

## L'accumulo per il fotovoltaico: facciamo un po' di conti

Domenico Coiante – Aspoitalia – 1/novembre/2011

### Introduzione

Da qualche tempo la TERNA, (società a partecipazione pubblica cui spetta il compito di gestire la rete nazionale per la trasmissione dell'energia elettrica), ha iniziato a proporre la realizzazione di un sistema di accumulo elettrico, sia in bacini di pompaggio, sia in batterie di accumulatori elettrochimici, da affiancare alla rete in modo da utilizzare meglio la produzione intermittente dell'eolico e del fotovoltaico (<http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=JjU3I0gXCUQ%3d&tabid=5338>).

Oltre alle ragioni volte a rendere la fornitura di potenza casualmente intermittente, (eolica e fotovoltaica), meno pericolosa per la stabilità della rete, la giustificazione tecnica dell'impresa si basa sulla necessità di immagazzinare l'energia, prodotta in eccesso rispetto alla domanda istantanea, e di differirne l'immissione in rete di alcune ore, in modo da utilizzarla per rispondere alla richiesta del carico nei periodi di punta mattutina e serale.

L'associazione delle imprese elettriche, ASSOELETRICA, ha impugnato la proposta adducendo ragioni, sia di principio, sia economiche che dovrebbero impedirne la realizzazione. In sostanza si fa presente che l'accumulo dell'elettricità e la sua rivendita alla rete si configurano come attività di produzione elettrica non compatibili con la ragione sociale pubblica della TERNA. Allo stesso momento si fa rilevare che tutti gli studi economici dimostrano la non convenienza dell'accumulo elettrochimico in confronto alla produzione diretta da impianti termoelettrici moderni ad alta efficienza.

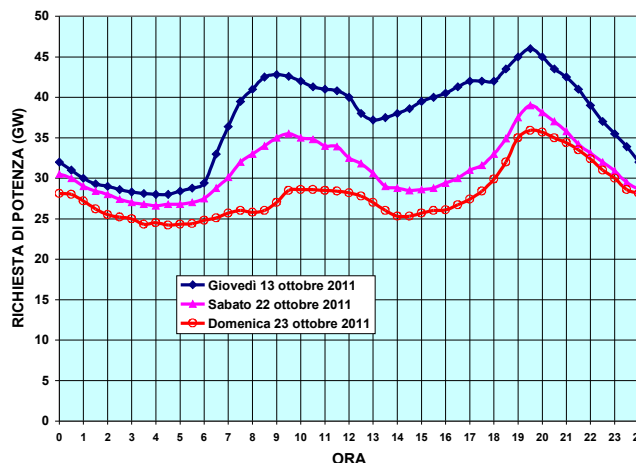
La contesa sta andando avanti ormai da quasi un anno nelle varie sedi di competenza senza aver prodotto ancora una decisione definitiva.

Per comprendere un po' meglio i termini della disputa, cerchiamo di entrare nel merito della questione.

### Domanda di elettricità in rete

La situazione giornaliera tipica è mostrata dalla Fig.1, in cui è riportato il diagramma orario di carico di alcune giornate lavorative e feriali (nella fattispecie giovedì 13, sabato 22 e domenica 23 ottobre 2011) come pubblicato dalla Terna.

Fig.1 – Tipica richiesta oraria di potenza elettrica sulla rete nazionale nei giorni lavorativi e festivi. Fonte: [www.terna.it/default.aspx?tabid=1024](http://www.terna.it/default.aspx?tabid=1024)



Nei giorni lavorativi (curva nera), la domanda di potenza, partendo dal minimo notturno, s'impenna intorno alle ore 6, raggiunge il picco mattutino alle 9 circa, quando fabbriche ed uffici entrano in piena attività e poi scende

ad un minimo alle 12,30 in corrispondenza della pausa-pranzo. Successivamente torna ad aumentare fino a raggiungere il picco serale alla ore 19,30 in relazione all'aumento del consumo per l'illuminazione. Mano a mano che si riduce l'attività nelle fabbriche e negli uffici, la richiesta di potenza cala fino a riportarsi sui valori minimi notturni.

