



The Adam Smith Society

e<sub>2</sub>i energie speciali

---

# Il sostenibile peso delle rinnovabili

---

*Le nuove rinnovabili nel mercato e nel  
sistema elettrico italiano*

---

Adam Smith Society, settembre 2015

---

*Antonio Sileo<sup>°</sup>*

*<sup>°</sup> Ferma restando tutta la responsabilità per errori, omissioni e semplificazioni, l'autore desidera ringraziare Manuela Mischitelli per le amichevoli critiche e le indagini lungo i cavi e Roberta D'Ancona per i preziosi suggerimenti.*

## Introduzione

Sono già trascorsi diversi lustri dall'installazione dei primi impianti di generazione da nuova fonte rinnovabile nel territorio europeo, ma eolico, fotovoltaico e le altre nuove tecnologie continuano ad avere un'utilità strategica nell'agenda politica europea.

Ad ottobre 2014, anche in vista della Conferenza delle Parti della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici che si terrà a Parigi nel prossimo dicembre, il Consiglio europeo ha fissato un obiettivo UE vincolante di riduzione delle emissioni nazionali di gas a effetto serra del 40% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990 e ha stabilito che al 2030 almeno il 27% del consumo energetico europeo dovrà essere fornito da fonti energetiche rinnovabili (anche se, va sottolineato, ad oggi non sono stati fissati degli obiettivi vincolanti per Paese).

Gli impegni europei confermano che la generazione elettrica da fonte rinnovabile non possa configurarsi come un'esperienza transitoria, per quanto abbia avuto un avvio rapido e tumultuoso in molti Paesi membri, ma debba costituire, invece, una misura di medio e lungo termine.

In tale prospettiva, va considerato che si tratta di tecnologie (appena) mature che avranno una lunga vita, e con ancora lusinghiere prospettive di crescita e di miglioramento (I-Com, 2015).

Sui progressi del prossimo futuro ci sia consentito richiamare gli ultimi dati disponibili sulle richieste di brevetto relative alle tecnologie per produrre e accumulare energia elettrica, dove grande è il vantaggio del fotovoltaico, dello *storage* e dell'eolico.

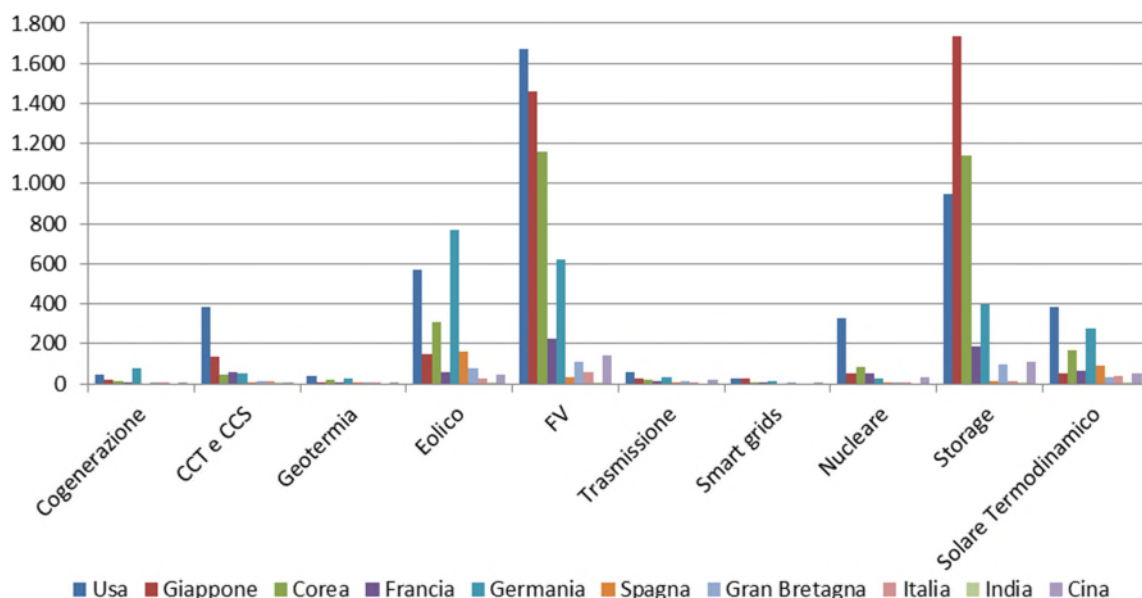


Figura 1 - Richieste di brevetto. Anno 2013  
Fonte: Elaborazioni I-Com su dati EPO, 2015

Per l'eolico in particolare va rimarcato l'ottimo posizionamento di alcuni Paesi europei, quali Germania e Spagna.

### *L'integrazione delle FER: solo costi?*

La grande rivoluzione rinnovabile in atto, richiama a un'attenta riflessione che possa permetterci di tracciare gli elementi principali del cambiamento e i benefici e i costi, reali e potenziali che esso comporta.

È quindi senz'altro opportuno approfondire le questioni legate all'integrazione delle fonti rinnovabili, in particolare delle nuove, nel mercato elettrico italiano, così da comprendere quali siano gli elementi di criticità e di miglioramento nella convivenza con le altre fonti.

Del resto, in Italia, a marzo e aprile 2015, come era già accaduto nel marzo del 2012, la produzione combinata di eolico e fotovoltaico ha superato quella idroelettrica, il cui grande e storico vantaggio dall'inizio degli anni '10 del nuovo secolo va progressivamente riducendosi (v. Figura 2). Tanto che nei primi cinque mesi del 2015 il vantaggio è della produzione idrica sulla somma di quella fotovoltaica ed eolica è stato di soli 190 GWh su 18.186, mentre nel solo mese di agosto il gap di fotovoltaico ed eolico sommati è stato inferiore ai 240 GWh, meno di un decimo del divario del 2010, confermando una tendenza che pare ormai ben delineata.

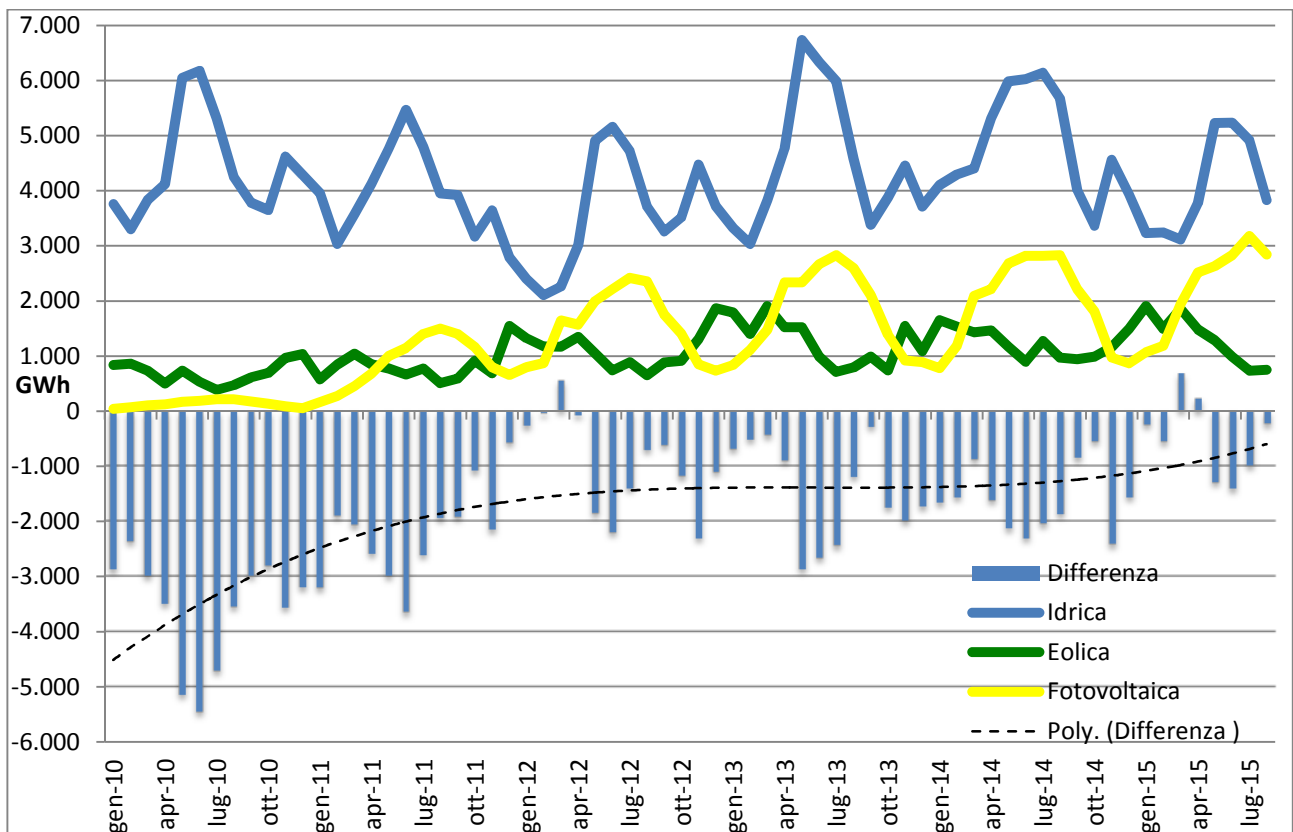


Figura 2 – Produzione da rinnovabili (principali) e differenza tra produzione combinata fotovoltaico ed eolico vs idroelettrico

Fonte: elaborazioni su dati Terna, 2015

In un contesto, quindi, ormai mutato, al di là della disamina dei costi e dei benefici che le fonti rinnovabili hanno apportato in via diretta ed evidente, è (ormai) utile tener conto delle esternalità positive e negative prodotte per il mercato elettrico, lato domanda e offerta, e ancor di più, per il sistema Paese nel suo complesso.

