Vincoli alla quota di elettricità di elettricità rinnovabile dedicabile al consumo diretto in Italia al 2030

Giuseppe Tomassetti, Vicepresidente FIRE

Sommario

In attuazione del Green Deal in Italia è proposto di realizzare nel decennio 2020-2030 un forte incremento di fotovoltaico e di eolico per portare la quota di elettricità da fonte rinnovabile al 70% della produzione.
L'analisi del contesto del sistema elettrico (grande ruolo della cogenerazione e garanzia annuale del servizio) mostra le difficoltà di inserire in rete questa produzione che dovrà per la maggior parte essere trasformata in altri vettori per i quali siano disponibili trasporto ed accumulo. Contributi positivi possono arrivare dall'elettrificazione di nuovi settori e dal montaggio del fotovoltaico in sistemi ad inseguimento del sole.

1 – Obiettivo della transizione nel settore elettrico

Nella strategia della transizione energetica per limitare i cambiamenti del clima, al settore elettrico sono stati dati due obiettivi tra loro connessi ed integrati:

- ridurre la quota di fonti fossili utilizzate per la generazione elettrica
- estendere le applicazioni in nuovi campi, specie mobilità e residenze, riducendo i consumi di fonti primarie, attraverso una crescente penetrazione del vettore elettrico.

Il primo obbiettivo ha una sua definizione quantitativa indipendente mentre il secondo obbiettivo ha la sua definizione all'interno del valore fissato per l'intera economia.
Il Clean Energy Package dell'Europa aveva fissato per il 2030 una quota di rinnovabili sulla domanda lorda di energia pari al 32%; su questa base il PNIEC del governo italiano, nel 2019, aveva fissato una quota FER sulla domanda lorda di energia pari al 30% e una quota di FER sui consumi di elettricità pari al 55%.
Successivamente l'Europa ha rivisto i suoi obbiettivi col Green Deal, proponendo, sempre per il 2030, di portare la quota di rinnovabili sulla domanda lorda di energia al 40%.
Sarà quindi necessaria una revisione del PNIEC prevedendo sia un nuovo valore dei consumi elettrici, a valle delle campagne per l'elettrificazione degli usi finali, sia una nuova quota per l'elettricità di origine FER.
Sono state presentate proposte, sia da Governo sia da parte di rappresentanti delle imprese e delle loro associazioni, per portare la quota di rinnovabili sui consumi elettrici al 70%, con un parco

impianti di circa 70-80 GW di fotovoltaico e 20-25 GW di eolico, con un incremento rispetto al 2020 di 50-55 GW di fotovoltaico e 10-15 GW di eolico, figura 1.

LA TRANSIZIONE ENERGETICA.QUALI TARGET PER L'ITALIA AL 2030		
	Clean Energy Package PNIEC 2019	Green Deal NUOVO PNIEC
Rduzione minima gas effetto serra(% rispetto al 1990)	40	55
Quota FERsu consumidi energia elettrica (%)	55	70
quota FERsu domanda lordadi energia(%)	30	40
Dati di Elettricità Futura 18/12/2020 ripresentati da FIRE		

Figura 1

Figura 1 - Proposta di rinnovabili elettriche per il 2030

Dalle presentazioni questi numeri appaiono derivati direttamente dal rapporto fra la quantità di elettricità rinnovabile da produrre e la produzione media degli impianti già attivi, senza che sia stata verificata la congruità, né con il contesto dell'attuale parco di generazione, né col contesto del futuro sistema elettrico al 2030.
Il tema dell'integrazione di fonti rinnovabili non programmabili con la generazione da fonti fossili è affrontato nei suoi aspetti più generali, da Rocchio-Bacicalupi (1) mettendo in luce che se da una parte il costo complessivo della produzione elettrica o LCOE è oggi molto a favore delle rinnovabili, d'altra parte una volta che la produzione rinnovabile diventa preponderante, questa elettricità perde progressivamente di valore per rischio di sovrapproduzione, inoltre il LCOE non considera i costi per il dispacciamento e la sicurezza del sistema. Questo documento affronta il tema partendo dalla analisi della compatibilità con il contesto del sistema elettrico italiano.

2 – Analisi dei vincoli del sistema elettrico

2.1 – Il contesto specifico dell'attuale parco di generazione elettrico italiano.

In Italia il livello del consumo elettrico è sempre stato compresso dalle tariffe, col risultato di consumi bassi, basti ricordare il limite di potenza a 3 kW nel settore domestico inesistente in altri paesi europei; la generazione si è basata sull'idroelettrico fino a metà degli anni 50, poi sull'olio pesante, prodotto residuo delle nostre raffinerie poste sulla rotta di Suez, mentre il nucleare è stata una breve meteora ed il carbone ha avuto un ruolo sempre limitato anche per le infrastrutture che richiedeva, con un solo impianto (Civitavecchia) che presentava un ciclo vapore supercritico ad alta efficienza e tutto il deposito carbone al chiuso. Da metà degli anni 70 l'attenzione si è spostata verso l'efficienza mediante l'uso del gas metano, prima nazionale poi importato con gasdotti e contratti bilaterali a controllo nazionale pubblico; il metano ha permesso sia di diffondere la cogenerazione anche per potenze limitate, con motori a scoppio e turbine (grazie alla limitata manutenzione degli scambiatori sui fumi di scarico) presso settori che non avevano mai utilizzato questa tecnologia, sia di introdurre i cicli combinati con efficienze di generazione progressivamente in crescita, fino a

>59%. Negli anni 90 è stato affrontata la gassificazione dei residui di raffinazione, ulteriore attività d'economia circolare nel settore energetico.