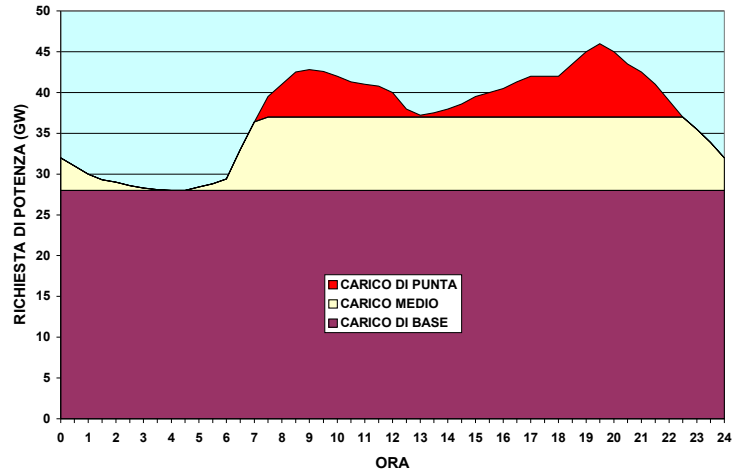
Di sabato (curva magenta), quando una parte degli uffici e delle fabbriche è inattiva, il profilo della domanda si abbassa, continuando a mantenere un andamento analogo. Di domenica (curva rossa), la richiesta assume il profilo più basso.

Per fronteggiare la domanda, il Gestore dei Servizi Elettrici, in accordo con la Terna cui spetta il compito di gestire la rete di trasmissione, si avvale del sistema dei generatori (di vario tipo) presenti sul territorio nazionale e, all'occorrenza, fa anche ricorso all'importazione di elettricità dall'estero. A parte eventuali esigenze improvvise non previste, l'intervento dei generatori è programmato il giorno prima sulla base delle

previsioni statistiche del consumo orario. L'adeguamento della produzione elettrica alla richiesta istantanea è fatto ogni 15 minuti.

Dal punto di vista pratico, il diagramma giornaliero di carico può essere suddiviso in tre fasce, che sono individuabili in corrispondenza del minimo notturno e di quello meridiano, come mostrato nella Fig.2 con riferimento al profilo orario relativo al grafico di Fig.1 (13 ottobre 2011). Il valore di questi minimi varia di giorno in giorno (in particolare la domenica) e, pertanto, la larghezza delle fasce è giornalmente diversa.

Fig.2 – Fasce di potenza rispetto al carico giornaliero (Fonte: elaborazione dell'autore)



Tenendo ben presente questo fatto e a puro titolo esemplificativo, osserviamo che la fascia detta del carico di base (la più bassa in figura) è quella che garantisce, per tutte le 24 ore, l'alimentazione del carico minimo che è sempre presente in rete. I generatori dedicati a questa fascia sono generalmente di grande taglia e lavorano ininterrottamente a piena potenza, realizzando così il più basso costo di produzione del kWh.

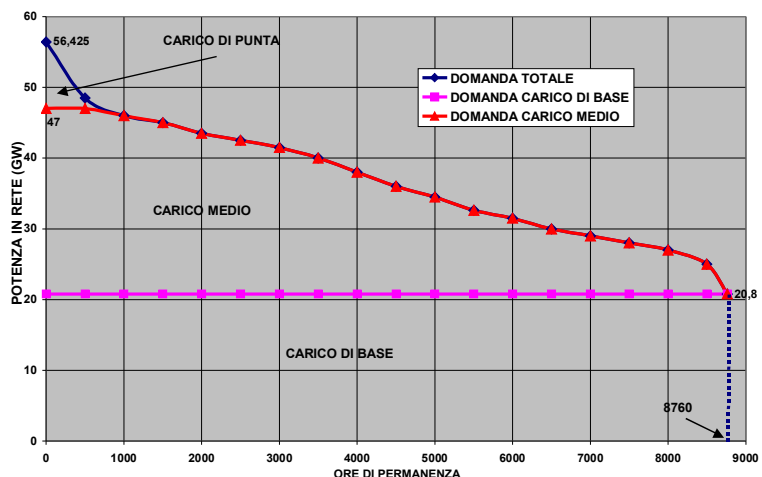
La fascia sovrapposta, detta del carico intermedio, afferrisce a generatori di taglia media, la cui potenza è parzialmente modulabile in modo da poter seguire le variazioni programmate del carico. Come si può notare, l'intervento di questi generatori è richiesto solo per una parte della giornata. Ciò comporta che il loro tempo annuale di utilizzo è più basso del valore di targa e, di conseguenza, il costo di produzione del kWh è più alto.