L'integrazione delle fonti rinnovabili, infatti, ha sottoposto le finanze a effettivi sforzi in termini di incentivazione, ma ha permesso anche notevoli risparmi e nuove entrate, di cui spesso è più difficile avere traccia. Ha innescato, inoltre, processi virtuosi nel mercato elettrico, a livello operativo e regolatorio, che hanno indubbiamente contribuito allo sviluppo dell'intero sistema elettrico e al benessere dell'economia italiana, per quanto i relativi benefici rimangono di difficile quantificazione.

In tale prospettiva, è opportuno valutare l'impatto dell'integrazione delle fonti rinnovabili non solo in termini di un maggior costo in bolletta, ma anche in relazione alla riduzione delle emissioni e all'incremento della concorrenza sul mercato elettrico.

### *Costi dei meccanismi incentivanti*

Le diverse forme di incentivazione, purtroppo, non hanno affatto avuto un percorso lineare, basti a tal proposito considerare i recenti interventi normativi con cui si è provveduto alla conversione dei Certificati Verdi e all'innovazione sul lato delle tariffe e dei meccanismi di incentivazione e di sostegno delle FER.

L'eolico, ad esempio, oggi beneficia di ben sei differenti meccanismi di incentivazione: CIP6/92, Certificati Verdi, Tariffa Onnicomprensiva e le più recenti *Feed in Tariff* (secondo meccanismi competitivi di registri e aste) oltre al cosiddetto "accesso diretto" (eLeMeNS, 2015).

Tali strumenti incentivanti spesso si sovrappongono l'un altro e sono oggetto di continui interventi da parte del legislatore, atti a modificarne le modalità di applicazione; ne deriva una sostanziale confusione che inficia l'efficienza dell'intero sistema, l'operatività degli investitori e l'utile destinazione di una spesa pubblica che al 2015 conta 1,33 miliardi di euro all'anno.

Quando si passa in rapida rassegna le principali forme di incentivazione, così da evidenziare i costi effettivi a sostegno delle rinnovabili, bisognerebbe concentrarsi anche nell'analisi dei benefici derivanti dalla riduzione delle emissioni climalteranti, veicolata dall'utilizzo, sempre più diffuso, di energia prodotta da impianti di generazione da fonti rinnovabili. In tale prospettiva, andrebbero considerati non solo i risultati registratisi negli ultimi anni, ma anche quelli posti a fronte del raggiungimento degli impegni che l'Italia ha assunto in sede europea e internazionale.

Nel 2014, il costo derivante dall'incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili è stato pari a 12,7 miliardi di euro di cui circa 12 a carico della componente A3 della bolletta. Per l'anno 2015, si prevede una spesa di 11,8 miliardi di euro, di cui 11,4 andranno in A3.

### *Riduzione delle emissioni climalteranti*

I miliardi di euro sono cifre impressionanti, da Legge di Stabilità, e restano significativi anche quando vengono divisi per la generalità dei consumatori (diversi milioni).

Tuttavia valori altrettanto significativi sono quelli relativi alla contrazione delle emissioni nel mix di generazione cui il crescente contributo delle nuove rinnovabili ha decisamente contribuito.

Se si esamina, infatti, l'andamento delle emissioni di CO<sub>2</sub> (g) per kWh elettrico prodotto (lordo) e consumato, si rileva un trend evidentemente decrescente. Le diminuzioni più consistenti nelle emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti dalla produzione elettrica totale si sono registrate dal 2008 in poi, quando effettivamente la generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile ha conosciuto un rapido incremento (v. Figura 3).

Le cause di questo fenomeno devono andarsi a rintracciare da un lato nel processo innovativo che ha coinvolto il settore termoelettrico, dall'altro nell'incremento del contributo delle fonti rinnovabili alla generazione elettrica<sup>1</sup>.

La diminuzione dell'indice di emissione della produzione termoelettrica, infatti, è dovuta principalmente all'aumento della quota di utilizzo di gas naturale (che, a sua volta, ha visto diminuire di anno in anno il proprio fattore emissivo) e all'incremento dell'efficienza di conversione elettrica degli impianti alimentati a gas.

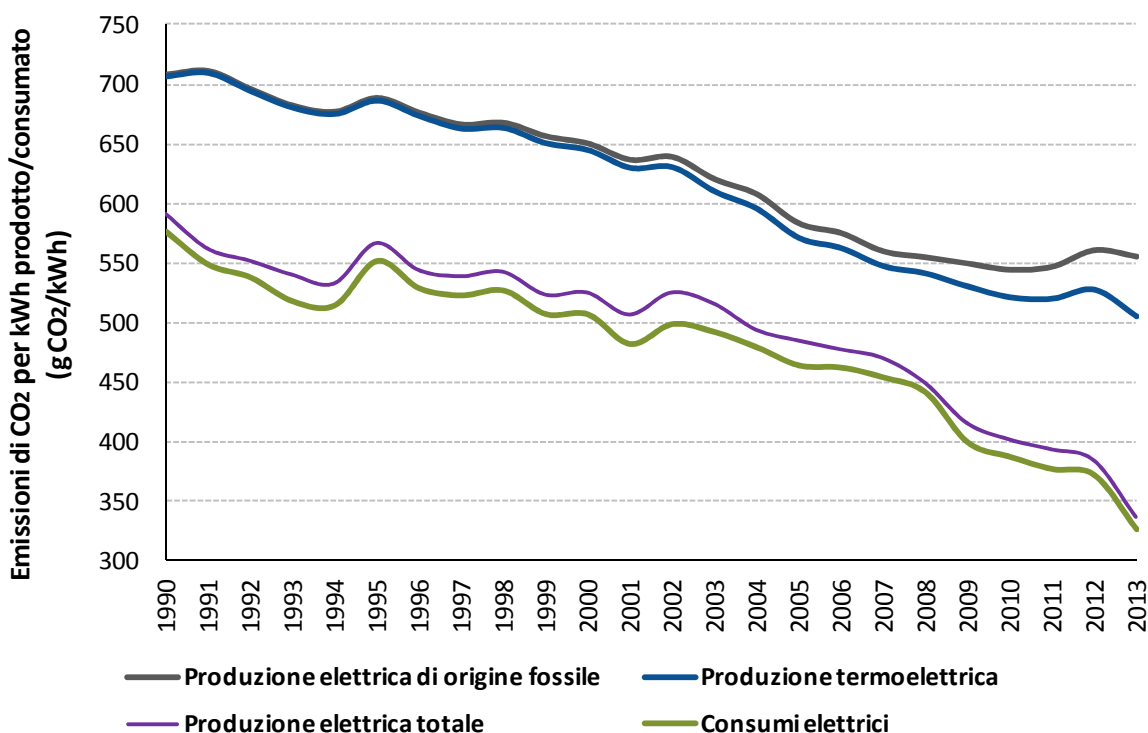


Figura 3 - Andamento del fattore di emissione di CO<sub>2</sub> (g) per kWh elettrico prodotto (lordo) e consumato  
Fonte: Ispra, 2015

La maggiore flessione nell'indice di emissione della produzione termoelettrica, infatti, si ha a partire dalla seconda metà degli '90, con un'accelerazione dal 2000 in poi con il successo degli impianti a ciclo combinato (CCGT). Rilevante è anche il vantaggio derivante dall'utilizzo delle bioenergie che nel 2013 ha garantito l'8,9% della produzione termoelettrica con un bilancio emissivo nullo.

Ma tra il 1990 e il 2013, il contributo delle fonti rinnovabili alla riduzione delle emissioni atmosferiche diventa superiore a quanto registrato da qualsiasi altro fattore, nello stesso periodo. Secondo i dati ISPRA, infatti, le fonti rinnovabili hanno permesso la riduzione del 28,1% delle emissioni rilevate nel 1990, mentre le innovazioni tecnologiche e le variazioni nell'utilizzo dei combustibili ne hanno veicolato rispettivamente solo il 17% e il 4,7% (ISPRA, 2015).

