

PNIEC, implicazioni e impatto sul sistema elettrico

Nel contesto della transizione energetica, qualifichiamo più a fondo alcune delle sfide poste dall'integrazione del fotovoltaico ed eolico e i loro effetti sul mercato elettrico nazionale.

Che cosa prevede il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima

Alessandro Clerici, Presidente onorario WEC Italia e FAST

La decarbonizzazione è un problema globale e richiede impegni da parte di ogni nazione; vale però la pena di considerare alcuni numeri. I combustibili fossili contribuiscono ancora per l'85% ai consumi mondiali di energie primarie e per il 65% alla produzione di elettricità. I Paesi non OCSE sono responsabili nel 2018 dei 2/3 delle emissioni di CO₂, con un incremento medio del 3,4%/anno negli ultimi 10 anni e dovranno fornire un indispensabile accesso all'energia alla loro crescente popolazione e agli 800 milioni di abitanti che nel 2018 ne sono ancora privi. I Paesi OCSE, responsabili ora di 1/3 delle emissioni di CO₂, hanno avuto negli ultimi 10 anni un decremento medio annuale dell'1%; l'Unione Europea (Inghilterra non inclusa) con un decremento del 2%/anno in 10 anni ha una quota del 9% nelle emissioni globali (in testa la Germania al 2,3% e con l'Italia all'1%); tale quota della UE è in forte calo.

In Italia sono stati posti obiettivi di decarbonizzazione più sfidanti delle direttive UE in alcuni settori; nella introduzione del PNIEC (Piano Nazionale Integrato Energia e Clima) si sottolinea correttamente



che "devono essere tenuti in debita considerazione aspetti di sostenibilità economica e di compatibilità con altri obiettivi di tutela ambientale". Questo, confinandoci alle rinnovabili, risulta il problema fondamentale per l'Italia. Il PNIEC si definisce come una "proposta" che necessita quindi di ulteriori aggiustamenti con i vari stakeholder per arrivare a un vero piano contenente programmi ed azioni ben strutturati con i loro impatti economici globali che risultano in parte carenti nella "proposta".

“ Per l'esplosivo sviluppo del fotovoltaico previsto non è chiara la suddivisione degli investimenti tra grossi e piccoli impianti, il cui costo al kW installato può variare da 1 a 4 volte. Tale suddivisione influenza anche fortemente gli inevitabili adeguamenti dei sistemi di trasmissione e distribuzione

Nel settore elettrico, il PNIEC prevede in servizio al 2030 50 GW di fotovoltaico (FV) e 20 GW di eolico rispetto agli attuali 20 GW di FV e 10 GW di eolico. Per l'esplosivo sviluppo del FV, *in primis*, non è chiara la suddivisione degli investimenti tra grossi

[giustamente menzionati come indispensabili, almeno in parte, per raggiungere gli obiettivi] e piccoli impianti distribuiti sui tetti o tettoie il cui costo al kW installato varia da 2 a 4 volte quello di medi/grossi impianti a terra. Tale suddivisione con le relative localizzazioni influenza anche fortemente gli inevitabili adeguamenti e investimenti nei sistemi di trasmissione e distribuzione.

Non risulta nel PNIEC come saranno “promossi” e “remunerati” [per non usare la brutta parola incentivati] i vari investimenti diretti all’espansione delle reti di trasmissione e distribuzione e quelli per i servizi ancillari [bilanciamenti, sistemi e servizi di storage, *capacity market* di diverse tipologie per potenza ed energia, regolazione della tensione, contributi alle rampe, *demand response*, contributi atti a mantenere una adeguata potenza di corto circuito e inerzia in rete, ecc.]. Una valutazione corretta di tali investimenti e dei loro costi di gestione e dei costi per obbligati *stranded assets* (chiusura di centrali a carbone o a gas) dovrebbe sfociare in valutazioni totali dei costi che ricadono sulla comunità e portare a una *filosofia* di recupero sulle bollette o sul sistema di tassazione per le varie categorie di cittadini.

Vale la pena di ricordare che per un corretto e affidabile funzionamento del sistema elettrico, quando le rinnovabili non programmabili raggiungono valori in percentuale di potenza installata elevati [e li abbiamo già superati in Italia] necessitano notevoli investimenti aggiuntivi a quelli per la pura produzione volatile di elettricità. Come sottolineato nel convegno del 2018 dei principali *grid operator* mondiali [GO15] con ICER [*International Center Energy Regulators*], ad ogni euro investito in eolico e FV corrispondono almeno altrettanti euro di investimenti indispensabili nel sistema elettrico.

Per qualificare più a fondo alcune delle sfide poste dall’integrazione di FV ed eolico e i loro effetti sul mercato elettrico si riportano alcuni esempi.

La complessa variabilità di eolico e fotovoltaico(FV)

Nel 2013 in Irlanda l’eolico, a parte fortissime escursioni [Figura 1], per tutto il mese di luglio ha azzerato la potenza immessa in rete [rispetto ai 3.000 MW nominali di tutte le centrali collegate al sistema elettrico], situazione non risolvibile solo con sistemi di accumulo elettrico.

