

Rinnovabili

Senza voler mancare di rispetto ad alcuno, ritengo opportuno richiamare alcuni concetti sulle rinnovabili. Gli obiettivi europei di produzione da fonti rinnovabili sono il 20% per il 2020, il 35% entro il 2030 e addirittura il 100% entro il 2050. Molti paesi della CE (tra questi l'Italia) hanno già superato ampiamente la quota prevista per il 2020. La potenza installata da rinnovabili in Italia, a fine 2017, ha raggiunto quasi i 53 GW (36 GW se si esclude l'idroelettrico "storico" già installato prima dell'anno 2000) ossia più del 40% dell'intero parco di generazione italiano, pari a 117 GW (valori che non tengono conto di quanto avvenuto nei primi 10 mesi del 2018). Nel 2017 le rinnovabili hanno contribuito al 36.2% della produzione interna e alla copertura del 32.4% della domanda elettrica nazionale che ha superato i 320 TWh (ovvero il 22,7 % della domanda totale, se si esclude anche qui l'idroelettrico storico).

Potenza installata per fonte RES (fine 2017)	MW
FOTOVOLTAICO	19.670
IDROELETTRICO	18.702
EOLICO	9.811
BIOMASSE	4.200

Per quanto riguarda il geotermico, altra fonte rinnovabile "storica" italiana non contemplata nella classifica precedente, la potenza installata a fine 2015 (mi scuso per il non allineamento dei dati, ma preferisco utilizzare dati consolidati) era pari a 915,50 MW e la energia prodotta nell'anno pari a 5,82 TWh (non credo, comunque, che ci siano stati scostamenti nel frattempo).

Nel parco delle rinnovabili sopra indicato, si possono distinguere quelle definite "non programmabili", sostanzialmente l'eolico, il fotovoltaico e l'idroelettrico da corsi d'acqua fluenti, da quelle definite "programmabili" o parzialmente programmabili, quali l'idroelettrico da serbatoio o bacino, le biomasse e il geotermico. Ovviamente l'idroelettrico da serbatoio o bacino è pienamente gestibile fino ad esaurimento "tecnico" dell'accumulo a monte. Le biomasse e il geotermico sono parzialmente gestibili all'interno di una certa rigidità di produzione, legata per l'una alla inerzia della combustione, per l'altro al controllo della pressione dei giacimenti.

In relazione alla produzione di energia elettrica vale la pena, brevemente di sottolineare la differenza fra il concetto di energia e quello di potenza, e di conseguenza la differenza che esiste fra la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, spesso non programmabili, e quella da fonti fossili.

L'energia prodotta da una centrale, misurata in MWh, è il risultato della moltiplicazione del valore della potenza effettivamente prodotta (non quella installata) misurata in MW per il tempo (misurato in numero di ore h) in cui la si è prodotta.

Data una potenza installata netta (netta vuol dire effettivamente inviabile in rete, quindi già defalcati i consumi interni), diciamo 300 MW, una centrale alimentata a combustibile fossile, quale che sia, al di là delle giornate nell'arco di un anno perse per guasti o per manutenzione, riesce a produrre energia per tutto il tempo richiesto anche alla massima potenza.

Facendo qualche numero, a fronte di 8760 ore presenti in un anno standard, e assumendo che detta centrale, al netto di fuori servizio o manutenzioni abbia potuto produrre per 8000 h, questa, se richiesto, può aver prodotto fino a $300 \text{ MW} \times 8000 \text{ h} = 2.400.000 \text{ MWh} = 2.400 \text{ GWh}$.

In una centrale di pari potenza netta, alimentata da fonti rinnovabili, esempio un parco solare fotovoltaico, la potenza installata è quella di progetto del parco, cioè quella per cui sono state dimensionate le superfici captanti nelle migliori condizioni, ma la potenza effettiva è quella generabile nelle condizioni reali che non

sono programmabili. A ciò si aggiunge che il numero delle ore in cui si riesce a produrre potenza è limitato dalla presenza del sole. Quindi per equiparare i calcoli, si è introdotto il concetto di numero di ore equivalenti al massimo carico (valutato in maniera statistica, sulla base delle rilevazioni degli anni precedenti) che ci dice per quante ore l'impianto potrebbe produrre al massimo carico. E anche questo numero va depurato dei guasti o delle manutenzioni (se non eseguite di notte) in cui l'impianto non è disponibile a produrre.

Parlando di energia da fotovoltaico, queste ore, in un anno di 8760 totali, corrispondono a circa 1200 (circa il 13-14%, anziché un 85-90% medio delle centrali alimentate da fossile).