Secondo quanto monitorato dal GSE, nel 2012 la generazione energetica da fonte rinnovabile ha permesso di evitare 64,4 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalente (MtCO<sub>2</sub> eq). Già nel 2009 se ne

<sup>1</sup> Per un'analisi teorica di come l'ordine di merito nei mercati elettrici abbia favorito l'incremento della produzione rinnovabile a scapito della termoelettrica si veda Concettini (2014).

erano risparmiate 50,86. Nel 2012, più del 42,6% di tale risultato è stato dovuto al contributo della generazione elettrica da fonte rinnovabile (GSE, 2014).

### *Sicurezza degli approvvigionamenti*

L'utilizzo delle fonti rinnovabili per la generazione elettrica limita non solo le emissioni climalteranti, ma anche l'utilizzo, l'importazione, i relativi costi diretti e indiretti (*v. infra*), e, più in generale, la dipendenza dai combustibili fossili a vantaggio di una maggiore sicurezza energetica del nostro Paese e dell'Unione Europea. Destinata ad aumentare all'aumentare della penetrazione del vettore elettrico.

Nel solo nel 2012 la Commissione Europea ha calcolato che, proprio grazie al contributo delle fonti rinnovabili, sono stati risparmiati 30 miliardi di euro in importazioni di energia da fonti fossili (COM 2014) 330 final European Energy Security Strategy).

Ad avviso della Commissione “c'è un potenziale significativo e conveniente nell'elettricità e nel riscaldamento da fonti rinnovabili per ridurre ulteriormente il consumo di gas naturale in un certo numero di settori per la fine di questo decennio”.

Del resto sempre secondo la Commissione, il consumo di energia prodotta da fonti rinnovabili previsto per il 2030 e il 2050 permetterà all'Unione di evitare l'utilizzo rispettivamente di 205,5 e 325 Mtep di combustibili fossili. Tali dati afferiscono alle prospettive più pessimistiche: se si considerano scenari più promettenti, i Mtep salgono rispettivamente a 355 e 552.

A queste condizioni, le importazioni europee di combustibili fossili diminuirebbero nel 2030 e nel 2050 rispettivamente di 177 e 225,9 miliardi di euro all'anno, nell'ipotesi più pessimistica, e di 238,9 e 322 in quella più favorevole (Fraunhofer, 2014).

Un approfondimento a parte, che in non possiamo sviluppare in questo testo, meriterebbe, poi, la penetrazione del vettore elettrico nel settore dei trasporti sia pubblici che privati, destinata comunque ad aumentare.

### *I costi esterni per le varie fonti*

Altro contributo positivo delle fonti rinnovabili è il contributo positivo al contenimento dei costi esterni nella generazione di energia elettrica.

La metodologia della quantificazione dei costi esterni e della sua applicazione all'interno di analisi costi-benefici non è esente da critiche; a partire dagli anni '90 ha conosciuto un nuovo impulso proprio nell'ambito della produzione di energia elettrica e, in particolare, in relazione alla valutazione delle esternalità delle emissioni atmosferiche (RSE, 2014). Tale impulso è dovuto essenzialmente a quella che ormai è possibile chiamare la famiglia dei progetti ExternE, caratterizzati dalla metodologia detta del “percorso degli impatti” (*impact pathway*)<sup>2</sup>.

I costi esterni così determinati riguardano le sole emissioni atmosferiche e non tengono conto né di altri effetti (positivi o negativi) sull'ambiente né di altre esternalità di tipo non ambientale.

È pacifico poi che tali esternalità, del tutto paragonabili ad altre attività industriali, sono molto sito-specifiche. Una dipendenza è legata sia alle condizioni meteorologiche e orografiche che

---

<sup>2</sup> Articolata nei seguenti passi: definizione dei ratei emissivi; utilizzo di modelli di dispersione atmosferica per la stima delle concentrazioni di inquinanti; stima dell'esposizione dei recettori (popolazioni, ecosistemi, campi coltivati); stima degli impatti attraverso funzioni dose-risposta solitamente verso tre recettori: salute umana, danni all'agricoltura, danni agli edifici; stima del danno economico attraverso funzioni di monetizzazione.

influenzano la dispersione degli inquinanti sia alla presenza e alla distribuzione dei recettori (popolazioni, coltivazioni, ecc). A stretto rigore non è perciò possibile determinare un valore del costo esterno di una singola tecnologia svincolato dal luogo di funzionamento della stessa.

Tuttavia, anche allo scopo di fornire indicazioni generali ai *policy maker*, sono state sviluppate delle metodologie semplificate che permettono di stimare i costi esterni di sistemi di produzione di energia in funzione del Paese in cui avvengono le emissioni atmosferiche.

La metodologia semplificata che qui riportiamo – di recente utilizzata dall’RSE, a cui rimandiamo per ulteriori considerazioni metodologiche – è stata messa a punto dall’Agenzia Europea per l’Ambiente. Consente di valutare in termini monetari l’impatto provocato da: inquinanti atmosferici con effetti a scala locale e regionale (NH<sub>3</sub>, NO<sub>x</sub>, NMVOC, PM, SO<sub>2</sub>) e inquinanti atmosferici con effetti a scala globale (CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O, CH<sub>4</sub> misurati in CO<sub>2</sub> equivalente).

Il costo esterno per l’emissione di un singolo inquinante (€/ton) per un singolo Stato membro è calcolato una volta per tutte a livello medio per ogni nazione e così possibile stimare i costi esterni a partire dalle emissioni atmosferiche senza applicare l’intera catena modellistica ma più semplicemente moltiplicando le emissioni annue per il fattore di costo (€/t).

Le emissioni di inquinanti per unità di energia prodotta (i ratei emissivi) riferiscono all’intero ciclo di vita dell’energia elettrica e quindi, per tutte le fonti, comprendono: *upstream*, trasporto, costruzioni impianti ed esercizio.

Tendendo conto di tutte queste ipotesi il confronto delle principali tecnologie di produzione elettrica sulla base delle esternalità associate alle relative emissioni atmosferiche vede, com’è logico aspettarsi, le produzioni da fonti rinnovabili avere costi esterni nettamente minori delle fonti fossili con l’eccezione delle biomasse (v. Figura 4).

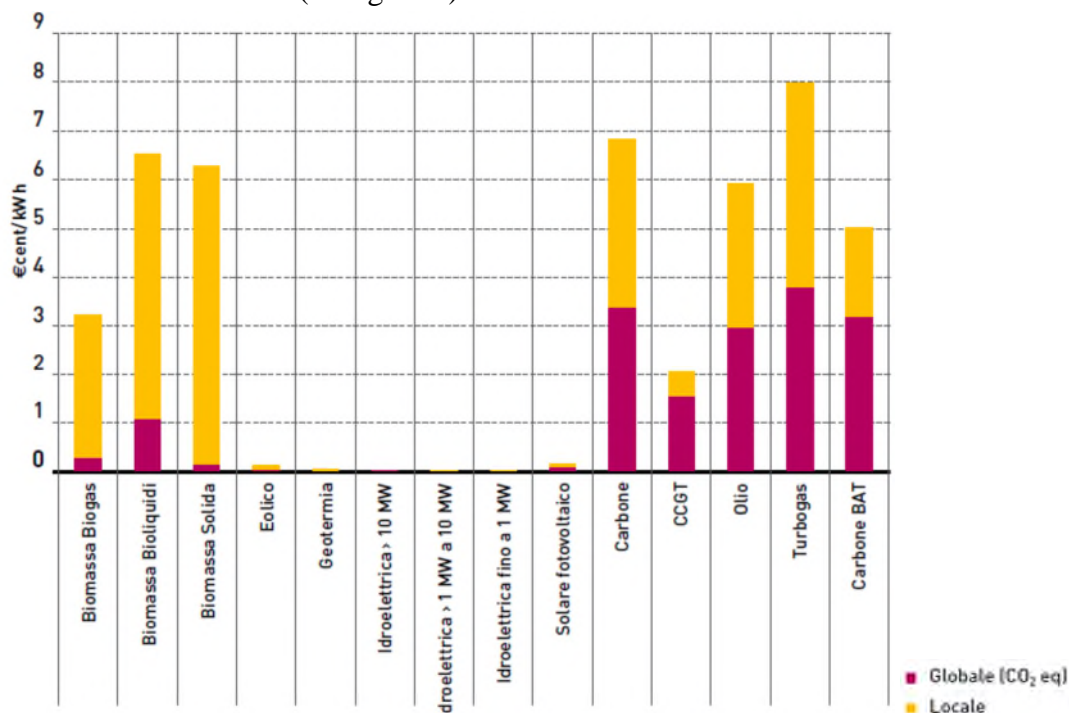


Figura 4 – Confronto tra le esternalità totali (effetti a scala locale e globale) delle principali tecnologie di generazione di energia elettrica  
Fonte: RSE, 2014

Le tecnologie che utilizzano bioenergie presentano, infatti, esternalità minori rispetto ad impianti tradizionali a carbone o ad impianti ad olio combustibile, ma non reggono il confronto con le



tecnologie che utilizzano fonti fossili e offrono migliori performance ambientali ed energetiche, come gli impianti a gas naturale in ciclo combinato (CCGT).