Per quanto riguarda il FV, a parte la completa assenza nelle ore notturne, ha una forte variabilità in giornate nuvolose e una grande differenza tra estate e inverno (stagionalità); a Firenze in una giornata assoluta di giugno si produce un’energia 3 volte superiore a quella di una giornata assoluta di dicembre.

“ Occorre valutare costi/benefici di una costosa polverizzazione di micro impianti rispetto ad aggregazioni di un centinaio di loro in mini impianto più grande

In Germania, come presentato al congresso del CI-GRE 2018 da alcuni TSO tedeschi, nel 2017 per oltre 3 settimane consecutive la potenza immessa in rete da eolico e FV è stata inferiore all’8% rispetto alla loro potenza installata [superiore ai 100 GW]. La situazione è stata affrontata con forte riduzione delle esportazioni. Anche in questo caso, e in futuro, la situazione non è certo risolvibile con sistemi di accumulo elettrico.

Come sopra accennato, adeguate tipologie di *capacity market* dovranno essere definite considerando anche lunghe durate e stagionalità, contando pure su interconnessioni con altri stati. Già, ma con quali tempi e affidabilità in mancanza di un mercato elettrico unico europeo?

Come verrebbe dimensionata e quanto costerebbe

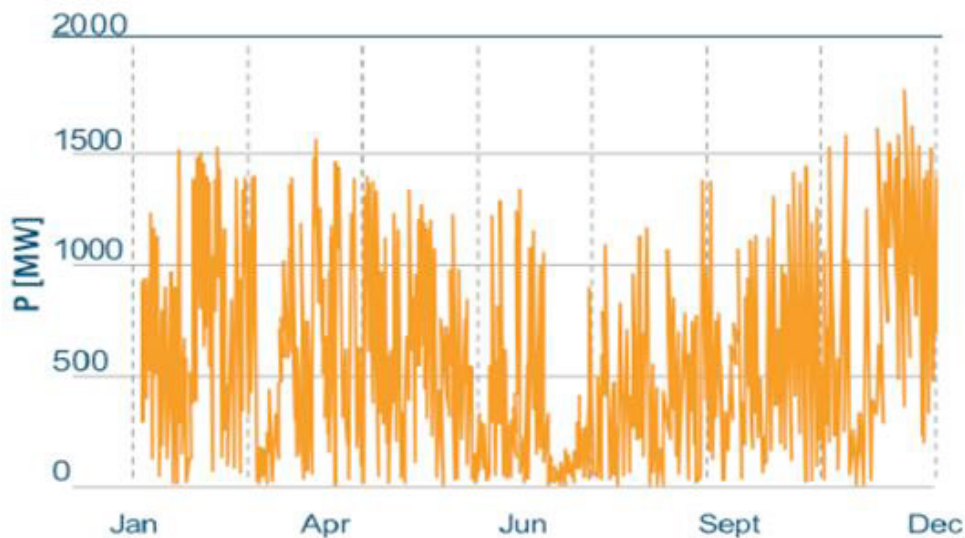


Figura 1- Variabilità della potenza immessa in rete nel 2013 da tutto il parco eolico irlandese
Fonte (1)

l'eventuale capacità di *storage* singolo di piccoli impianti FV per sopperire alla stagionalità con un auto-consumo/scambio sul posto enfatizzati dal PNIEC e che tende a non utilizzare e non retribuire correttamente un asset fondamentale come la ben diffusa e automatizzata rete di distribuzione Italiana?