Da un punto di vista puramente speculativo si può dire che per disporre in un anno della stessa capacità potenziale di produrre energia elettrica di un impianto fossile, necessitiamo di più di 7 volte la potenza installata fotovoltaica. E comunque non siamo certi di avere l'energia quando ci serve e, in molti casi, ne abbiamo di più di quanta ne richiediamo.

Ci si può chiedere: ma perché non accumularla, metterne un po' in cantina e usarla quando ci servirà.

Il nodo delle questioni rinnovabili è proprio l'"accumulo". Quando, infatti, in relazione ad una sempre maggiore percentuale di energia rinnovabile sul totale richiesto, si raggiungerà un eccesso di produzione occorrerà immagazzinare l'energia in un "contenitore" dal quale la si possa prelevare nei momenti di non-produzione oppure di eccesso di domanda. E' il caso, tipicamente, del già citato fotovoltaico, di notte ad es., e dell'eolico in assenza di vento o quando il vento non ha le caratteristiche idonee per la produzione. Essendo gli accumulatori di idonee capacità ancora a livello di prototipo, al momento non resta che integrare la generazione da rinnovabili con quella da fonti fossili tradizionali. Ricordiamo anche che le fonti fossili non sono tutte uguali, per rendimento ed impatto ambientale: il gas naturale bruciato nei cicli combinati è il combustibile a minor impatto ambientale e il tipo di impianto è quello che garantisce i rendimenti più elevati (oltre il 60%), ma anche i costi di produzione maggiori. Ovviamente gli impianti a carbone sono più inquinanti ed hanno il rendimento peggiore (circa il 45% nelle versioni più moderne) dei cicli combinati alimentati a gas naturale, ma anche costi di generazione inferiori. Il gas è anche il combustibile che, stoccato in versione liquida (GNL), sembra essere stato eletto a combustibile di nuova generazione in campo marittimo.

I sistemi di accumulo

I sistemi di accumulo "storici" sono rappresentati dagli impianti idraulici a "serbatoio" o "bacino", tipicamente situati in montagna. Detti impianti hanno avuto grande sviluppo negli anni 70'-80', quando per l'Italia era previsto un futuro "nucleare". Gli impianti a bacino erano, infatti, destinati a fornire energia con la caduta dell'acqua (turbinaggio) in caso di punte di carico, mentre l'acqua veniva riportata nell'invaso in quota, tipicamente di notte (pompaggio), quando la richiesta di potenza era minima, sfruttando l'energia prodotta dagli impianti nucleari che non sarebbero stati mai spenti (l'energia sarebbe stata pertanto accumulata, come si dice in gergo, a costi marginali). Anche con la cancellazione del programma nucleare questa impostazione è rimasta e gli impianti di pompaggio servono oggi per lo più a coprire le "punte" di carico.

Con il sempre maggior sfruttamento di energie rinnovabili quali il fotovoltaico e l'eolico, che non sono fonti programmabili, sarà indispensabile, come detto, accumulare energia in caso di surplus di produzione e utilizzarla quando la fonte rinnovabile non è disponibile per soddisfare richiesta, prima di utilizzare le fonti fossili. Oltre alla capacità di accumulare energia un altro importante parametro degli accumulatori è in quanto tempo possono restituire l'energia accumulata ovvero il valore della potenza erogabile.

I sistemi di accumulo oggi non svolgono ancora questo ruolo perché, salvo rarissimi casi, non si è ancora

arrivati a soddisfare la richiesta di energia elettrica solo con fonti rinnovabili, ma si stanno comunque sviluppando per uno scopo “parallelo”.

La rete elettrica richiede che in ogni momento il carico consumato e quello prodotto corrispondano al millesimo; il valore che funge da indicatore di questa corrispondenza è la frequenza della rete, i famosi, in Europa, 50 Hz. Se l'energia prodotta è più elevata di quella consumata, la frequenza sale, al contrario la frequenza scende, e gli utilizzatori, specialmente quelli rotanti (i.e. i motori), necessitano per la loro integrità strutturale che la frequenza rimanga in oscillazioni molto ristrette (+1, max +1,5 Hz/ -1, min -2Hz). Al di fuori di questa minima oscillazione, soprattutto quando la frequenza scende, la rete collassa (il black-out).

In passato, con l'eccezione delle nucleari (che poi non abbiamo mai massicciamente costruito) e delle idrauliche ad acqua fluente, la maggior parte delle centrali erano chiamate dal ripartitore (il sistema che controlla la frequenza) ad aumentare o ridurre il loro carico per mantenere la frequenza nei limiti richiesti.