Nel 2019 la domanda di elettricità è stata di 319 TWh (281 TWh generati in Italia e 43 TWh saldo delle importazioni). I dati del 2019 mostrano una generazione elettrica molto diversificata, con 116 TWh generati da fonti rinnovabili mentre dei 187 TWh generati da combustibili ben 104 TWh sono in cogenerazione, figura 2, usando anche combustibili rinnovabili, con recupero di 63 TWh di calore. Analizzando i combustibili abbiamo: 138 TWh da metano, 16 TWh da carboni, 3 TWh da petroli e ben 19,5 TWh da derivati e combustibili vari, indice dello sviluppo dell'economia circolare anche nell'industria dell'energia, figura 3.

PRODUZIONE TERMOELETTRICA NETTA IN ITALIA NEL 2019 SUDDIVISA SECONDO COMBUSTIBILE E SECONDO TIPO DI IMPIANTO espressa in TWh							
	solidi	gas naturale	gas derivati	petrolferi	altri solidi	altri gassosi	totale
produzione di sola elettricità	16,3	56,4	0	1,1	6,6	2,7	83,1
produzione combinata di eletricità e calore	0,1	81,8	2,3	2,2	12,2	5	103,6
totale	16,4	138,2	2,3	3,3	18,8	7,7	186,7
Dati da annuario TERNA tabella 32 ripresentati da FIRE							

Tabella 2

Figura 2 - Ruolo della cogenerazione in Italia

Produzione di energia termoelettrica netta in Italia e relativi consumi globali 2018		
solidi	25 TWh	6,3 Mtep
gas naturale	125 TWh	19,6 Mtep
gas derivati	2,3 TWh	0,5 Mtep
petroliferi	3,1 TWh	0,6 Mtep
altri combustbili solidi	19,6 TWh	4,6 Mtep
altri ciombustibili gassosi	7,7 TWh	1,6 Mtep
vapore endogeno	5,8 TWh	
altre fonti	0,5 TWh	
Dati da annuario TERNA tabella 31 ripresentati da FIRE		

Figura 3

Figura 3 - Impiego di combustioni per la produzione termoelettrica e il ruolo della circolarità

Questa produzione termoelettrica in cogenerazione non può essere sostituita direttamente da fotovoltaico o eolico perché bisognerebbe poi generare il calore, oggi recuperato dal generatore, con altre fonti. Nel complesso quella italiana è una situazione nella quale non tutta l'elettricità da

fossile può essere sostituita senza conseguenze energetico/ambientali, molto diversa da quella dei paesi dell'Europa centrale che stanno uscendo dal ruolo predominante del carbone e della lignite che non permettevano una forte diffusione della cogenerazione anche per piccole taglie. La soluzione possibile passerà per la produzione di combustibili a basso contenuto di carbonio fossile attivando il ciclo della produzione e della conversione dell'idrogeno.

Il modo secondo il quale le varie famiglie di impianti partecipano alla copertura della domanda è un risultato molto complesso, infatti la domanda cambia secondo le stagioni, secondo i giorni della settimana e secondo le ore della giornata; il ruolo coperto dalle varie fonti dipende dal periodo dell'anno, dai dati meteorologici e dalla capacità degli impianti di variare rapidamente la loro fornitura.
La figura 4, da Transparency Report di TERNA, permette di presentare alcune dinamiche, siamo all'inizio di Maggio 2021, il 2 è una domenica e il 3 è un lunedì; la stagione è già avanzata ma le temperature sono inferiori alla media, c'è vento e ci si sono nuvole. La domanda notturna è attorno a 20 GW, sale rapidamente al mattino fino al picco al mezzogiorno, presenta un secondo picco al pomeriggio poi scende più lentamente di come risalirà poi al mattino del giorno lavorativo seguente.

L'eolico fornisce un suo contributo rilevante la domenica, specie di notte, mentre è quasi assente lunedì 3 e martedì 4 e riprende il mercoledì 5. L'autoconsumo distribuito, che non passa per la rete, (di notte comprende quasi solo cogenerazione mentre di giorno anche fotovoltaico) segue l'andamento della domanda globale. La generazione fotovoltaica ha un andamento quasi triangolare, dalle 7 del mattino alle 5 del pomeriggio, di sabato e domenica gioca un ruolo preminente mentre nei giorni lavorativi è piuttosto in ritardo per la rampa del mattino, garantita da idroelettrico e termico e la sua caduta dopo le 16 è la causa del secondo picco di produzione termica. Da aprile a settembre la potenza di picco del fotovoltaico è abbastanza costante, circa il 70-80% della potenza nominale, mentre la potenza media nelle tre ore di massima insolazione è dell'ordine del 60% della nominale.

