiscali o tramite altri strumenti in capo alla fiscalità generale. La promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non ha consentito un vero e proprio sviluppo dell'intera filiera. Si auspica pertanto che tale obiettivo possa essere perseguito nell'ambito dell'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di calore e nell'ambito dell'efficienza energetica.