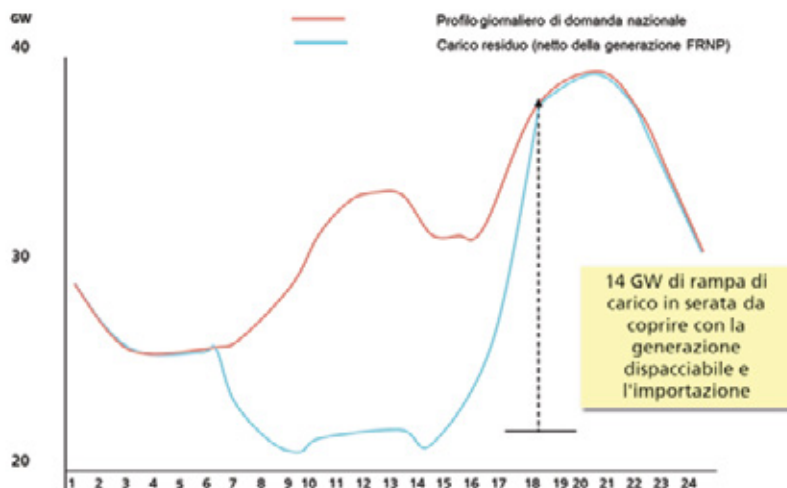
Overgeneration

La potenza disponibile da rinnovabili (FER) che supera la richiesta del carico, con conseguente non assorbimento dalla rete, è un'altra questione di grande impatto. Con un picco di carico futuro in Italia intorno a 60-65 GW e con 70 GW di rinnovabili da solo eolico e FV (oltre ai più di 20 GW di idro), deve essere adeguatamente valutata dal PNIEC [così come da ARERA] e controbilanciata con appropriati investimenti [*storage* da ottimizzare come tecnologie e localizzazione, abbinato a *demand response*] e con penali da pagare ai proprietari degli impianti FER per l'energia non fornita. In Germania nel 2017 il valore medio delle penali pagate dai TSO è stato di circa 70 euro/MWh per l'energia eolica non ritirata e 310 per il FV ma questo è dovuto al retaggio dei passati laudi incentivi ventennali. Considerando i minori costi di produzione del kWh da fotovoltaico ed eolico occorreranno dettagliate analisi costi/benefici tra investimenti per evitare l'*overgeneration* e penali per i kWh non ritirati; e in Germania stanno valutando i costi di trasmissione necessari ad evitare futura *overgeneration* degli impianti eolici nel nord del Paese rispetto a penali o a eventuali progetti "electricity to gas" o impianti *storage*.

“A ogni euro investito in eolico e fotovoltaico corrispondono almeno altrettanti euro di investimenti indispensabili nel sistema elettrico per mantenerne qualità e sicurezza delle forniture. Vanno poi aggiunti i costi di funzionamento e manutenzione non trascurabili per alcune tecnologie e gli oneri di bilanciamento

Rampe

Notevoli "rampe in salita" si verificano durante la primavera e l'estate al calar del sole come richieste dal "carico residuo" da alimentarsi con potenza/energia non proveniente dal FV. Si hanno già ora in Italia [Figura 2] rampe di circa 15 GW in meno di 3 ore, rampe attualmente coperte da cicli combinati,



idroelettrico programmabile ed interconnessioni. Tali rampe saliranno sopra i 35 GW in meno di 3 ore con oltre il raddoppio della potenza prevista al 2030 dal PNIEC per il fotovoltaico, richiedendo interventi come menzionati più sopra e da definire/ottimizzare ai minimi costi.

Figura 2 - Rampe di "carico residuo" fornite da altre centrali per sopperire - al calar del sole - alla potenza non più fornita dal fotovoltaico. Situazione in una domenica di aprile 2012
Fonte: Terna

Potenza di corto circuito in rete

FV, eolico, e anche sistemi elettrochimici di accumulo sono collegati alla rete attraverso inverter con un contributo alla potenza di corto circuito in rete ben scarsa pari a 1,1 volte la loro potenza nominale rispetto alle circa 5 volte dai generatori rotanti e con inerzia convenzionali.

E la bassa potenza di corto circuito in rete - specie in giornate di basso carico e forte produzione di rinnovabili - crea problemi per contenere le cadute di tensione a seguito di inevitabili guasti (causati per esempio da fulminazioni sul sistema di trasmissione) e per il corretto funzionamento delle protezioni e per mantenere una stabilità del sistema.

Dal 2005 al 2012, a causa del forte sviluppo delle rinnovabili non programmabili, è più che raddoppiata l'area (con centro nel punto di guasto sul sistema di trasmissione) nella quale vi è una caduta di tensione superiore al 10% e tale da causare problemi. Nel Sud dell'Italia da un cerchio del diametro di circa 160 km si è passati ad un diametro di oltre 350 km come dai dati riportati da Terna; e nel 2030?

Terna sta investendo in circa 20 condensatori sincroni rotanti da 250 MVar ciascuno (anche con appropriati volani per aumentarne l'inerzia) per controllare tensione e reattivo ma anche per apportare un notevole contributo alla potenza di corto circuito.

Distorsioni al mercato elettrico

La Figura 3 evidenzia per il mercato elettrico italiano l'andamento del prezzo dell'energia durante

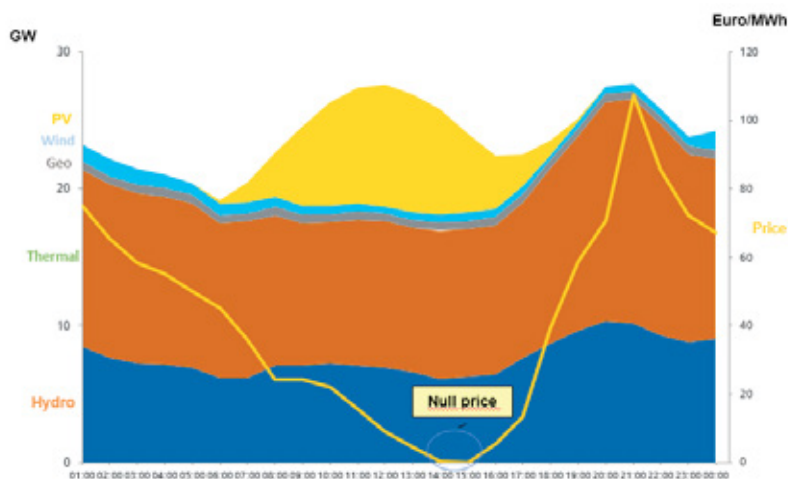


Figura 3 – Andamento del prezzo dell'energia elettrica nel mercato italiano in una giornata estiva con 1 ora a prezzo nullo e varie ore a prezzo sottocosto per le centrali convenzionali
Fonte (1)