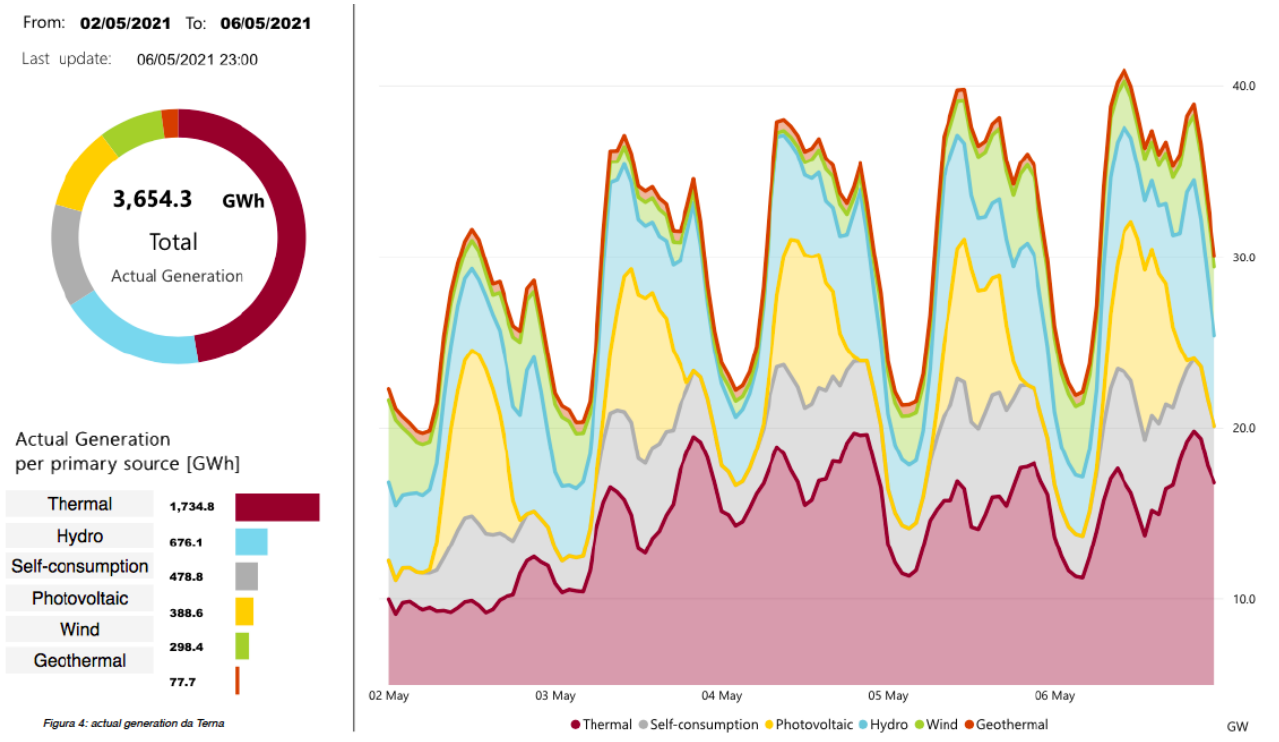

Figura 4 - Dinamica delle varie fonti nella generazione elettrica

2.2 – Il contesto del sistema elettrico italiano al 2030.

Indubbiamente non era proponibile inserire direttamente nella rete elettrica italiana, che ha una domanda mediamente inferiore ai 40 GW, la produzione fotovoltaica ed eolica proposta, senza avere avviato una serie di interventi sulla rete e nelle utenze per rendere congruente il sistema. Già il PNIEC 2019, infatti, prevedeva che lo sviluppo dei nuovi impianti da fonti rinnovabili prendesse il suo slancio solo negli anni successivi al 2025, data alla quale si prevedeva che lo sviluppo della produzione delle batterie avrebbe prodotto una caduta dei loro prezzi, permettendone la diffusione assieme al fotovoltaico. Ritengo questa una scelta di cautela corretta e non un favore ai vecchi impianti. Il PNIEC 2019 privilegiava fortemente la tecnologia fotovoltaica ben conosciuta, portando così ad una produzione, concentrata sulle ore di sole estive, che richiedeva grande attenzione ed investimenti nella rete a valle della produzione per distribuire sulle 8760 ore di un anno la produzione concentrata in 2500 ore prevalentemente estive.

Recentemente è nato un forte interesse per i grandi parchi, in mare aperto, di eolico galleggiante, tecnologia che coinvolgerebbe maggiore manifattura in Italia e che si spera possa essere gestita centralmente evitando i blocchi autorizzativi degli Enti locali e delle Sovrintendenze. La produzione eolica è concentrata nelle stagioni fredde, anche di notte e distribuita su più ore rispetto al fotovoltaico, quindi con minori problemi di congruenza con la domanda elettrica del paese. Gli aspetti negativi sono nella mancanza di esperienza delle imprese nazionali e nei tempi richiesti a partire dalla conoscenza dei fondali.

La valutazione di una forte penetrazione diretta nella rete del fotovoltaico e dell'eolico passa per il condizionamento di almeno quattro diverse aree tecnologiche, con varie interconnessioni tra loro, in particolare: 1) aumento della domanda per l'elettrificazione degli usi finali, 2) una diversa struttura del parco di generazione termoelettrica, 3) diffusione degli accumuli per impieghi di breve durata o giornalieri, 4) avvio delle iniziative per lo stoccaggio stagionale dell'elettricità rinnovabile, i programmi PtoG divenuto poi P2G o P2X. Questi condizionamenti vanno poi resi congruenti con il contesto geografico, con le risorse del Paese e con la capacità di gestire i processi di selezione, di autorizzazione e di realizzazione degli impianti.

Le prime informazioni disponibili sulle attività di RSE, (2) che sta affrontando il tema con lo sviluppo di modelli del futuro settore elettrico, confermano l'estrema difficoltà e complessità di questa transizione; in una prima ipotesi di simulazione riferita alla primavera del 2050, figura 5, appare che la quota maggiore della produzione di energia fotovoltaica è assorbita per la trasformazione in combustibili, P2X; un terzo va alla copertura della domanda; un 15% è accumulato come elettricità, mentre nei fine settimana ci sono sovra produzioni.