Se ci concentra sugli inquinanti che hanno maggiori effetti a scala locale (v. Figura 5), le tecnologie che usano fonti fossili presentano la gran parte delle dei costi esterni per le emissioni di ossidi di azoto e zolfo, mentre per quelle che utilizzano biomasse sono rilevanti anche le emissioni di composti organici volatili, di ammoniaca (generate in fase di coltivazione) e di particolato.

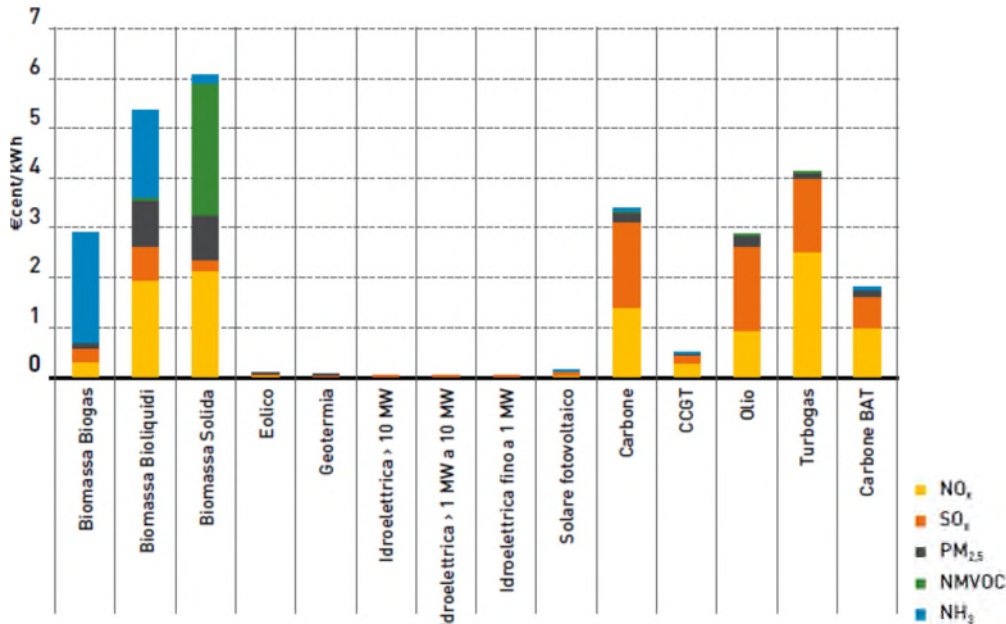


Figura 5 – Confronto tra le esternalità locali (effetti a scala locale) delle tecnologie di generazione di energia elettrica.

Fonte: RSE, 2014

Se, infine, si osservano i contributi per ogni fase del ciclo di vita delle varie tecnologie nel generare costi esterni (v. Figura 6), si nota come per quelle che utilizzano fonti fossili, più del 70% dei costi esterni è dato dalla fase di esercizio, anche se poco rilevante il contributo dell'*upstream*.

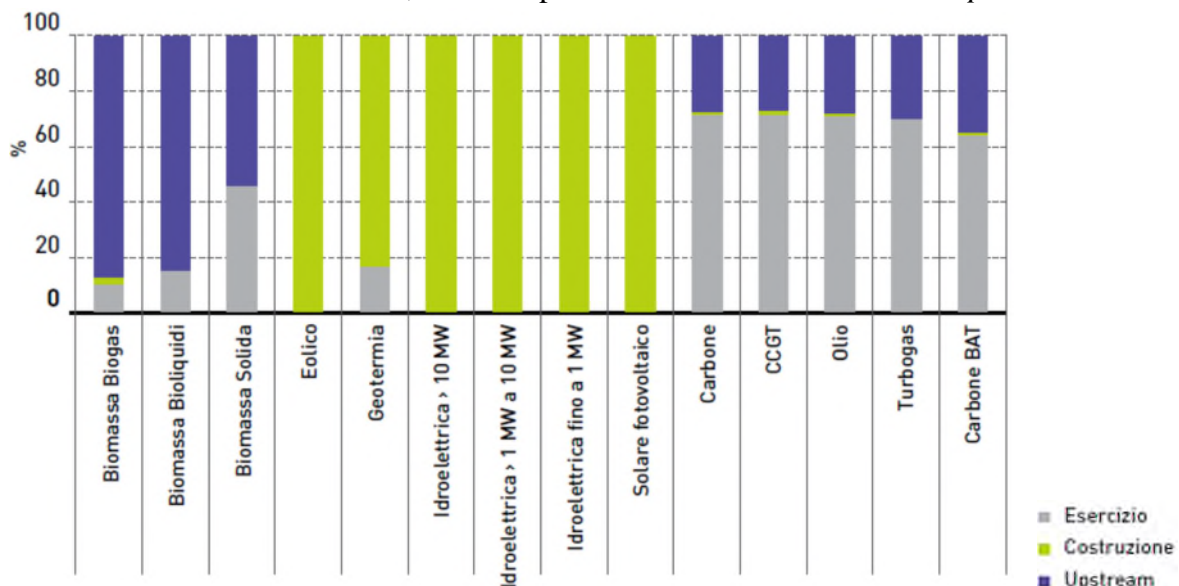


Figura 6 – Contributo percentuale delle diverse fasi del ciclo di vita di ogni tecnologia nelle generazione di costi esterni nella produzione elettrica

Fonte: RSE, 2014



Per tutte le rinnovabili, eccetto le bioenergie, quasi tutte le esternalità vengono prodotte durante la fase di costruzione.

Va, in ultimo, ricordato che costi esterni delle tecnologie di generazione non rinnovabili sono destinati, in ogni caso, a ridursi in ragione del progresso tecnologico.

### *Nuove tecnologie per ridurre l'impatto paesaggistico-ambientale*

Il maggior impatto ambientale delle nuove rinnovabili resterebbe, dunque, l'occupazione di suolo e (quindi) l'impatto sul paesaggio, ma non andrebbe sottovalutato che entrambi gli impatti possono essere ridotti ammodernando gli impianti.

A tal proposito, un esempio significativo è senz'altro quello della ricostruzione integrale dei parchi eolici esistenti.

Rispetto alle realizzazioni *green-field*, l'integrale ricostruzione di un parco consente di trarre diversi vantaggi:

- un ottimale utilizzo della risorsa in siti (i) originariamente prescelti perché caratterizzati da una maggiore ventosità e (ii) oggi già dotati di infrastrutture di connessione alla rete nazionale;
- la sostituzione di aerogeneratori ormai obsoleti con altri di ultima generazione, molto più efficaci nella captazione dell'energia eolica e più flessibili nelle prestazioni e pertanto anche più adatti alla partecipazione al mercato;
- una drastica riduzione del cosiddetto "effetto selva": agli aerogeneratori più obsoleti, di minore taglia e quindi molto numerosi, si sostituiscono poche macchine più potenti, con conseguente ottimizzazione nell'utilizzo del suolo e contenimento dell'impatto visivo – paesaggistico;
- la possibilità di mantenere la presenza industriale sul territorio e potere continuare a contribuire- anche economicamente- allo sviluppo locale.

### *Il mercato elettrico: maggiori quantità e nuove modalità di offerta incidono sul prezzo*

Tra i meriti da riconoscere alle nuove rinnovabili vi è senz'altro l'effetto pro concorrenziale sul mercato globale dell'energia. In merito a quest'ultimo, infatti, più che preoccuparsi dell'impatto del prezzo del petrolio sulle rinnovabili, andrebbe sottolineato che è stata la crescita delle energie pulite, insieme ai risultati delle misure di efficienza, a rallentare la domanda dei combustibili fossili e quindi a determinare una flessione dei prezzi (Silvestrini, 2015).

Cosa che, per fare un esempio europeo, vale senz'altro per il gas naturale. La veloce e rilevante penetrazione delle nuove rinnovabili nei mercati elettrici europei, a cominciare da quelli tedeschi e italiani, complice la flessione dei consumi, ha progressivamente eroso spazi al gas naturale, anch'essi per la verità occupati relativamente in fretta (v. Figura 7).

La conseguente contrazione della domanda di metano per generazione di energia elettrica ha assunto carattere strutturale. Quest'ultimo aspetto, in verità, è piuttosto noto, ma raramente viene sottolineato.

Le modifiche strutturali delle condizioni di mercato sono, infatti, tra gli elementi presi in considerazione per le rinegoziazioni dei contratti di importazione di lungo periodo di gas naturale, caratterizzati dalle clausole *take or pay* e dall'indicizzazione all'olio.