una giornata estiva con importante produzione da FV. In alcune ore il prezzo imposto dalle rinnovabili è pari a 0 euro/MWh, seguito al calar del sole da un forte rialzo imposto dalla produzione termoelettrica che non ha più la competizione del sole e recupera quanto perso nelle ore di basso prezzo del resto della giornata, portando in serata il prezzo più elevato dell'energia. Un forte aumento di FV ed eolico come previsto da PNIEC enfatizzerà tali problematiche e renderà sempre meno conveniente mantenere in servizio capacità termica disponibile [che è crollata secondo Terna in 5 anni da 71 GW a 58 GW] salvo modifiche del sistema regolatorio e adeguati *capacity market*.

Nel mercato elettrico il prezzo dell'energia dipende sempre più dalle condizioni climatiche [presenza e variabilità di sole e vento o acqua].

Il prezzo dell'attuale Borsa dell'energia basato su costi marginali rappresenterà sempre meno un indice dei costi ai clienti finali e uno stimolo a investimenti in generazione; inoltre con l'aumento dichiarato di produzione da fotovoltaico ed eolico senza sussidi risulterebbe un suicidio per le rinnovabili.

In Germania sono ammessi prezzi negativi (oltre a

dare energia si dà un contributo per poterla fornire) che raggiungono anche valori ben superiori ai 100 €/MWh per poter mantenere in servizio per successive forniture remunerative le centrali nucleari o grossi gruppi convenzionabili, che se spenti richiederebbero tempi lunghi per il ritorno a produrre.

Luci e ombre per le FER e necessità di un serio approccio sistemico

Come già ribadito, per un corretto e affidabile funzionamento del sistema elettrico globale, FV ed eolico con totali potenze installate elevate richiedono notevoli investimenti aggiuntivi.

Dal punto di vista tecnico tutto è risolvibile; produttori, TSO e DSO sono stati capaci di mantenere sicurezza e qualità dell'energia fornita anche con elevate percentuali di rinnovabili; occorre tuttavia valutare fin d'ora per il futuro le soluzioni tecniche più economiche e i relativi costi in funzione anche di dove si potranno sviluppare FV ed eolico.

I costi aggiuntivi arrivano per alcune FER e loro siti a valori notevoli, aumentando il prezzo dell'energia ai clienti finali pur in assenza di incentivi alla produzione da FER. Occorrono quindi approfondite analisi tecniche, sociali ed economiche, comparando differenti alternative per la riduzione delle emissioni, ottimizzando il mix di interventi.

Tutto ciò, dando appropriati valori ai vantaggi ambientali e alle esternalità positive e negative delle FER. Le discussioni dovrebbero essere incentrate quindi sui valori o *range* di valori da considerare per le esternalità.

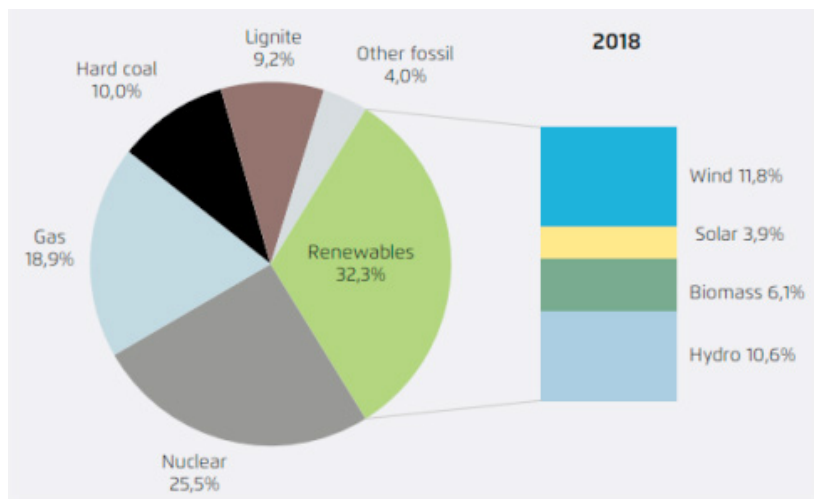
Una volta definiti e concordati tali "parametri" strategici e un *range* per le loro valorizzazioni, sulla base di CAPEX ed OPEX delle varie tecnologie attuali e tendenziali [che siano reali e non utopistici] si possono identificare linee di sviluppo che si avvicinino a un mix ottimale per il Paese, per efficienza energetica, trasporti, rinnovabili, e per le loro sotto tecnologie.

UE e decarbonizzazione: un confronto Italia - Germania per la chiusura del carbone

Per la produzione di 3250 TWh la UE nel 2018 presenta la situazione illustrata in **Figura 4**.