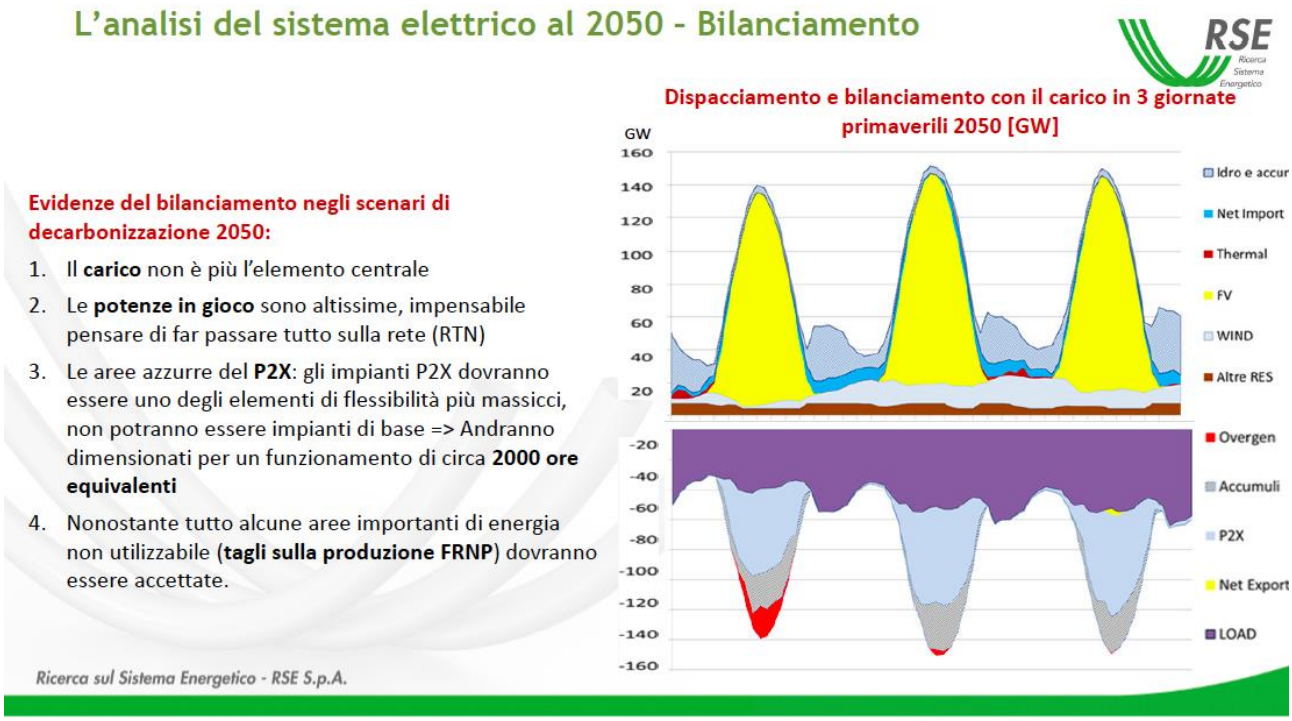

Figura 5: La decarbonizzazione del sistema energetico italiano. Impatto sul sistema elettrico degli scenari al 2050. Autore: Alberto Gelmini, 10 dicembre 2020

Figura 5 - Simulazione RSE sull'impiego del fotovoltaico al 2050

3 – Potenzialità

3.1 – La domanda elettrica.

La domanda elettrica è prevista in crescita, nonostante gli interventi di efficienza, per tre diverse cause:

a) diffusione fra i consumatori di tipologie di consumi finora limitate ad alcuni contesti geografici o sociali, questo è il caso del condizionamento estivo, finora diffuso prevalentemente nel terziario; il cambiamento del clima, il lavoro a casa, la possibilità di autoconsumo del fotovoltaico sono tre fattori che ne fanno prevedere una sempre maggiore diffusione nel settore residenziale in tutta Italia. Questo è un nuovo consumo del tutto in fase coll'offerta del fotovoltaico in applicazioni come gli uffici, mentre nel residenziale e nel commerciale, si ha uno sfasamento nelle ore serali con la domanda che permane dopo la caduta dell'offerta del fotovoltaico. In un'ottica più allargata e per non creare isole di calore, il condizionamento andrebbe collegato con uno scambio di calore col terreno e la sua falda acquifera, ove questa fosse stabile si avrebbe anche una ricarica per l'impiego invernale.

b) La diffusione di applicazioni elettriche più comode e più efficienti in sostituzione di applicazioni termiche, quali la cucina ad induzione o le pompe di calore elettriche per il riscaldamento dell'acqua sanitaria sarà crescente. Le pompe di calore elettriche per il riscaldamento degli ambienti sono in continua espansione, specie nel settore commerciale, esse sono valutate e finanziate come intervento di efficienza energetica, assorbendo 2,6Mtep di calore ambientale classificato come fonte rinnovabile. Le pompe di calore per

applicazione al riscaldamento degli edifici richiedono purtroppo elettricità d'inverno, nel nord Italia, prevalentemente nel primo mattino e nelle ore notturne, aggravano così lo sfasamento rispetto alla disponibilità, in quel periodo, delle fonti fotovoltaiche e richiederebbero l'entrata in esercizio di generatori alimentati da combustibili di sintesi a basso carbonio fossile.

c) Introduzione di nuove tipologie di consumo, in particolare la ricarica delle batterie delle auto elettriche. Si tratta di una tipologia di consumo del tutto nuova che considera sia ricariche lente, compatibili con le reti di distribuzione dell'elettricità esistenti, sia ricariche rapide che richiedono una rete di distribuzione ad hoc. Gli investimenti di alcuni produttori fanno apparire un percorso ormai non più rinunciabile, però si cominciano appena a vedere una serie di vincoli geopolitici sulle normative, sulle disponibilità di materiali quali le terre rare per i magneti ed il cobalto per le batterie, sulla manifattura dei componenti elettronici, tali da non permettere una facile valutazione dell'intero processo.