A questa fascia si sovrappongono le punte di assorbimento, la cui variabilità temporale richiede l'intervento di generatori a risposta rapida, sia rispetto al tempo d'accensione, sia riguardo alla velocità di modulazione della potenza in uscita. Generalmente vengono dedicati a questa applicazione generatori termoelettrici turbogas di piccola taglia. Il breve periodo di utilizzo (solo durante i picchi) limita fortemente il fattore di capacità di questi impianti e ciò porta al costo di produzione del kWh termoelettrico in assoluto più alto.

Come già detto, la situazione mostrata in Fig.2 si riferisce al diagramma orario del giorno 13 ottobre. Se ripetessimo la nostra rappresentazione anche per gli altri giorni, troveremmo valori diversi per l'ampiezza delle fasce di carico. Pertanto, tale ampiezza, pur avendo una certa ripetitività settimanale, può variare notevolmente nel corso dei mesi in corrispondenza delle esigenze stagionali del carico.

La situazione effettiva della domanda oraria media annuale si ricava in modo più accurato dalla curva di durata del carico riprodotta in Fig.3.

Fig.3 – Curva della durata della potenza richiesta in rete per l'anno 2010 (Fonte: Terna, [www.terna.it](http://www.terna.it))



Il carico di base annuale (curva magenta), presente per 8760 ore, è di 20,8 GW. Il carico medio (crva rossa), detto anche modulato perché variabile, si sovrappone alla base raggiungendo un'ampiezza massima di 27 GW in corrispondenza della durata di circa 600 ore ed, infine, ad esso si sovrappone il carico di punta (curva blu) che raggiunge un massimo di 9,425 GW. La domanda di potenza sulla rete italiana nel 2010 ha raggiunto il valore di punta di 56,425 GW.

L'energia annuale corrispondente al periodo di punta si può ricavare dal grafico, approssimando ad un triangolo l'area del picco racchiuso tra la curva in blu e quella in rosso, cioè  $(600 \times 9,425 : 2) = 2827$  GWh. In conclusione, nella rete italiana sono immessi annualmente circa 2,8 TWh, provenienti da piccole centrali turbogas, che funzionano per meno di 600 ore all'anno e che, pertanto, producono il kWh al massimo costo. Per quanto si vedrà nel seguito, è importante conoscere con precisione questo costo. In linea di principio, la curva di durata ci permette di specificare tutti i costi di produzione del kWh immesso in rete da ciascun generatore, una volta che sia conosciuta la sua tipologia e la sua posizione rispetto al grafico, cioè il numero di ore annuali del suo funzionamento. Ciò implica la conoscenza dettagliata di tutto il parco dei generatori della rete italiana. Questo lavoro certosino può essere evitato consultando le statistiche annuali dei prezzi orari aggiudicati sul mercato elettrico, avendo l'accortezza di considerare questi prezzi come il limite superiore dei relativi costi di produzione.

Sul sito [www.mercatoelettrico.org/It/Default.aspx](http://www.mercatoelettrico.org/It/Default.aspx), è possibile vedere l'andamento giornaliero dei prezzi d'asta e le statistiche annuali. Si può constatare, ad esempio, che, nei giorni lavorativi come il 13 ottobre, il prezzo del kWh è salito da un valore minimo di circa 0,06 €/kWh per la fascia di base fino ad un massimo di circa 0,14 €/kWh per la punta, con un valore medio giornaliero di 0,08 €/kWh. Acquisiamo, pertanto, il fatto che un kWh immesso in rete nel periodo di punta può valere molto di più del valore medio.