Non è quindi azzardato sostenere che la crescita delle rinnovabili abbia avuto un effetto diretto sui prezzi all'ingrosso del gas naturale e sull'allentamento dello storico legame con il petrolio, o meglio con i suoi derivati, nei contratti *long-term*.

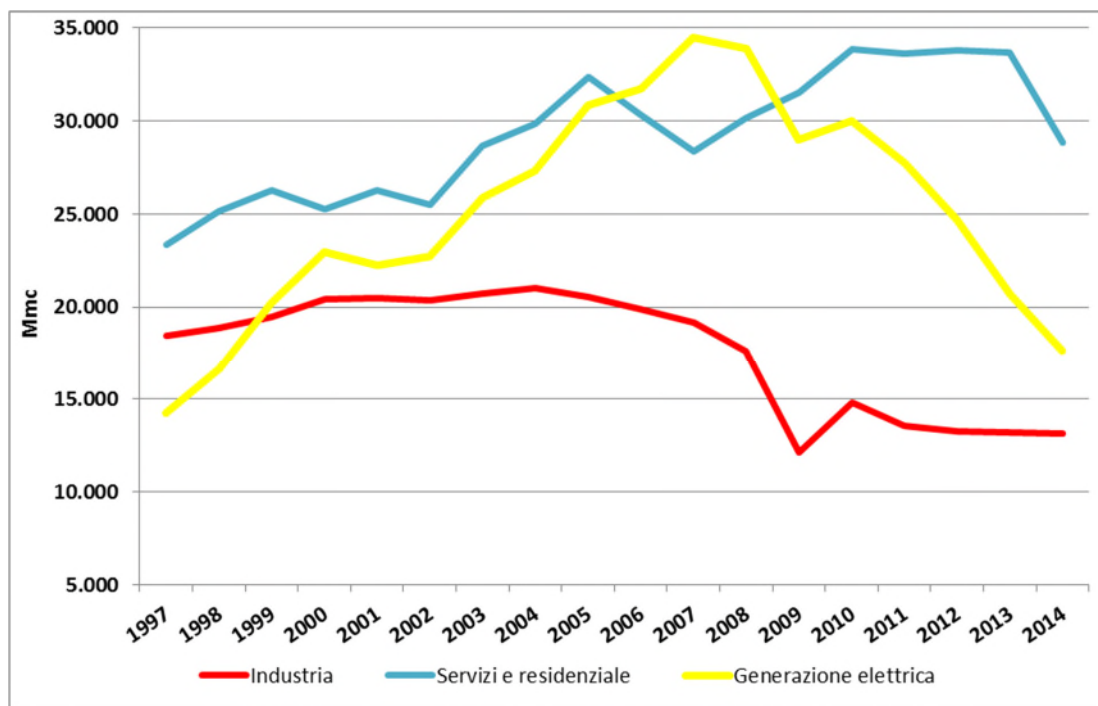


Figura 7 – Consumi di gas naturale in Italia suddivisi per settore  
Fonte: Ministero Sviluppo Economico, Snam Rete Gas e Staffetta Quotidiana, 2015

Si deve riconoscere, inoltre, che lo sviluppo delle fonti rinnovabili ha concorso a rendere più competitivo il mercato dell'energia elettrica: ha contribuito all'aumento nel numero e nelle modalità delle offerte, influenzando positivamente sull'andamento e sull'elasticità del Prezzo Unico Nazionale (PUN), che nel 2014 ha toccato il suo minimo storico dal 2004 (52,08 €/MWh).

Tale risultato è da attribuirsi in buona parte alla contrazione nel prezzo dei combustibili fossili, in particolare quello del gas naturale, che nel 2014, è sceso a 23 MWh sulla borsa del gas italiana e alla continua riduzione della domanda elettrica sul MGP, che nel 2014 ha scontato un ulteriore ribasso annuale del 2,8%, raggiungendo quota 281 TWh.

Ma indubbiamente la riduzione del PUN è stata permessa anche dall'aumento delle vendite da fonte rinnovabile. Per la prima volta, gli acquisti di energia elettrica da fonte rinnovabile hanno superato i 100 TWh (42,9% del totale annuo), grazie soprattutto al contributo da parte solare (+13,1%) e idroelettrica (+11,5%). Su una media oraria a base annuale di 26.831 MWh venduti, 1.670 provengono da offerte di fonte eolica (11.517 dall'intero comparto rinnovabile e solo 14.906 ormai da quello tradizionale).

Il contributo delle rinnovabili è evidente, se si guarda all'aumento dei prezzi sul mercato nelle ore preserali (17-21), in cui cessa progressivamente la produzione fotovoltaica.

Nel 2014 verso le 20 il prezzo medio registrato sul mercato è stato pari a 1,38 volte il PUN medio complessivo, confermando sostanzialmente l'andamento registrato già dal 2010 (GME, 2015).

La rilevante contrazione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica scambiata in Italia, tuttavia, non si è ancora pienamente riflessa sul prezzo pagato dai consumatori finali.

## *Rinnovabili: esternalità positive su tutta l'economia*

Difficile non riconoscere che la rapida diffusione delle fonti rinnovabili ha avuto apprezzabili ripercussioni positive per il nostro Paese, aprendo, in tempi di recessione, un nuovo settore di sviluppo sia per quanto riguarda l'occupazione sia, più in generale, per l'intera economia.

In Italia, nel 2012, gli investimenti per la realizzazione di nuovi impianti sono stati pari a 12,6 miliardi, mentre le spese di esercizio e manutenzione hanno raggiunto i 2,7 miliardi (GSE, 2014).

Tra tutte le fonti, è il fotovoltaico a muovere gli investimenti più ingenti: 7,5 miliardi di euro per nuovi impianti e 650 per l'esercizio e la manutenzione di quelli esistenti. Lo segue il biogas con 2,4 miliardi per le nuove installazioni e 390 milioni per la spese di gestione ordinaria.

Si stima che la manutenzione richieda una spesa annuale attorno ai 500 milioni per gli impianti idroelettrici, a biomasse solide e bioliquide. A confronto, il settore eolico richiede sì investimenti molto consistenti per l'installazione iniziale (1,5 miliardi di euro), ma comporta una spesa di manutenzione abbastanza circoscritta, circa 110 milioni (GSE, 2014).

Si prevede che tali investimenti nel settore delle rinnovabili nel complesso portino alla creazione di 137.000 nuovi posti di lavoro di cui 53.000 in via permanente.

Ancora una volta è il fotovoltaico il settore più prolifico, con 72.300 nuovi posti di lavoro (12.300 a carattere permanente) attivati nel settore in modo diretto o indiretto o nell'indotto (circa un terzo). Parimenti, seguono idroelettrico e bioenergie; si stima che per il biogas siano creati 36.000 posti di lavoro nella fase di costruzione e 10.000 nella fase di manutenzione. Nel settore eolico, si prevede, invece, che gli investimenti e le spese sopradescritti determinino la creazione di 25.200 nuovi posti di lavoro (2.200 permanenti). Viceversa, le risorse destinate all'idroelettrico hanno un impatto sull'occupazione minore in via transitoria (5.200) e maggiore, (10.500 nuove unità), in via permanente (GSE, 2014).

Numeri senz'altro significativi, che restano di gran lunga positivi se dovessero essere contrapposti alle contrazioni che, in parallelo, potrebbero vedersi nella produzione termoelettrica.

Si consideri, a tal proposito, a titolo esemplificativo, la situazione di Enel a fronte di una possibile disattivazione di 11.000 dei 23.000 MW di potenza installata, pari a 23 centrali il totale addetti da ricollocare o accompagnare alla pensione e di 700 unità<sup>3</sup>.

Non andrebbe, poi, trascurato che l'impatto occupazione, diretto e indiretto, delle nuove rinnovabili è anch'esso molto più sparso e diffuso sul territorio e ha raggiunto porzioni d'Italia dove le passate e costose stagioni di industrializzazione molto raramente hanno portato e mantenuto nel tempo i risultati attesi.

Va rilevata, inoltre, la consistenza delle potenzialità dello sviluppo della *green economy* nel breve e medio termine. Infatti, a fronte di un investimento annuale di 28,3 miliardi di euro si prevedono, per il 2020, 172.000 nuovi occupati e nuovo valore aggiunto pari al 5,7% del PIL (Cusumano e Pontoni, 2013). Qualora, invece, si investissero 34 miliardi all'anno, allora l'occupazione crescerebbe di 600.000 unità. Ne deriva che ogni milione di euro investito nel settore, crea benefici a vantaggio dell'intera economia per 2,7 milioni di euro.

Anche il rapporto annuale IRENA da numeri significativi sulle potenzialità del settore, dando al tema un respiro globale: nel 2014 ha contato 7,7 milioni lavoratori nel settore delle fonti rinnovabili

---

<sup>3</sup> Francesco Starace, Audizione informale presso la Commissione Industria del Senato della Repubblica, 15 ottobre 2014.