Un forte aumento della domanda di elettricità faciliterebbe il mantenimento in esercizio di parte degli impianti esistenti, spostando la verifica della quota di penetrazione delle fonti rinnovabili in un insieme di attività allargate a nuove applicazioni. Sarebbe allora più facile arrivare al 70% di fonti rinnovabili pur mantenendo operanti un certo numero di impianti alimentati da combustibili fossili in applicazioni come la cogenerazione e/o la garanzia del servizio di notte e d'inverno.

3.2 – Struttura del futuro parco di generazione termoelettrica e della rete.

Il sistema elettrico si basa sulla continua parità fra domanda ed offerta, mantenendo la frequenza della corrente alternata entro limiti fissati. Le fonti termiche programmabili quali: i combustibili fossili, le fonti rinnovabili ma programmabili (idraulica, geotermia, bioenergie, rifiuti e residui) e insieme agli accumuli e alla gestione della domanda, hanno il compito di garantire il servizio ai consumatori, sulla base delle previsioni della domanda e delle previsioni sulle condizioni metereologiche dalle quali dipendono le produzioni degli impianti solari ed eolici. Gli impianti di generazione con grandi masse rotanti e quindi forte inerzia, hanno poi una loro caratteristica di stabilità della frequenza rispetto agli impianti con elettronica allo stato solido.

Le vari tipologie di impianti, in funzione della taglia, dei transitori di temperatura che provocano dilatazioni differenziali, dei meccanismi di regolazione e controllo, hanno differenti capacità di variare più o meno rapidamente la potenza erogata e quindi di partecipare alle rampe di variazione della potenza, rampe generate sia da variazioni della domanda sia da variazione della generazione rinnovabile solare e/o eolica.

Gli impianti a vapore con le loro grandi masse di refrattari, tubazioni ed acqua, sono i più lenti ad andare a regime, il loro ruolo è ormai ridotto, essi hanno generato 26,5 TWh, tipicamente per sola generazione di elettricità; le turbine a gas in ciclo semplice sono più veloci a seguire il carico, hanno generato 6,5 TWh, tipicamente in cogenerazione per essiccare prodotti; gli impianti a ciclo combinato, con turbine a gas e turbina a vapore, di grande taglia, hanno generato 131 TWh, 42/58 la suddivisione fra sola elettricità e cogenerazione; essi sono più lenti a variare il carico per la presenza della sezione a vapore, a volte bypassabile; infine gli impianti con motori a pistoni, a ciclo Otto o Diesel, sono i più rapidi a variare il carico, essi hanno generato 21,7 TWh, prevalentemente in cogenerazione, alimentati per il 50% da fonti rinnovabili. Gli impianti termici che si prevede debbano entrare in servizio ad una certa ora del giorno, per sostituire le fonti rinnovabili cessanti, debbono essere avviati con un certo anticipo e partire da un certo livello di potenza, TERNA in

funzione del contesto meteorologico e dei consumi previsti, può richiedere la loro presenza nella rete anche nei periodi di sovrapproduzione da fonti rinnovabili.

Per migliorare la flessibilità del parco termoelettrico si è avviata la sostituzione degli impianti a vapore alimentati a carbone, con turbine a gas in ciclo semplice e con motori a gas per funzionamento di picco, capaci questi ultimi di prendere, da zero, il carico massimo in meno di mezz'ora. Purtroppo, la difficile comunicazione col territorio sulla destinazione di queste vecchie aree inquinate sta ritardando questa sostituzione.

I prossimi bandi di TERNA per l'acquisto di servizi di capacità (Capacity Payment nel gergo del dispacciamento), dovrebbero comprendere anche la fornitura di capacità di accumulo da batterie, anche se distribuite presso i consumatori, interventi che, insieme al meccanismo delle unità virtuali abilitate miste (UVAM) ed ai contratti per forniture interrompibili, contribuiscono a costruire il futuro sistema elettrico sempre più integrato col territorio e con i consumatori, decentrato e più sostenibile.

Anche la rete ha i suoi problemi: la rete di trasporto di TERNA è stata progettata per una molteplicità di centrali, magliate tra loro, baricentriche alle aree servite; non è stata progettata per un trasporto a lunga distanza. Ora i territori vocati per l'eolico ed il fotovoltaico sono al sud e nelle isole mentre la domanda elettrica è concentrata al nord, ma la rete di trasporto non può trasportare al nord, circa 1000 km, più di 3-4 GW, per cui nei weekend estivi si è già ora vicini, al sud, alla condizione di sovrapproduzione con distacco obbligato, già verificatasi a Pasquetta 2020. Questa discrasia è illustrata dallo scollamento fra domanda ed offerta di connessioni alla rete, riportata da Del Pizzo (3): al Nord il PNIEC prevedeva una richiesta di 14,6 GW le imprese offrono solo 4 GW mentre al sud, con una domanda di 14,5 GW sono stato offerti ben 86 GW. I tempi tipici per la costruzione di una dorsale aerea sono 10 anni quindi non è probabile che le capacità di trasportano evolvano in tempi brevi. Le numerose proposte di impianti a sud e nelle isole, se realizzate, dovranno contare non sulla immissione in rete ma sulla trasformazione dell'elettricità in altri vettori energetici**.**