La maggior produzione da fonti rinnovabili non programmabili, che in certe ore raggiunge percentuali istantanee non trascurabili sul totale prodotto (> 60-70%) crea dei problemi di regolazione e di stabilità sulla rete poiché non è in grado di variare la sua potenza per compensare gli squilibri. E questa erogazione di servizi rete (così si chiamano le azioni necessarie a compensare gli squilibri) è a completo carico della parte generatrice che è in grado di programmare il proprio carico. Per le unità generatrici in grado di fornire tale servizio, tale onere è molto più elevato (percentualmente sulla potenza prodotta) rispetto al passato, dove invece quasi tutti collaboravano al raggiungimento dell'obiettivo[1].

L'accumulo si sta quindi sviluppando oggi principalmente per erogare questi servizi di rete, in attesa, quando sarà disponibile un deciso surplus di energia da fonte rinnovabile, di erogare anche la piena potenza.

Diventa dunque fondamentale, sia per produrre i servizi di rete, sia per accumulare grandi quantità di energia, in presenza di una sempre più elevata penetrazione delle energie rinnovabili, un deciso sviluppo dei sistemi di accumulo. Terna (operatore che gestisce la rete di trasmissione elettrica italiana) ha previsto la realizzazione di progetti Large Scale Energy Storage afferenti a porzioni di rete a 150 kV del Sud Italia che risultano critiche per l'elevato numero di congestioni di rete derivanti dall'eccessiva penetrazione di FRNP (Fonti Rinnovabili Non Programmabili). I prototipi sono due da 12 MW di potenza e 80 MWh di capacità ed uno da 10.8 MW di potenza e 72 MWh di capacità. La tecnologia utilizzata per l'accumulo da questi prototipi è di tipo elettrochimico (sodio/zolfo). Edison, invece, ha installato ad Altomonte (CS), in abbinamento a un impianto fotovoltaico da 3,3 MW, un sistema di accumulo basato su batterie al Litio. Tale sistema di accumulo è racchiuso in un container di 12 m di lunghezza, ha una capacità di 822 kWh e una potenza di 500 kW: è composto da 108 moduli di batterie agli ioni di Litio che pesano complessivamente oltre 5,5 tonnellate. Tornando al traffico marittimo, anche Grimaldi ha ordinato un certo numero di navi ro/ro di tipo “ibrido” che azzereranno le emissioni in porto, durante la sosta, grazie a delle batterie al litio. E' anche previsto l'allungamento dei ferry Roma e Barcellona (sempre di Grimaldi) per l'inserimento di batterie al litio (“green retrofit”).

Faccio notare che per alimentare una sola nave da crociera durante lo stazionamento in porto servono dai 10 ai 20 MW e mettendo in conto uno stazionamento di 8 ore serve un'energia immagazzinata tra gli 80 ed i 160 MWh. Penso che i numeri parlino da soli (i 160 MWh di capacità corrispondono esattamente al doppio di quella del primo prototipo Terna e la potenza di 20 MW a poco meno del doppio di quella dello stesso).

Consumo di suolo

Se si guardano gli obiettivi al 2030 e al 2050 e lo sviluppo richiesto alle varie fonti rinnovabili per raggiungere gli obiettivi previsti, si evince che:

- la produzione geotermica, anche se percentualmente poco influente, non ha praticamente margini di ulteriore sviluppo, almeno per la geotermia con fluido ad alta temperatura;
- le biomasse non sembrano destinate ad un incremento significativo[2];
- l'idraulico è destinato ad un modesto sviluppo più che altro legato al retrofitting degli impianti esistenti ed al mini-idro (impianti di piccola potenza), essendo una fonte quasi completamente sfruttata da tempo nel nostro paese;
- il grosso della potenza dovrà venire, quindi, da solare ed eolico.

Il fotovoltaico ha attualmente una densità di circa 30-40 MW/Km², mentre per l'eolico tale parametro è pari a 7-8 MW/Km². Da considerare sempre che tali valori di potenza sono quelli di progetto, e che per sua natura la generazione da fonti rinnovabili non è in grado in tutte le condizioni di erogare tale potenza.

Tornando al nostro problema del porto e della potenza richiesta da una singola nave da crociera, possiamo dire che servirebbero come minimo circa mezzo Km² di fotovoltaico per alimentare una sola nave da crociera (un quadrato da 700 m circa di lato). Nel caso di eolico servirebbe, come minimo, circa un'area di 2 Km² ovvero un quadrato di circa 1.5 Km di lato. Come vediamo anche il consumo di suolo può essere un problema, almeno in alcuni casi (in generale, la tendenza attuale è quella di utilizzare le superfici laterali e/o frontali, a seconda dell'esposizione, degli edifici di nuova concezione e i tetti dei capannoni industriali in funzione o abbandonati).