(un anno prima erano 6,7); di essi 1,0 milioni operano nel settore eolico (834.000 nel 2013) (IRENA, 2014).

### *Impianti FER: nascono nuovi contribuenti e il gettito fiscale cresce*

Tra le ricadute positive generate dalle nuove rinnovabili non trascurabile è il gettito fiscale generato dall'installazione dei nuovi impianti, a beneficio della finanza pubblica e della generalità dei contribuenti, e delle misure di compensazione a beneficio degli Enti Locali sul cui territorio sono ospitati gli impianti.

A tal proposito, per il periodo 2002 – 2013, il gettito fiscale complessivo relativo al solo settore eolico è stato pari a 1,37 miliardi di euro, dei quali più del 50% è relativi al solo triennio 2011-2013, principalmente per effetto del passaggio da ICI a IMU e dell'introduzione della maggiorazione dell'aliquota IRES, meglio nota come Robin Tax, diventata particolarmente rilevante nel 2013, anno in cui è stata significativamente allargata la base imponibile.

Alle entrate per lo Stato andrebbero poi aggiunte quelle a bene dei Comuni che ospitano gli impianti. Sempre nel caso del solo eolico per 2002-2013, è stato stimato una stima un beneficio complessivo di circa 343 milioni di euro, calcolato come somma delle misure compensative il valore massimo è pari al 3% dei proventi, comprensivi di incentivi, derivanti dalla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta (eLeMeNS, 2015).

Altrettanto significativo è il contributo del fotovoltaico. Nel 2014, l'Agenzia delle Entrate ha chiarito che a partire dal 2014, gli impianti fotovoltaici sono qualificati come immobili e, di conseguenza, sono soggetti sia a imposizione fiscale sulle rendite catastali e sia alla nuova aliquota annua di ammortamento.

Secondo quanto sostenuto dall'Energy Strategy Group<sup>4</sup>, lo sviluppo degli impianti fotovoltaici garantisce un incremento delle imposte sia dirette (IRAP, IRES e relativa Ritenuta d'Acconto), che si applicano agli impianti di taglia più elevata, sia indirette (IVA; ICI/IMU), al cui pagamento sono soggetti tutti i tipi di impianti. Nel dettaglio, si stima che gli impianti entrati in esercizio nel 2011 abbiano permesso un maggior gettito fiscale per un ammontare complessivo di 752 milioni di euro. L'apporto più consistente sarebbe costituito dall'IVA pagata sull'acquisto dell'impianto (520 milioni di euro). Se si considera, invece, lo stesso ammontare di capacità di impianti già installati e operativi, ne deriva un incremento del gettito per 720 milioni di euro, la cui parte preponderante (439,6 milioni di euro) è costituita non più dall'IVA (perché si presume che gli impianti siano stati comprati precedentemente), ma dall'IRES. Nell'imponibile di IRES, infatti, si considera l'utile, nel quale vengono compresi gli incentivi erogati per la vendita dell'energia e l'IMU pagata nello stesso anno.

### *L'integrazione delle FER: uno stimolo regolatorio e tecnologico*

Lo spazio guadagnato dalle nuove rinnovabili rende necessarie innovazioni di tipo regolatorio e sistemico e rappresenta un *driver* nel processo di innovazione tecnologica. La concorrenza sul lato dell'offerta costringe il settore termoelettrico ad adottare soluzioni tecnologiche che gli consentano di operare con maggiore flessibilità, in risposta alle richieste del mercato. L'equilibrio del sistema richiede, inoltre, uno sforzo in termini di maggior efficienza rispetto al passato che implica lo

---

<sup>4</sup> Solar Energy Report 2012.

sviluppo di sistemi e tecnologie per la gestione della domanda e per l'accumulo di energia, nonostante la recente, perdurante e imprevedibile contrazione dei consumi.

Produzioni rinnovabili più accumulo portano a nuovi modelli di consumo (sistemi autosufficienti e generazione diffusa) e di business che rendono necessario un adeguato quadro normativo che contemperi le nuove esigenze e opportunità con la salvaguardia della rete.

IRENA annovera tra i Paesi più avanzati nello sfruttamento dell'accumulo tramite batterie, anche l'Italia, dove la forte crescita delle rinnovabili, in particolare del solare fotovoltaico, spinge sempre più nella direzione delle batterie quali strumenti di regolazione della frequenza e riserva di energia. A tal proposito nel 2013 l'Aeegsi ha avviato una serie di progetti pilota, nell'intento di collaudare diverse tecnologie. Sono stati ammessi alla sperimentazione 16 MW di capacità *power intensive*<sup>5</sup> (Sicilia e Sardegna) e 35 MW *energy intensive*<sup>6</sup> (tra Puglia e Campania).

Ai prezzi di mercato e sulla base delle regolamentazioni attuali, i sistemi di accumulo risultano convenienti solo in alcune specifiche situazioni, come l'integrazione in impianti alimentati a carbone (l'accumulo consente di assolvere all'obbligo di riserva primaria senza limitare la producibilità della centrale) e l'installazione in piccole isole non connesse alla rete nazionale, dove la produzione da fonti rinnovabili è concorrenziale rispetto all'attuale produzione tramite impianti a gasolio e un sistema di accumulo adeguatamente dimensionato è in grado di ridurre significativamente la produzione da fonti non rinnovabili che verrebbe tagliata, con conseguente riduzione delle emissioni e degli esborsi per acquisto di combustibili. In altre situazioni (ad esempio i servizi di bilanciamento) la convenienza dell'impiego di tali sistemi non è lontana e potrebbe essere raggiunta nei prossimi anni grazie al miglioramento delle tecnologie e alla produzione di più vasta scala, con importanti riduzioni dei prezzi (RSE - ANIE Energia, 2015).

Più in generale, i sistemi di accumulo possono contribuire alla regolazione di tensione mediante scambi di potenza reattiva, cosa che offre una giustificazione per una remunerazione come già previsto in Germania e Francia; è quindi chiaro come di grande aiuto per le batterie potrebbe essere una regolazione favorevole.

Come dimostra l'esempio californiano, dove l'autorità di regolazione – la California Public Utilities Commission – ha previsto che entro il 2024 le tre maggiori utility dello Stato (Pacific Gas and Electric Company, Southern California Edison e San Diego Gas & Electric) dovranno installare 1.325 MW di sistemi di accumulo proprio per ottimizzare l'utilizzo della rete (riduzione dei picchi, servizi di rete, differimento degli investimenti) e favorire l'integrazione delle rinnovabili e ridurre le emissioni di gas serra dell'80% nel 2050 rispetto al livello del 1990.

E, non è certo un caso se proprio dalla California di recente sono arrivate le migliori notizie sulle tecnologie di accumulo che parrebbero ormai prossime a raggiungere un grado di maturazione tale da essere commercializzate su larga scala, addirittura sul *mass market*. Ci riferiamo in particolare alla batteria, a ioni di litio<sup>7</sup>, Powerwall di Tesla, pensata per le abitazioni e capace di immagazzinare 7 o 10 kWh di energia elettrica, ad un prezzo di vendita agli installatori rispettivamente di 3 mila e

---

<sup>5</sup> Sistemi di accumulo che devono garantire prestazioni ultrarapide. 40 MW totali rientranti nel piano di adeguamento dei sistemi di sicurezza e difesa 2012 – 2015.

<sup>6</sup> Sistemi di accumulo con tempi di rilascio più lunghi. Rientranti nel Piano di Sviluppo 2011 (approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico 2 ottobre 2012) per gestire la produzione di fonti rinnovabili non programmabili.

<sup>7</sup> Cento chili di peso e ingombri relativamente contenuti: 130 centimetri di altezza, 86 di larghezza con una profondità di 18 centimetri. Nei piani dell'azienda è già prevista una versione della batteria destinata a clienti commerciali, capace di immagazzinare 100 kWh.

di 3.500 dollari (cosa diversa dal prezzo finale). In attesa della commercializzazione, prevista nei prossimi mesi, e vista l'enfasi che circonda l'iniziativa, è ancora presto per esprimere giudizi.

### *La revisione delle misure di dispacciamento*

Il notevole incremento di generazione elettrica da fonte rinnovabile ha richiesto diversi interventi di tipo regolatorio che hanno introdotto nel mercato elettrico nuovi meccanismi e nuovi strumenti, a vantaggio di una maggiore ottimizzazione del sistema.

A tal riguardo, è opportuno accennare alle misure di revisione del sistema di dispacciamento che sono state attuate negli anni passati e di quelle in via di elaborazione, al fine di verificare i benefici economici che possano derivare dalla totale condivisione degli oneri e dei servizi di dispacciamento, dall'efficientamento delle reti nazionale e locali e dall'ipotetica implementazione della regolazione del dispacciamento sulle reti di distribuzione.