Una sostanziale decarbonizzazione nella UE risulta notevolmente impegnativa nel breve/medio termine, considerando tra l'altro la chiusura di 5 reattori nucleari in Belgio entro il 2025 e degli ultimi 8 re-

Figura 4 – Suddivisione per fonte della produzione di elettricità nella UE nel 2018
Fonte (2)



attori nucleari in Germania entro il 2022, oltre agli impatti sociali ed economici relativi alla chiusura di centrali a lignite e carbone che oggi producono a livello UE il 19,2% di elettricità, con percentuali ben più alte in varie nazioni. A fine 2018 i Paesi con la maggior percentuale di produzione elettrica dal carbone risultavano essere la Danimarca, l'Olanda, la Romania, il Portogallo e la Slovenia, con una quota compresa tra il 20 e 31%, la Grecia con il 34%, la Germania con il 36, la Bulgaria con il 43, la Repubblica Ceca con il 47 e la Polonia con il 77%. L'Italia è al 10% circa.

È essenziale ridefinire le regole di un mercato elettrico con la convivenza di aste 'PPA', mercato del giorno prima e mercato dei servizi di dispacciamento includente diverse tipologie di mercati di capacità, storage, demand response, regolazione della tensione, rampe ecc.

Risulta interessante un confronto Italia-Germania. L'Italia (fonte 2) nel 2018 ha avuto 27 TWh di produzione da carbone (~10%) con emissioni di CO₂ di 24 Mt, e a parte FER (previste in forte aumento) ha una forte produzione da gas, niente nucleare e quindi costi di produzione ben superiori a quelli tedeschi.

La Germania con il 36% di TWh da carbone dai relativi 46 GW di centrali ha avuto nel 2018 (fonte 2) 146 TWh prodotti da lignite e 83 TWh da "hard coal", con emissioni di CO₂ valutabili in 220 Mt, pari quindi a 9 volte le emissioni per elettricità da carbone in Italia; punta molto su eolico sia off-shore che on shore al nord del Paese.

La Germania non proclama l'uscita totale dal carbone a breve e dal documento di fine gennaio 2019 della *Khole commission* la propone per il 2038 a seguito di dettagliate analisi sui costi; un'anticipazione al 2035 è da valutarsi nel 2032, e sono proposti ad ora 40 miliardi di euro di indennizzi per le regioni con miniere e "speciali misure da meglio definire al fine di evitare sensibili aumenti delle già alte tariffe elettriche". È prevista la chiusura entro il 2022 di 12,7 GW di centrali a lignite; tuttavia le compensazioni sono ancora da definire con i proprietari.

Venendo all'Italia, è stato scritto nella SEN - e ribadito nel recente PNIEC - che tutte le centrali a carbone verranno chiuse entro il 2025. Occorre definire celermente un chiaro accordo con i proprietari delle centrali per la valorizzazione degli *stranded asset* e una immediata partenza delle autorizzazio-

ni per le infrastrutture sia previste da Terna per la trasmissione e sia l'operatività delle produzioni alternative per far fronte alla nuova situazione.

Chiaramente, sia per l'Italia sia per la Germania, saranno determinanti per l'effettivo raggiungimento dell'obiettivo temporale della chiusura totale delle centrali a carbone le reali località e tipologia/entità delle nuove FER, le procedure per promuovere/definire gli investimenti in nuova generazione e relativi impatti sul sistema elettrico, le tempistiche per i permessi per le espansioni di trasmissione e distribuzione e i totali costi effettivi con la loro attribuzione a chi e come li pagherà.

Esempi di costi nascosti o di scelte non economiche in alcuni progetti di transizione

La Germania fornisce un esempio eclatante sui costi addizionali di inserimento nel sistema elettrico di alcune rinnovabili e in particolare per i loro sviluppi di eolico, sia off-shore e sia on-shore nel nord del Paese. Nelle ultime aste per off-shore (valore medio 46 euro/MWh) un investitore ha offerto di accettare per 20 anni il prezzo che si stabilirà in Borsa, ora circa 35 euro/MWh, ma previsto in aumento in futuro per la chiusura del carbone e del nucleare. Il sistema di trasmissione off-shore [da centrali eoliche al sistema elettrico in terraferma] e quello on-shore per alimentare i carichi posti al Centrosud della Germania, sono a carico dei 4 TSO. Per i collegamenti on-shore tra il nord ed il centro/sud, in aggiunta a una serie di linee convenzionali sono ad ora previsti 3 corridoi in cavo interrato in corrente continua di 500 -700 km ciascuno per totali 6000-8000 MW: uno a ovest chiamato A-Nord, uno in centro detto Sued Link con 2 sistemi di trasmissione, e uno a est, detto Sued Oest. Tali collegamenti HVDC si avvalgono della "Underground Cable Law" del dicembre 2015 che favorisce collegamenti in cavo "to make planning and approval for possible route corridors manageable", anche se a costi ben superiori rispetto a linee aeree convenzionali; una linea in cavo a +/- 500 kV in corrente continua per 2000 MW prevede dei costi di 4 milioni di euro al km. Secondo recentissimi dati forniti dai 4 TSO tedeschi, gli investimenti specifici per la trasmissione necessari tra il 2020 e il 2030 per il nuovo target di 40-50 GW di eolico [di cui 17-20 GW off-shore] sono di 27 miliardi di euro per i collegamenti off-shore e 52 miliardi di euro per i collegamenti on-shore, compresi anche investimenti in ICT e digitalizzazione.