Sono, comunque, in corso di studio, però, tecnologie destinate a ridurre notevolmente il consumo di suolo, in particolare per il solare, attraverso il miglioramento della capacità di captazione dei pannelli, ora largamente inferiore al 20% (con l'impiego di nuovi materiali, già sperimentati in capo aerospaziale), o con tecnologie diverse dal fotovoltaico, per esempio il solare termodinamico a concentrazione unica o con concentratori distribuiti. Quest'ultima tecnologia, utilizzando l'energia captata per riscaldare un fluido, (che poi permette la produzione di vapore con il suo utilizzo con metodi tradizionali) ne consente oltre al diretto sfruttamento anche l'accumulo, utilizzando l'energia assorbita, per coprire anche periodi serali o notturni.

Quanto detto va associato al fatto che, comunque, servono significative aree per sviluppare la produzione di energia elettrica da solare ed eolico. Non per niente i grossi impianti di produzione di energia elettrica sorgono dove sono disponibili grandi spazi desertici (vedi Spagna ed USA), anche molto distanti dal luogo di utilizzo, e per diminuire le perdite di trasporto vengono realizzate delle linee elettriche in continua (HVDC= High Voltage Direct Current).

Nel caso dell'eolico, grossa fonte di energia nei Mari del Nord, sono tipici gli impianti off-shore, realizzati non sulla terra ferma, in modo da sfruttare una certa costanza dei venti.

Sugli stessi presupposti (generazione di energia nei siti più favorevoli) si basa lo sfruttamento del solare nel Nord Africa ed il trasporto di energia in Europa con cavi sottomarini (ad es. tramite la Sicilia e la Spagna).

In Italia, ragionando in termini di grande taglia e tenendo in conto, non ultimo, delle tariffe:

- il fotovoltaico al Nord è profittevole solamente in pochi casi, al Centro la situazione migliora e ancor di più lo diventa al Sud, a fronte comunque di una notevole discontinuità;
- l'eolico, per mancanza di siti adeguati, non è mai conveniente al Nord; al Centro lo è in certe zone; mentre lo è può diventare al Sud (anche in questo caso il punto più negativo è quello legata alla insufficiente costanza della fonte).

Per quanto detto sopra appare molto complicata la realizzazione di impianti fotovoltaici e eolici di una certa potenza all' "interno" di un porto. Inoltre la Liguria ha una conformazione geografica ed una densità di popolazione che non consente di utilizzare neanche le aree nelle immediate vicinanze.

Stabilità e programmabilità

A fronte del programma di passaggio da fonti fossili a fonti rinnovabili, la stabilità della rete sarà sempre più strettamente connessa con le capacità dell'accumulo, in quantità e in velocità di risposta. Già diversi anni fa, durante il periodo estivo, è accaduto, sia pure per poche ore, che una domenica la richiesta di energia fosse praticamente saturata dalla energia prodotta dalle rinnovabili. La rete, per oscillazione di frequenza, ha rischiato il black-out. Il pericolo andrà via via diminuendo col tempo non solo per il miglioramento dei sistemi di risposta e della quantità di accumuli disponibili, ma anche grazie al fatto che le reti di trasmissione del paese e tra i diversi paesi della Comunità Europea tendono sempre più ad essere integrate (reti magliate).

Sul versante della non –programmabilità in questi anni sono stati profusi grossi sforzi per lo sviluppo di algoritmi in grado di prevedere “sole” e “vento”, sia in relazione alla disponibilità (c'è – non c'è) sia in relazione alla quantità (quanta ce n'è), quindi quando e quanto posso generare. Tali algoritmi sono in diversi casi estremamente precisi in zone orograficamente regolari (grandi distese d'acqua, grandi pianure), non lo sono purtroppo in zone come l'Italia

Smaltimento

Occorre inoltre sottolineare che mentre per i pannelli solari hanno oggi una “vita” sia fisica sia tecnologica ben più lunga che nel passato (20 anni ed anche più contro i 10 di una volta) altrettanto non si può dire per le batterie; occorre quindi prevedere oltre che un adeguato smaltimento, trattandosi di rifiuti speciali, anche una corretta valutazione economica dell'intervento includendovi tutto il ciclo vitale, cosa ad oggi non chiaramente definita.

Nel caso delle pale eoliche, la loro vita tecnologica è decisamente più breve di quella fisica, e diverse società produttrici di energia elettrica, hanno già iniziato il retrofit dei loro parchi installati anche meno di 10 anni fa.