L'Aeegsi ritiene, infatti, che le scelte di sviluppo infrastrutturale dei sistemi di distribuzione prossime venture<sup>8</sup> possano portare nel giro di pochi anni alla realizzazione di un'infrastruttura *smart* "di base" che possa fungere da piattaforma per successivi sviluppi, secondo criteri di interoperabilità, per sviluppare in sicurezza l'effettiva partecipazione delle risorse diffuse ai servizi di dispacciamento.

Ciò consentirebbe di utilizzare al meglio tutte le risorse di rete disponibili, giacché, in alcuni contesti, lo sviluppo delle reti potrebbe non essere lo strumento più efficace per gestire la produzione di energia elettrica da generazione distribuita. Tale approccio alla connessione della generazione distribuita potrebbe comportare la contrazione degli investimenti effettuati *ad hoc* (come, ad esempio, la costruzione di linee dedicate) e, in generale, il differimento degli interventi di rafforzamento della rete elettrica, oltre ad una migliore gestione della rete stessa. Quest'ultima, infatti, non per forza dovrà essere dimensionata per garantire il funzionamento dei generatori alla potenza massima in tutte le condizioni di carico, ma potrà essere esercitata considerando che la generazione distribuita possa supportarne il funzionamento. In questa ipotesi l'impresa distributrice, pur garantendo la priorità di dispacciamento della generazione distribuita alimentata a fonti rinnovabili (o cogenerativa ad alto rendimento), in situazioni di criticità locale, ne limiterebbe temporaneamente l'immissione in rete. A parità di sviluppo della rete, il numero di generatori che potranno essere connessi aumenta considerevolmente, garantendo la completa integrazione della generazione distribuita in rete.

### *Il dibattito è aperto anche negli altri Paesi*

Un contesto così complesso, che apre a prospettive diverse, dagli esiti ancora incerti, richiama i *policy maker* e il Regolatore a una riflessione ragionata riguardo alle politiche e agli strumenti da adottare che si rivelino più efficaci al raggiungimento degli obiettivi prefissati.

Anche negli altri Paesi europei, infatti, vi è un acceso dibattito, poiché il rapido sviluppo delle rinnovabili e il loro contributo sempre più consistente al consumo elettrico ha fatto emergere diverse problematiche, a cominciare da quelle sulla rete, a cui probabilmente non si è ancora una risposta soddisfacente.

---

<sup>8</sup> Segnatamente ci si riferisce al DCO 255/2015/R/eel "Smart distribution system: promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica".

In Germania, il sistema ha retto abbastanza bene, grazie alla storica robustezza delle reti; tuttavia, si continua a programmare investimenti nella rete di trasmissione, che permettano di equilibrare maggiormente la domanda e l'offerta su base regionale<sup>9</sup>. Notevole è il ricorso a strumenti di bilanciamento che vedono coinvolti maggiormente gli impianti nucleari e a carbone: questi ultimi hanno saputo adottare soluzioni tecnologiche particolarmente innovative che permettono un'operatività tempestiva ed efficiente degli impianti; allo stesso tempo, diversi operatori di distribuzione hanno investito nel potenziamento e nell'innovazione delle reti di distribuzione.

Nel 2014, il quadro normativo relativo alle fonti rinnovabili (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*, EEG 2014) è stato nuovamente modificato<sup>10</sup>. In via principale, si obbligano gli impianti di produzione a fonte rinnovabile a vendere direttamente sul mercato, salvo poi garantire che al prezzo di vendita verrà aggiunto un premio compensativo, basato, almeno fino al 2016, sui *Feed-in-Tariffs* vigenti. Solo gli impianti di piccola taglia continueranno a percepire una vera e propria tariffa incentivante.

Per far fronte alla variabilità della produzione elettrica da fonte rinnovabile, si è adottato un sistema differenziato per tipo di tecnologia (NREL, 2015). I produttori di elettricità da biomassa e biogas, che sono sottoposti a misure di dispacciamento, ricevono in via diretta una remunerazione su base oraria sui mercati all'ingrosso, che viene in seguito incrementata da un premio definito ex-post. Produttori eolici e fotovoltaici, invece, ricevono una remunerazione pari al prezzo medio rilevato nel mese nel mercato all'ingrosso. Il regolatore stabilisce un prezzo di riferimento basato sulle ore in cui l'energia elettrica da fonte eolica e fotovoltaica è stata rispettivamente immessa in rete. Tale prezzo è solitamente inferiore al prezzo medio mensile all'ingrosso, grazie proprio agli ordini di dispacciamento. Tra le nuove misure introdotte, ve ne sono alcune riguardanti la gestione della rete. Permane la priorità di connessione alla rete per gli impianti a fonti rinnovabili, per quanto tale obbligo a carico del sistema di rete venga meno qualora si valuti che l'espansione della rete sia economicamente irragionevole. Gli impianti sono tenuti a sostenere i costi della connessione.

Nel Regno Unito, è al vaglio una riforma organica del codice del sistema di bilanciamento elettrico. Attualmente, sono stati annunciati ingenti investimenti nel potenziamento e rinnovamento delle reti (UK Government, 2014). Sono previsti, inoltre, specifici incentivi per l'operatore di rete che riesca a gestire il sistema garantendo il minimo costo e la massima efficienza. A tal proposito, è stata stabilita una remunerazione massima dei servizi da esso svolti: qualora l'operatore riesca a organizzarsi a costi inferiori, ne trarrà un guadagno e viceversa. Già l'Energy Act varato nel 2013 ha introdotto diversi meccanismi che garantiscano l'approvvigionamento elettrico e una tutela del consumatore; tra questi un sistema di *capacity market* e i cosiddetti *Contracts for Difference*. In questi ultimi, si prevede che i produttori di elettricità da fonte rinnovabile vendano direttamente all'ingrosso a prezzo di mercato: in via successiva, il governo fissa un prezzo fisso mensile di remunerazione dell'energia elettrica da fonte rinnovabile. Se i venditori hanno venduto a un prezzo più basso ricevono la differenza, altrimenti, se hanno percepito una remunerazione più elevata, sono costretti a riconsegnare quanto avanza.

In Francia, invece, gli impianti di generazione a fonte rinnovabile non contribuiscono agli oneri di sistema della rete elettrica. Essi non sono tenuti a partecipare ai servizi di bilanciamento: nel caso in cui vi provvedano, il regolatore garantisce loro una giusta remunerazione (Ministère de l'Écologie, du Développement durable, et de l'Énergie, 2014).

---

<sup>9</sup> *Power Grid Expansion Act*.

<sup>10</sup> *BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*.

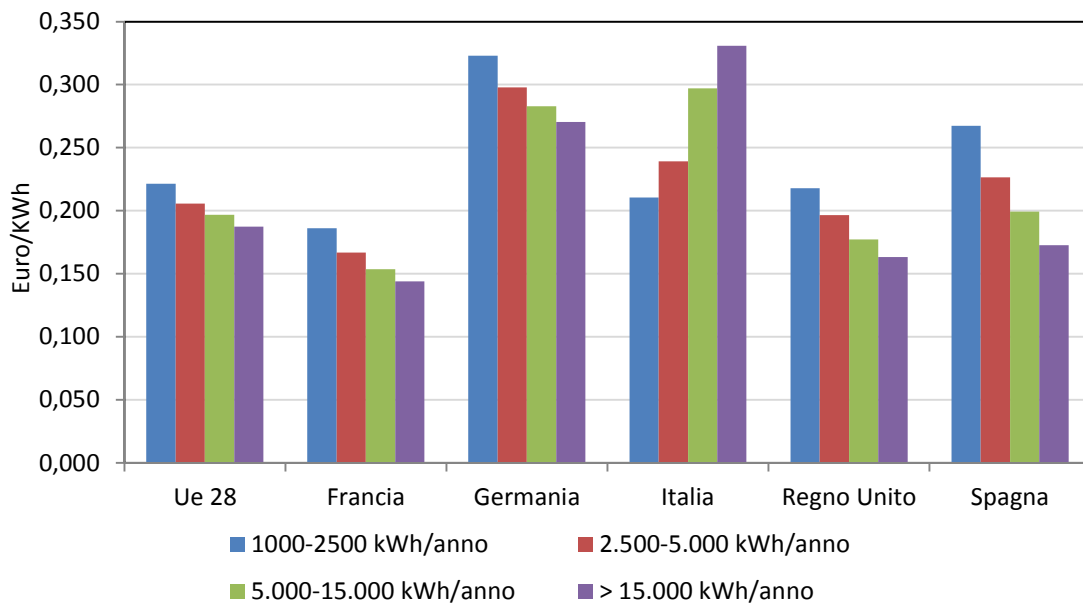


### *L'inevitabile crescita del contributo rinnovabile*

Come abbiamo visto il contributo delle fonti rinnovabili è notevolmente cresciuto e ancora crescerà nei prossimi anni (ENTSO-E, 2015). Al contempo, il mix di generazione italiano anche con il contributo dei gas naturale, la più pulita tra le fonti fossili, è notevolmente cambiato rispetto a qualche lustro fa, mentre i consumi elettrici domestici italiani, nel 2014 il 22,5% dei consumi totali (Terna, 2015), restano tra i più bassi d'Europa.