3.3 – Accumuli per breve durata

L'accumulo di breve durata è un tema specifico del fotovoltaico sia per le possibili frequenti interruzioni dovute al passaggio di nuvole, sia perché può essere installato presso l'utente che può autoconsumare. L'eolico invece genera per sequenze temporali più lunghe ed è tipicamente sempre connesso alla rete. Il diagramma di generazione di un impianto fotovoltaico con la sua forma da sinusoide smussata al vertice, centrato sul mezzogiorno, anche se ripetitivo per molti giorni, non appare pensato per servire una utenza di una qualche specifica tipologia. I consuntivi GSE hanno diffuso il dato sulle prestazioni medie annuali di durata di funzionamento equivalente alla potenza nominale, da 1000 ore in Lombardia a 1350 in Puglia. Il riferimento alla potenza nominale, utile per gli incentivi, non rappresenta la realtà in campo dove. per i vari effetti, si ha una potenza massima operativa di circa il 60% della nominale con una durata di generazione circa doppia di quanto indicato dal GSE.

Come dato sull'autoconsumo consideriamo due casi: un'utenza residenziale nel Lazio, con un edificio ristrutturato con cappotto termico, tutti i suoi consumi energetici sono stati elettrificati (condizionamento estivo/invernale con pompa di calore, ventilazione meccanica con recupero dall'aria di espulsione, cucina ad induzione), ma senza batterie, riesce ad autoconsumare nell'anno non più del 40% dell'energia generata dal suo impianto fotovoltaico da 2,5 kW. Un'utenza

commerciale aperta 7 giorni su 7 se installa un campo di potenza poco inferiore al suo massimo assorbimento, può arrivare ad autoconsumare una buona parte dell'elettricità generata, ma globalmente coprirà solo una quota limitata dei suoi consumi annuali. Dai due esempi si conferma l'indicazione, già citata, del PNIEC 2019: senza la disponibilità a buon mercato di dispositivi per accumulo, il fotovoltaico non potrà assumere il ruolo di fonte più rilevante per la copertura dei fabbisogni elettrici delle utenze.

In questi due anni non si sono avviate in Italia iniziative né per le batterie al litio per l'accumulo distribuito, (anzi l'attenzione è stata stravolta dall'esplosione di interessi per lo sviluppo dell'auto elettrica e i timori per il monopolio della Cina), né per le soluzioni per l'accumulo concentrato, ancor più difficili, contenute nel PNIEC, (quali le proposte di pompaggio di acqua di mare in laghi salati da costruire nei monti del sud).

Le batterie al litio sono componenti di facile gestione ma costose e abbastanza ingombranti per cui dovranno caricarsi e scaricarsi almeno 300 giorni all'anno per ripagare i loro costi, quindi gli accumuli distribuiti (valutati nel 2020 in circa 40.000 impianti, per una potenza di 192 MW e una capacità di 300 MWh) sono dimensionati sulla prevista domanda giornaliera di autoconsumo.

Gli impianti di accumulo concentrati esistenti, gli impianti gli impianti di pompaggio idraulico (per 7000MW), sono di proprietà di imprese produttrici di elettricità, nella fase attuale di penetrazione delle rinnovabili esse sono poco interessate al loro utilizzo. Sono impianti di altissima potenza ma il sistema dei bacini ha piccolo volume quindi operano per poche ore, sono stati pensati per l'accumulo giornaliero del nucleare e delle importazioni. Quando le batterie cadranno di prezzo come previsto, possibilmente con tecnologie che superino i monopoli sui materiali, esse se posizionate presso utenze distribuite in tutte le regioni, potranno far crescere l'autoconsumo fotovoltaico dal 30-40% al 60%; però, prevedibilmente, non permetteranno all'utente di poter fare a meno del collegamento colla rete che dovrebbe continuare a garantire il servizio sia d'inverno sia in corrispondenza del susseguirsi di più giorni col cielo coperto.

3.4 – Accumuli stagionali

Un sistema di accumulo stagionale permette di conservare il surplus di generazione non utilizzabile nel periodo soleggiato per essere impiegato nel periodo invernale. Un sistema da usare una sola volta all'anno avrà certamente costi assoluti molto elevati, per avere costi unitari accettabili ci sono due vie: le taglie debbono essere enormi e si deve ridare valore a strutture esistenti che stavano diventando obsolete. In Italia, come in tutti gli altri paesi con forte densità abitativa, non è più possibile prevedere grandi dighe con grandi laghi come Assuan in Egitto o i Tre Gorghi in Cina. Gli accumuli stagionali richiedono soluzioni più elaborate; nella letteratura internazionale questi temi sono stati presentati sotto la voce della transizione energetica, dall'elettricità ad altre forme di energia, "Power to Gas", finendo all'acronimo P2G o in Germania P2X.

Il primo passo di questo percorso è la produzione di idrogeno con l'elettrolisi dell'acqua, poi vengono tutto le opzioni sull'uso di questo vettore, opzioni che debbono passare il vaglio delle perdite che si hanno ad ogni trasformazione, il vaglio dei capitali per gli impianti, infine il vaglio delle applicazioni; infatti il costo degli impianti richiede che essi siano attivi per un numero di ore/anno abbastanza alto da permetterne l'ammortamento, non sono quindi proponibili per il recupero di surplus occasionali. Starà poi al mercato ed alla curva di apprendimento dei produttori di attrezzature, far calare i costi e allargare i campi di applicazione economicamente possibili; nei

differenti paesi della UE, considerando le differenze per potenzialità e per necessità, alla fine potrebbero affermarsi strategie applicative diverse.