Conclusioni

- Come da sempre gli addetti ai lavori sostengono, un'importante fonte rinnovabile (anche se non nel vero senso della parola) è costituita dall'aumento dei rendimenti, sia della produzione (impianti di generazione) sia dell'utilizzazione (motori, device, ecc.) [3];
- Fondamentale è lo sviluppo di sistemi di accumulo;
- Per il momento non si può prescindere dall'apporto delle fonti fossili poiché le fonti rinnovabili sono largamente insufficienti e lo saranno ancora per diversi anni (da privilegiare il gas naturale con il suo utilizzo nei cicli combinati, rispetto al carbone; bandire l'olio combustibile negli utilizzi industriali, diminuire la dipendenza dal petrolio dell'automotive favorendo la mobilità elettrica);
- Migliorare l'inter-connessione della rete elettrica europea, attraverso l'eliminazione dei suoi colli di bottiglia e il miglioramento del sistema di controllo;
- Sviluppare algoritmi di previsione di sole e vento più affidabili;
- Produrre energia nei posti più idonei (e sicuri) e provvedere al trasporto anche a grande distanza.

[1] L'attuale rete di generazione e trasmissione dell'energia elettrica è concepita e realizzata in termini che si possono definire gerarchici: pochi nodi di produzione (circa 200 in Italia, comprendendo fra essi i circa 10 collegamenti con l'estero) sono deputati a produrre l'energia necessaria in ogni momento nel Paese, in funzione del carico e delle autoproduzioni esistenti in quel momento.

Al momento questi sono i soli nodi facilmente controllati e controllabili in modo che l'energia da essi prodotta corrisponda a quella richiesta (l'energia necessaria alle utenze in esercizio meno l'autoproduzione). Come è noto, l'attuale gestore della rete nazionale è Terna.

Il carico della rete varia in modo conosciuto per ogni ora del giorno e per ogni ora dell'anno, in base a dati storici ed a valutazioni statistiche previsionali; pertanto il sistema di controllo della rete nazionale fa richiesta ai produttori di energia dei nodi sopra citati di mettere in esercizio e regolare la potenza degli impianti ora per ora di ogni giorno dell'anno in modo da bilanciare in ogni momento il carico con la produzione (l'energia elettrica in corrente alternata ha 50 cicli al secondo, e i tempi di reazione dei sistemi di controllo devono essere paragonabili a qualche ciclo, e cioè a centesimi di secondo). Poi, per far fronte a possibili transitori non previsti (anomali aumenti di carico, guasti a linee o ad impianti di produzione), il gestore della rete richiede di mantenere in esercizio a carico pressoché nullo anche diversi impianti idraulici a vaso e turbogas (impianti che possono rapidissimamente assumere carico), distribuiti nel territorio e pronti a produrre subito energia in caso di necessità (una centrale ferma a combustibile fossile ha tempi lunghi di avviamento). Questo insieme di impianti è la cosiddetta "riserva rotante", essenziale per la stabilità dell'intero sistema, che opera in una situazione di grande interdipendenza.

[2] Non è, però, da dimenticare l'autoproduzione di biometano dagli scarti organici e i fanghi che a Genova avrebbe un potenziale di 4,3 milioni di metri cubi/anno. Questo equivarrebbe a poco più di 40.000 MWh all'anno. Pensando a 8000 ore annue di funzionamento si avrebbero a disposizione poco più di 5 MW in continuativo e circa 15 MW pensando, invece, ad un funzionamento di 8 ore giornaliere. Ovviamente bisognerebbe disporre di un gruppo generatore (gruppo rotante turbina-alternatore) di potenza congruente.

[3] Ad es., anche prescindendo dal potere inquinante del tipo di combustibile (gas metano decisamente più ecologico rispetto al carbone), già il solo rendimento degli impianti di generazione a ciclo combinato (gas metano) del 60%, rispetto al 45% degli impianti a carbone, porta a bruciare il 15% in meno di carburante e proporzionalmente ad inquinare di meno nella stessa percentuale. Analogo discorso si può fare, ad es., per i motori elettrici ad alta efficienza, detti Premium, realizzati allo scopo di consumare meno energia e quindi, a parità di prestazioni, ad inquinare meno.

Note finali

I valori numerici sono stati derivati da un rapporto del Politecnico di Milano presentato alla Bovisa il 10 Maggio di quest'anno (vedere sul web Infobuild Energia) e dal sito di TERNA.

Si ringrazia per la sua paziente e competente opera di revisione l'amico ing. Giampero Valenti, Chief Executive Officer di ConCert S.r.l. Enel Group, senza la quale la nota sarebbe stata meno completa e meno accattivante

Enzo Tortello