Tali costi per convogliare in alta tensione l'energia verso le aree di consumo dai siti di produzione eolica, valgono parecchie decine di euro al MWh che vanno aggiunti al prezzo di produzione delle aste (cosiddetti a pratica "grid parity"), e ai quali occorre sommare anche gli addizionali investimenti nei si-

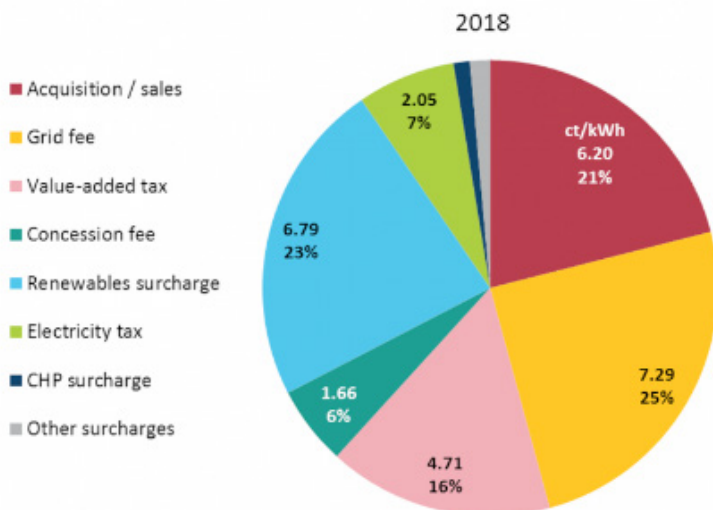
stemi di distribuzione locali e i vari oneri addizionali sopra menzionati per mantenere qualità e sicurezza del servizio elettrico. Considerando lo stato di avanzamento dei permessi con le loro problematiche di continui ricorsi e ritardi, il sistema di trasmissione rischia di essere il vero collo di bottiglia per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione tedeschi.

“ Obiettivo di una strategia energetica deve essere quello di favorire un equilibrato sviluppo socio-economico, rispettando l'ambiente e preservando la competitività del Paese in un mercato globale dove saranno vincenti le nazioni in grado di ottimizzare ambiente, economicità e qualità delle forniture energetiche

Riguardo alle “speciali misure da meglio definire al fine di evitare sensibili aumenti delle già alte tariffe elettriche” della Khole Commission, si nota che un cliente domestico tedesco che consuma 3.500 kWh/anno ha visto aumentare dai circa 19,5 c€/kWh del 2006 ai 29,5 c€/kWh del 2018 la sua bolletta, con una suddivisione come dalla **Figura 5**.

I 23 miliardi di euro/anno globali di incentivi alla produzione da rinnovabili, incidono per 67,9 euro/MWh (23%) sulla sua bolletta di 295 euro/MWh, mentre solo 12 euro/MWh (12%) sulla bolletta di 100 euro/MWh di una grande industria. La “grid fee” (la più alta componente per il cliente domestico) include i costi per investimenti ed esercizio di trasmissione e distribuzione, inclusi oneri di bilanciamento comprendenti il rimborso di potenziali energie rinnovabili non ritirate dal sistema.

Figura 5 –Principali voci che compongono la bolletta elettrica di 29,5 c€/kWh di un cliente domestico tedesco che consuma 3.500 kWh/anno (da BDEW)



Secondo il GSE in Italia (*fonte 3*) il totale incentivo per produzione delle rinnovabili addebitato ai clienti è stato nel 2018 di 11,6 miliardi di euro, con una stima media come segue di oneri per i clienti. Un cliente domestico con consumi annui di 2.640 kWh paga mediamente per incentivi FER 32 euro/MWh, mentre un non residente con consumi di 3.500 kWh/anno ne paga 73; un utente in bassa tensione con consumi di 15.000 kWh/anno paga 54 euro/MWh, mentre utenti in media tensione e alta tensione pagano 48 euro/MWh.

Anche se questi incentivi per eolico e FV in Germania e Italia dureranno per vari anni, sono da considerare “storia passata” visto il crollo del CAPEX ed OPEX di eolico e FV dovuto alla combinazione di sviluppo delle tecnologie, forti volumi e l'introduzione di aste e PPA (Power Purchasing Agreements). Si rimanda a varie pubblicazioni di IEA, Energiewende e IRENA per i risultati nei vari Paesi di aste e PPA per grossi impianti di centinaia/1-2 migliaia di MW nell'ultimo triennio, con alcuni valori anche intorno ai 20 euro/MWh; ma ciò in Paesi con notevole vento o insolazione e costi locali irrisori e quindi non certo estrapolabili in Italia.

In Italia un settore che merita approfondimenti per i suoi costi/benefici è quello della produzione distribuita domestica che ha ora circa 700.000 “prosumers” responsabili dello 0,45% dei consumi elettrici totali e sviluppatasi con gli incentivi al CAPEX, riduzione sul pagamento degli oneri di sistema e vantaggio di scambio sul posto.