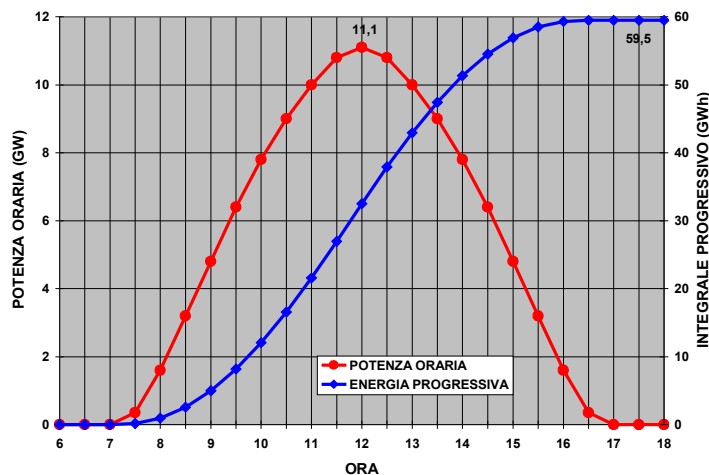
### Inserimento del fotovoltaico

Come già detto, al 13 ottobre 2011 la potenza complessiva degli impianti fotovoltaici, allacciati alla rete nazionale ed entrati progressivamente in produzione, ammontava a circa 11,1 GWp.

In una giornata limpida e serena, come quelle che si sono avute quest'anno per tutto il mese di settembre e ottobre, il diagramma orario della produzione giornaliera totale di potenza PV (*PV = PhotoVoltaic*) può essere approssimativamente rappresentato come nella Fig.4 (curva in rosso).

In assenza di nubi, la potenza aumenta progressivamente nelle ore mattutine fino a raggiungere il massimo (11,1 GWp) alle 12 e poi diminuisce gradualmente fino al tramonto del sole. Nel frattempo l'energia elettrica prodotta viene immessa in rete per una quantità totale di 59,5 GWh (curva in blu). Occorre avvertire che questo comportamento ideale è tipico dei giorni di pieno sole, mentre in condizioni di variabilità d'insolazione, il grafico della potenza PV si presenterebbe più basso e, in genere, molto frastagliato e l'energia immessa in rete sarebbe minore.

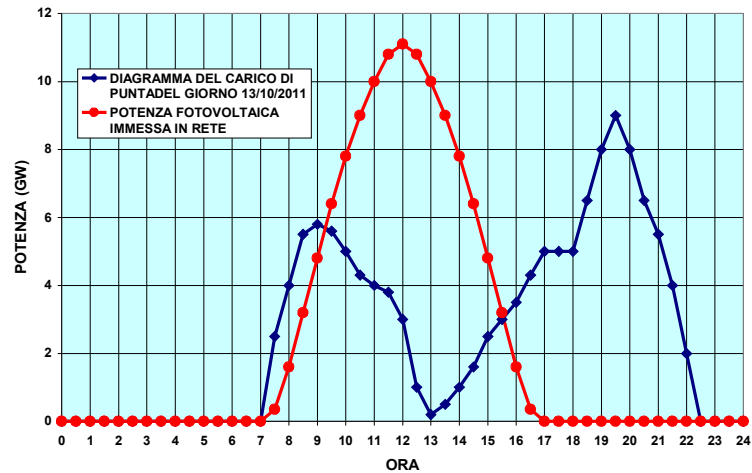
Fig.4 – Diagramma orario esemplificativo della produzione complessiva di potenza e d'energia degli impianti fotovoltaici installati in Italia al 13/10/2011 durante una giornata limpida e serena su tutto il territorio nazionale. (Fonte: elaborazione dell'autore)



Il costo attuale di produzione del kWh per gli impianti fotovoltaici di grande taglia si può stimare intorno a 0,2 €/kWh [costo d'impianto chiavi in mano = 2500 €/kWp, (<http://solarbuzz.com>), costo manutenzione = 1% annuo, vita operativa = 30 anni, interesse reale = 5%].