Un virtuosismo dovuto a fattori geografici e climatici, ma anche alla progressività della tariffa elettrica e il contenimento della potenza contrattualmente impegnata introdotti, anche con finalità di tipo sociale, negli anni '70, in un contesto economico ed energetico molto diverso da quello di oggi; basti, appunto, solo pensare al peso che aveva l'olio combustibile nella generazione.

Ciò ha portato l'Italia a rappresentare un *unicum* nel contesto europeo, in particolare rispetto ai Paesi a noi economicamente più simili (v. Figura 8).



*Figura 8 - Prezzi unitari medi lordi dell'energia elettrica per scaglioni di prelievo annuo in diversi Paesi europei (2014)*

*Fonte: Eurostat, 2015*

Negli anni, il ricorso al vettore elettrico è stato generalmente limitato agli elettrodomestici e all'illuminazione e molto compresso per gli usi termici, che invece hanno visto l'affermarsi di altre fonti.

Ciò è avvenuto perché l'incremento delle attuali tariffe elettriche, che è conseguente ai consumi, rende meno conveniente l'utilizzo di una (ulteriore) apparecchiatura elettrica: la piastra a induzione, rispetto ai tradizionali fuochi a gas, per fare un facile esempio.

Si tratta di un assetto che, oltre a non tenere adeguatamente in conto del criterio di aderenza delle tariffe di rete (trasmissione, distribuzione e misura) e ai costi del servizio, appare ormai anacronistico anche in ragione degli obiettivi sull'efficienza energetica.

È, infatti, per questi motivi che l’Autorità per l’energia, grazie ad un chiaro mandato<sup>11</sup>, sta lavorando ad una riforma di ampia portata, che coinvolge tutte le famiglie italiane<sup>12</sup> e che appunto interviene su fondamentali aspetti come la progressività o la limitazione di potenza contrattualmente impegnata (oggi ancorata ai 3 kW).

Spingere sul vettore elettrico è un’impegnativa scelta di politica energetica, peraltro non esente da effetti collaterali e sistemici: il consumatore finale, infatti, dovrà investire in modo significativo su apparecchiature come pompe di calore per riscaldarsi o piastre a induzione per cucinare, che dovrebbero sostituire apparecchi a gas naturale o Gpl (v. Cusumano e Sileo, 2015).

È quindi fondamentale, come del resto già previsto dall’Aeegsi, che il processo avvenga con gradualità, con grande attenzione all’equità (chi oggi consuma e paga meno, avrà un aggravio in bolletta) e con un adeguato supporto delle reti di distribuzione: il grande caldo di luglio ha ribadito quanto possano crescere le punte di consumo, che da Nord al Sud d’Italia hanno messo in crisi proprio le reti urbane.

In ogni caso, crediamo sia difficile non convenire che tale opzione trovi fondamento nel crescente contributo delle fonti rinnovabili al mix di generazione italiano e alla sua efficienza; e che maggiori consumi di energia elettrica inevitabilmente comportino una maggiore (e crescente) generazione di energia da fonti rinnovabili.

Anche perché è la stessa industria elettrica ad essere drasticamente cambiata, sia per ragioni di tipo tecnologico, valide in assoluto, sia per ragioni legate alla raggiunta maturità della domanda, valide per tutta l’Europa (Lorenzoni e Sileo, 2014).

### *Considerazioni non finali*

Le considerazioni svolte, o anche solo accennate, in questo breve lavoro sulla penetrazione delle fonti rinnovabili in Italia, almeno per quanto riguarda la generazione di energia elettrica, probabilmente si soffermano più sugli aspetti positivi che su quelli negativi che il grande e fin troppo celere successo delle nuove FER ha determinato e senz’altro non vogliono essere conclusive né, tanto meno, onnicomprensive.

Diverse altre infatti potrebbero farsene, tanto in negativo quanto in positivo, essendo ormai alquanto vasta la materia. Basti citare l’ampia e irrisolta questione della non programmabilità, e delle relative diseconomie esterne, che caratterizza in particolare solare fotovoltaico ed eolico.

Nondimeno, davvero ardue parrebbero delle argomentazioni volte a sostenere che le rinnovabili – anche per i più contenuti impatti ambientali che intrinsecamente le caratterizzano (De Paoli, 2013) – non rappresentino la prima delle soluzioni da perseguire per la produzione di energia del prossimo futuro e che la direzione imboccata dal anche nostro Paese non sia quella giusta.

Sono piuttosto da accogliersi con favore iniziative e suggerimenti volti a migliorare quanto già fatto: margini e potenzialità, paiono decisamente esserci.

---

<sup>11</sup> Art. 11, c. 3, del Dlgs 102/2014: “con uno o più provvedimenti e con riferimento ai clienti domestici, l’Autorità per l’energia elettrica e il gas e i servizi idrici adegua le componenti della tariffa elettrica da essa stessa definite, con l’obiettivo di superare la struttura progressiva rispetto ai consumi e adeguare le predette componenti ai costi del relativo servizio, secondo criteri di gradualità.”

<sup>12</sup> Un totale di quasi 30 milioni di punti di prelievo (oltre 23 milioni di abitazioni di residenza, a cui si aggiungono circa 6 milioni di altre unità abitative).

Più volte e da più parti sono state richiamati: il *trend* di riduzioni dei costi, la necessità di percorsi autorizzativi più efficaci ed efficienti oltre che una maggiore certezza normativa. Tutti temi che possono essere ricondotti ad una insufficiente capacità e coerenza di visione e azione a cui il nostro Paese farebbe ancora in tempo a perseguire.

### **Riferimenti bibliografici**

ACER (2014), *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2013*, October 2014

AEEGSI (2015), *Il nuovo mix di produzione di energia elettrica: stato di utilizzo e di integrazione degli impianti di produzione alimentati dalle fonti rinnovabili e degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento*, Relazione 25 giugno 2015 308/2015/I/efr

AEEGSI (2015), *Smart distribution system: promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica*, DCO 255/2015/R/eel

BMWi, *Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG 2014*

CEER (2015), *Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe in 2012 and 2013*, January 2015

Concettini, S., (2014), *Merit order effect and strategic investments in intermittent generation technologies*, EconomiX Working Paper No. 2014-44, 2014

Cusumano, N., Pontoni, F. (2013), *Green Economy: per una nuova e migliore occupazione*, CFS, giugno 2013

Cusumano, N., Sileo, A. (2015), *I consumi elettrici ripartono da casa*, lavoce.info 1 settembre 2015

De Paoli, L. (2013), *Rinnovabili, come ridurre il peso degli incentivi*, Staffetta Quotidiana 18 ottobre 2013

eLeMeNS (2015), *Costi e benefici dell'eolico - Effetti dell'incentivazione della generazione eolica sul sistema italiano*

Energy & Strategy Group (2012), *Solar Energy 2012*, aprile 2012

ENTSO-E (2015), *Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2015*

European Commission (2014), COM(2014) 330 final Communication from the Commission to the European Parliament and the Council - European Energy Security Strategy {SWD(2014) 330 final}, Brussels, 28.5.2014

Fraunhofer, DG Energy (2014), *Employment and growth effects of sustainable energies in the European Union*, August 2014

GME, Newsletter mensile, vari numeri

GSE (2014), Sviluppo e monitoraggio delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica, Ministero dello Sviluppo Economico - Roma, 16 aprile 2014

I-Com (2015), Rapporto *Osservatorio INNOV-E 2015*

IRENA (2014), Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2014 — may 2014

ISPRA (2015), Fattori di emissione di CO<sub>2</sub> e sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico, 212/2015

Lorenzoni, A. Sileo, A. (2014), Nuove regole e nuove tecnologie in “Energia per l’Italia” a cura di G. Caprara, Bompiani, Milano

Ministère de l'Écologie, du Développement durable, et de l'Énergie (2014), *Evolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat*, Décembre 2014

NREL (2015), *The next generation of renewable electricity policy*, February 2015

RSE (2014), *Energia elettrica, anatomia dei costi*

RSE – ANIE Energia (2015), *I Sistemi di Accumulo nel Settore Elettrico*

Silvestrini, G. (2015), 2 °C -Innovazioni radicali per vincere la sfida del clima e trasformare l'economia, Edizioni Ambiente

UK Government (2012), *Electricity market reform: policy overview*, May 2012

UK Government (2014), *Contract for Difference: Draft Allocation Framework*. London, UK Government, Department of Energy and Climate Change, 2014