“ Bisogna essere consapevoli che la transizione non sarà semplice né indolore e ciò deve essere comunicato con chiarezza e condiviso da chi ne pagherà principalmente i costi, sia diretti (sui prezzi dell'energia finale), sia indiretti (in termini di tassazione)

I clienti domestici che potrebbero installarsi il loro micro- impianto FV non sono molti in Italia (gran parte della popolazione in condomini) e il costo unitario di un «impianto micro» sul tetto di una casa esistente, e per 3-5 kW di potenza nominale, è tra circa 1.500 e 3.000 euro/kW con IVA, in funzione di ubicazione della casa e oneri di installazione sul tetto. Con l'orientamento delle case esistenti e relativa inclinazione dei tetti, l'efficienza media è sensibilmente inferiore (e il costo al kW ben superiore) a quella di un “impianto mini” ben orientato a terra o su ampie tettoie di 200-300 kW, per alimentare circa 100 utenti domestici con il sistema capillare di distribuzione dell'elettricità italiano tra i più evoluti e automatizzati al mondo. Il costo del kWh da un “impianto mini” è 1/3 di quello da un «impiantino

micro» singolo; lo stesso discorso vale per micro e mini impianti di accumulo.

E qui aggregatori, non tanto della gestione della produzione di impianti esistenti, ma dello sviluppo di nuove realtà che raccolgano in un unico impianto i potenziali interessi per il fotovoltaico di vari potenziali clienti, debbono essere promossi da PNIEC e regolati da ARERA.

Alcuni risparmi negli investimenti nella rete di distribuzione eventualmente derivanti da "domestic distributed generation" dovranno essere esaminati se e quando ci sarà una massiccia utilizzazione di ricarica a casa di veicoli elettrici e di pompe di calore; il FV potrà essere dimensionato per la potenza addizionale richiesta, con costi da comparare con quelli dello sviluppo della rete.

Conclusioni

La possibile decarbonizzazione, che è un problema globale, è sempre più condizionata dai Paesi non OCSE, e il contributo della UE e dell'Italia è sempre più ridotto come percentuale; non varrebbe la pena di riconsiderare il passato meccanismo di Clean Development Mechanism (CDM) che valorizzi investimenti UE al di fuori della UE a minori costi per tonnellata di CO₂ evitata rispetto agli alti valori all'interno della stessa UE?

Per la produzione di elettricità da fonti rinnovabili non programmabili, il PNIEC con ARERA dovrebbe promuovere e rivedere il concetto di *grid parity*, che non può essere riferibile al solo costo locale

della produzione, ma deve includere i costi addizionali al sistema elettrico. Sia un *nodal pricing* che veda il ribaltamento sulla produzione da eolico e FV di alcuni costi legati alla loro localizzazione e non programmabilità, e sia adeguate penalizzazioni per le emissioni da fonti fossili, come attuato in alcune nazioni (*fonte 1*), dovrebbero essere promossi nell'ambito di nuove tipologie per il mercato elettrico. E un nuovo sistema regolatorio deve contenere adeguate certezze ma anche flessibilità, tenendo conto della rapida evoluzione tecnologica e del variare delle ipotesi di base per varie tipologie di eventi locali e internazionali.

La suddivisione e la localizzazione dei siti dove realizzare grandi impianti fotovoltaici [e quelli eolici] con costo basso del kWh prodotto affetta fortemente anche le necessarie espansioni e costi del sistema di trasmissione e distribuzione, che vedono tempi lunghi per le autorizzazioni, per le quali occorrerà definire nuove procedure efficaci se pur rispettose dell'ambiente e della popolazione locale. L'individuazione in tempi rapidi dei siti dove mettere a gara grandi impianti con le relative autorizzazioni, risulta essere la priorità assoluta.

Occorre valutare costi/benefici di una costosa polverizzazione di impiantini FV micro domestici, rispetto ad aggregazioni di un centinaio di interessi domestici per il FV in un impianto mini di qualche centinaio di kW, che sfruttando la ben diffusa e superautomatizzata rete di distribuzione Italiana ridurrebbe a 1/3 il costo del kWh prodotto (si car pooling/sharing, e perché no FV pooling/sharing?)

PNIEC, implications and impacts on the electrical power system

The PNIEC (National Integrated Energy and Climate Plan) presented to the European Community on 12/31/2018 by the Italian Government, despite being declared a proposal and therefore partly upgradeable, poses challenging objectives for 2030, especially for photovoltaics with additional 30 GW, and for wind power with additional 10 GW. The article highlights with examples the challenges posed to the electricity system by a strong penetration of non-programmable renewables in order to maintain adequate security and quality of electricity supply. It shows that these challenges involve significant costs, sometimes not correctly assessed and communicated, and a revision of market rules. The complete exit from coal plants in Italy (10% of electricity now produced from coal) is planned for 2025 to be compared with that in 2038 in Germany (now 36% of TWh from lignite and coal). Examples are given of the additional costs of transmission in Germany to bring wind energy from the North to the clients in the South of the country, and the costs of choices such as photovoltaic single-family subsidized micro installations in Italy compared to solutions that are clearly less expensive such as single mini plants of 200-300 kW each which could aggregate up to a hundred new potential customers in a new plant connected to the well-developed and automated Italian distribution network.