Nei paesi dell'Europa Centrale, per il ruolo dell'eolico, l'accumulo stagionale appare meno urgente, l'analisi per l'utilizzo dell'H2 appare concentrata sulle applicazioni alle decarbonizzazioni difficili in particolare alla siderurgia con i suoi altoforni ed ai concimi azotati, con proposte di logistica dell'idrogeno ad hoc, alimentata dall'eolico in mare che permette 4000 ore/anno per gli elettrolizzatori, con stoccaggi di idrogeno presso gli utilizzatori in caverne saline.
La situazione italiana è abbastanza diversa, nella nostra siderurgia prevale l'uso del rottame col forno elettrico e alcune raffinerie stanno evolvendo verso il trattamento di rifiuti e biomasse; le prime proposte applicative hanno giustamente mostrato interesse sulle tecnologie (elettrolizzatori e celle a combustibile) e su nicchie di applicazione (trasporto pesante in aree montane con risorse locali di idroelettrico fluente poco valorizzate).

Avendo dato priorità al fotovoltaico, purtroppo senza mantenere in Italia la produzione, rimane invece strategico per il nostro Paese il tema dello stoccaggio stagionale dell'energia solare e dei vettori energetici da essa derivabili, tenendo conto dei vincoli (sole al sud ma consumi al nord) e delle opportunità (dorsali di metanodotti lungo la penisola, con bacini di accumulo a nord).
Se fra 5-10 anni le batterie saranno cadute di prezzo, come già detto nel capitolo precedente, gli impianti fotovoltaici distribuiti presso le utenze, potenziati da batterie, saranno tipicamente dedicati all'autoconsumo, potrebbero essere quasi autosufficienti per 6-7 mesi all'anno.

Se fra 5-10 anni anche gli elettrolizzatori saranno caduti di prezzo, gli impianti di grande scala, realizzati al sud nelle aree soleggiate e senza colture di pregio possibilmente potenziati da accumuli a batterie, saranno dedicati alla produzione di idrogeno (per il quale sembra sia difficile prevedere grandi stoccaggi in Italia mancando le cavità saline), da trasferire alle raffinerie per la produzione di combustibili gassosi di sintesi, prevedibilmente metano da idrogenazione di biomasse, da immette nei gasdotti esistenti, per essere rinviato al nord, al servizio delle utenze di cogenerazione e degli impianti di garanzia del servizio nei mesi invernali.

Un fattore positivo deriva dalle proposte di agrovoltaico con impianti ad inseguimento del sole; questo tipo di impianti aveva fatto la sua prova all'inizio delle applicazioni, una dozzina di anni fa, era stato abbandonato perché, per evitare le auto-ombreggiature, richiedeva più spazio dei pannelli fissi; è tornato di interesse proprio per la maggiore spaziatura sul terreno, proposto come forma di convivenza fra fotovoltaico ed attività agricole di qualità, con sinergie contro la siccità, riducendo uno degli ostacoli alle autorizzazioni. La prima applicazione è stata da 3-4 anni nei campi sperimentali dell'Università di Piacenza. La rotazione dei pannelli porta, a parità di potenza operativa, un aumento delle ore di funzionamento e dell'energia raccolta; l'inseguimento allarga e spiana per parecchie ore la forma del diagramma di generazione rispetto alla sinusoide del pannello fisso, rendendo molto più congruente l'accoppiamento con una apparecchiatura di utilizzo quale un elettrolizzatore, figura 6 tratta da uno studio FIRE (4).

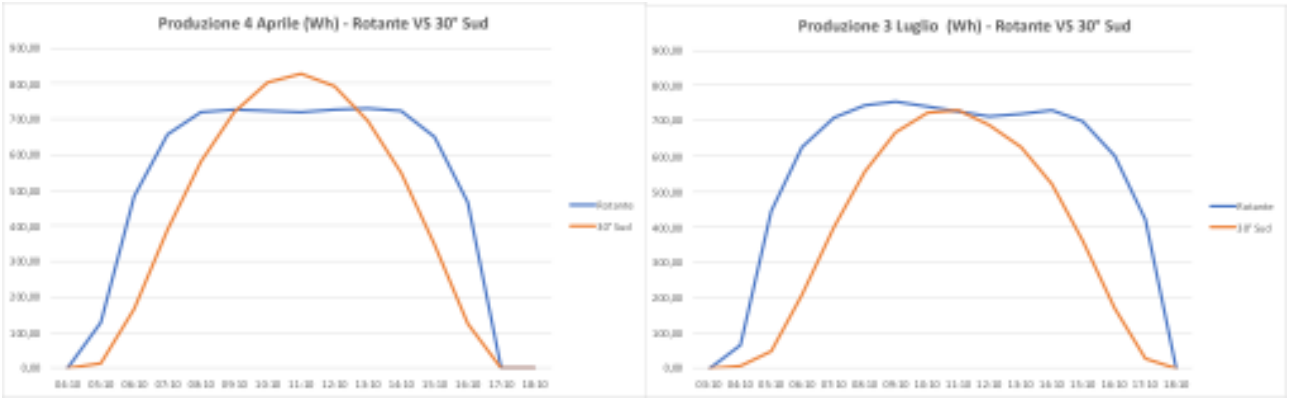

Figura 6 - Effetto della rotazione dei pannelli sul diagramma di produzione

La figura 7, tratta dal medesimo studio FIRE, mostra una simulazione di un impianto nel comune di Noto, Sicilia orientale. Si confronta il diagramma di produzione fra un pannello fisso, inclinato a 30° e un pannello montato orizzontale su un asse rotante da est ad ovest. Se accoppiato ad un elettrolizzatore di potenza pari al 50% della potenza nominale delle celle, si ottiene una durata di esercizio per l'elettrolizzatore di 3100 ore anno, sia pure interrotta ogni giorno, rientrando nel range del fattore di carico indicato da IEA come minimo accettabile. La scelta di dimensionare la potenza degli elettrolizzatori alla metà della potenza nominale delle celle è una ottimizzazione che privilegia la regolarità di funzionamento degli impianti e la riduzione del Capex delle varie apparecchiature del sistema del P2G; vi saranno poi degli accumuli per regolarizzare l'esercizio e limitare le sovra produzioni.