In conclusion, we hope for a systemic approach aimed at minimizing costs for the country, considering the risks of too much acceleration that could jeopardize a stable transition that will be neither simple nor painless - and this must be adequately communicated for the involvement especially of the unsuspecting who will pay the expenses.

Senza una chiara enunciazione di come promuovere/remunerare i vari interventi una volta definiti, non risulta possibile stimolare gli investimenti e le relative realizzazioni, e quindi valutare i costi al Paese per una definizione di come distribuirli.

Occorre rendersi conto che una transizione verso una decarbonizzazione implica maggiori costi dell'energia ai cittadini/clienti, *stranded cost* di strutture energetiche e *stranded asset* di risorse primarie. Non sarà semplice né indolore. E occorre una efficace campagna di comunicazione e coinvolgimento della popolazione con un approccio multipartisan.

Obiettivo di una strategia energetica e di un susseguente piano dettagliato, deve essere quello di favorire un equilibrato sviluppo socio-economico, rispettando l'ambiente e preservando la competitività del Paese in un mercato globale dove saranno vincenti quelle Nazioni che sapranno ottimizzare ambiente, economicità e qualità delle forniture energetiche a industrie e famiglie, nell'ambito di una sicurezza degli approvvigionamenti. Occorrerà nella transizione superare sterili battaglie iniziali tra fonti fossili e rinnovabili, tra concentrate e distribuite, e ricordare che la competitività di una nazione è legata alla vera bolletta energetica, che è quanto pagano industrie e consumatori per elettricità, gas, carburanti, eccetera.

Il vero rischio per la realizzabilità di una stabile tran-

sizione energetica sta in un approccio con una troppo rapida accelerazione, e nel ribaltamento non correttamente valutato di costi eccessivi sui cittadini/clienti; e ciò con tutte le inevitabili reazioni, problematiche sociali e stop&go, con *bolle* ben note dall'esperienza delle rinnovabili in Italia [e non solo] e oneri di svariati miliardi di euro annuali.

Il nostro Paese deve avere e mantenere una posizione proattiva in ambito europeo, sia nello stabilire limiti "ragionevoli", che non creino inutili delocalizzazioni in altri Paesi delle industrie, sia nella creazione di un vero mercato comune dell'energia, che se celermente ed efficacemente implementato porterebbe notevoli vantaggi per la transizione e spiazzerebbe i tanti nazionalismi crescenti

Bibliografia

- (1) WEC Study Group chaired by A. Clerici: "Variable Renewables Integration in Electricity Systems: how to get it right" - 2016 - www.worldenergy.org
- (2) Agora Energiewende: "The European power sector in 2018" - www.agora-energiewende.de
- (3) GSE: "Rapporto delle attività 2018" - www.gse.it

Ripubblicato in forma ampliata e con adattamenti da "Nuova Energia", N. 3 2019



Alessandro Clerici

La lunga carriera nel settore internazionale dell'energia iniziò con un ventennio al CESI, seguito da posizioni di EVP di GE Sade-Sadelmi e in seguito in ABB Italia fino al 2012, come Amministratore Delegato di ABB Sistemi Trasmissione Energia, Presidente di ABB Ricerca e Vice Presidente Esecutivo di ABB SpA, Senior Advisor dell'A.D. di ABB Italia, per poi rientrare al CESI dal 2012 al 2017.

Ha partecipato a progetti energetici in oltre 60 paesi e contribuito allo sviluppo dei più grandi sistemi di trasmissione mondiali, alla diffusione dell'efficienza energetica in Italia e all'estero e allo sviluppo e integrazione nei sistemi elettrici di ogni tipo di impianto di generazione, rinnovabili incluse.

Attivo in Associazioni di categoria (ANIE, Confindustria, Assolombarda) e in Associazioni scientifiche e culturali (IEEE, IEE, CIGRE, CIRED, WEC, FAST, ANIMP, AEIT, IEFEE). In Confindustria è stato Vice Presidente della Commissione Energia e coordinatore della Task Force "Efficienza Energetica". Past President di AEIT, del World Energy Council (WEC) Italia e di FAST; è stato Vice Presidente del CEI ed è ora presidente onorario di WEC Italia e FAST. A livello internazionale è stato presidente di gruppi di lavoro del CIGRE e Chairman degli Study Groups del WEC "Energy Resources and Technologies", "Nuclear Power", "Electricity Interconnections" e nel 2015/16 di "Variable renewables integration in electricity systems: how to get it right" comprendente membri di 32 paesi aventi il 90% del totale installato di eolico e fotovoltaico mondiale. Project Leader nel 2016/17 in Assolombarda del gruppo "Mobilità Sostenibile". Laureato in Ingegneria al Politecnico di Milano, è anche autore di oltre 350 pubblicazioni nazionali e internazionali nel settore energetico e ambientale.