I

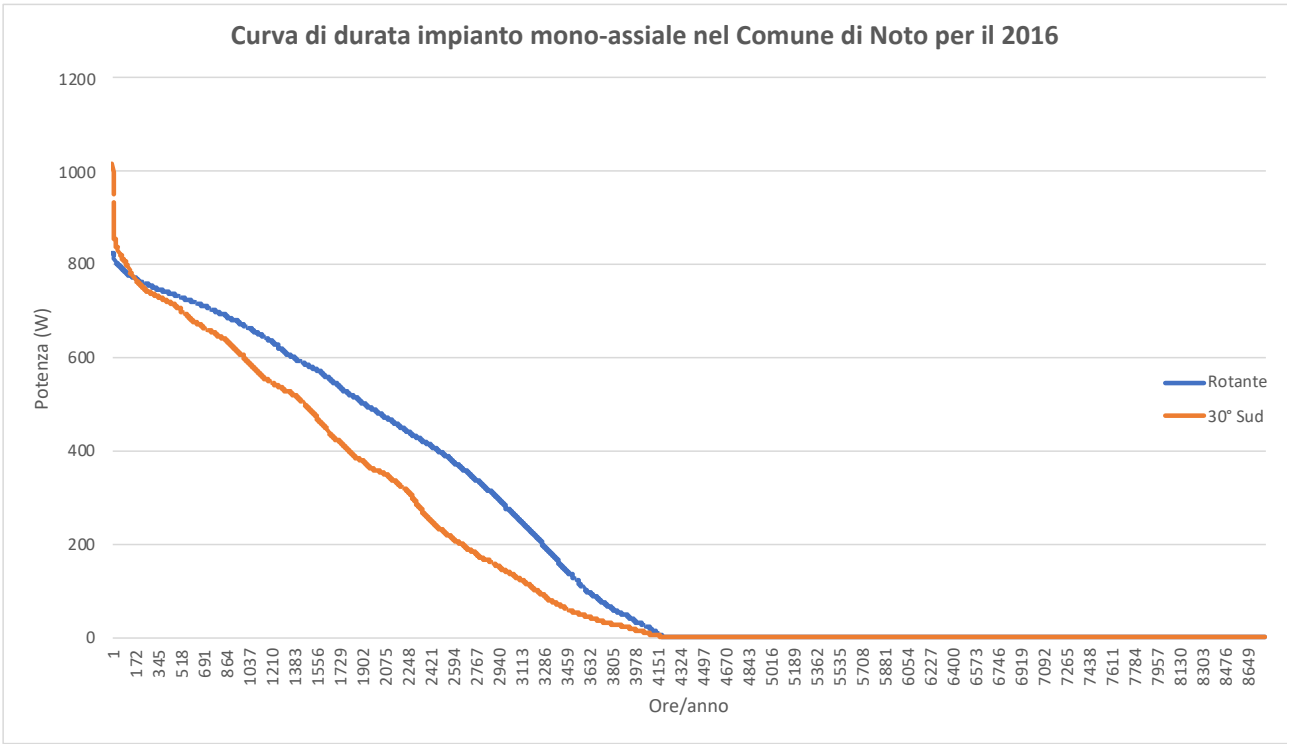

Figura 7 - Curva di durata

4 – Sostenibilità

La sostenibilità ha tanti aspetti, quello sociale/occupazionale è uno dei più evidenti. La pandemia ha mostrato i limiti di affidare in toto a paesi terzi interi settori manifatturieri, dalle banali mascherine ai sofisticati vaccini. Due decenni fa il paese non ha saputo attivare in tempo i progetti Industria 2015 finendo per contribuire a finanziare l'industria fotovoltaica cinese; oggi non potremo dire di aver percorso la transizione ambientale se questa avverrà con batterie, elettrolizzatori, celle a combustibile, motori, etc. acquisiti esclusivamente dall'estero a livello commerciale. Le soluzioni possono essere tante e diverse, considerando i tanti vincoli e le tante potenzialità presentate; giudizio sostanziale di sostenibilità sarà la comprensione ed il coinvolgimento che i cittadini avranno del mondo dove si troveranno a vivere

Bigliografia

(1) Rocchio H. e Bacicalupi, La seconda fase del processo di decarbonizzazione del settore Power, ENERGIA 3-2021
(2) Alberto Gelmini, Impatto sul sistema elettrico degli scenari al 2050 RSE. 10/12/2020
(3) Del Pizzo, Piemonti, Marzullo, Evoluzione delle connessioni delle fonti energetiche rinnovabili in Italia. ENERGIA 3-2021
(4) Boccia, Caso, Sbarra, Tomassetti, Uso razionale dell'energia fotovoltaica in Italia. Le potenzialità dei sistemi ad inseguimento rilanciati dall'agrovoltaico. FIRE settembre 2021.