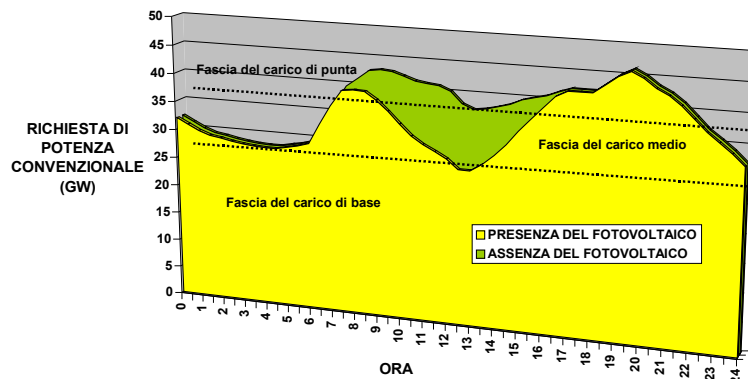
Le disposizioni di legge circa la priorità del dispacciamento delle fonti rinnovabili fa sì che la Terna debba accettare in rete tutta la potenza PV simultaneamente alla sua generazione (a meno di impedimenti tecnici giustificati). E' particolarmente interessante vedere come si va a collocare tale potenza rispetto al diagramma orario del carico di punta. Estraiamo, pertanto, dalla Fig.2 soltanto il profilo dei picchi di carico e riportiamolo nella Fig.5 (curva blu).

Fig.5 – Confronto tra la potenza PV (curva in rosso) ed il carico di punta in rete (curva in blu). (Fonte: elaborazione dell'autore)



Il picco di produzione PV si va parzialmente a sovrapporre alla punta mattutina della richiesta. Ciò costituisce una condizione di vantaggio perché i kWh PV sono in tal modo valorizzati, in quanto essi vanno a sostituire i costosi kWh degli impianti turbogas, impiegati per coprire la domanda di punta e pagati dalla rete molto più del valore medio. Purtroppo, però, il massimo di produzione PV risulta slittato di qualche ora rispetto al picco della domanda, cosicché esso va a capitare nel momento meridiano di momentanea bassa richiesta. Inoltre, la potenza PV porta uno scarso contributo all'alimentazione del picco serale, che è quello più importante della giornata. Un'altra osservazione è che l'altezza del picco di produzione PV (circa 11 GWp) ha ormai raggiunto un valore molto più alto del picco mattutino della domanda (circa 6 GW in riferimento alla fascia di punta). Ciò significa che la potenza PV in eccesso va ad incidere anche sulla fascia sottostante del carico medio, dove il kWh PV risulta abbastanza svantaggiato rispetto ai costi di produzione tipici di questa fascia. La situazione è resa visibile nella rappresentazione grafica generale di Fig.6.

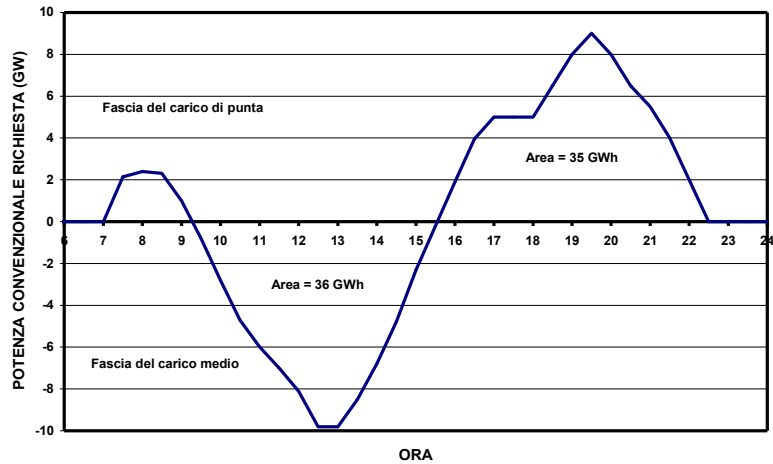
Fig.6 – Diagramma di carico in assenza di PV (profilo dell'area verde) e in presenza in rete della potenza PV in un giorno assoluto (profilo dell'area in giallo) (Fonte: elaborazione dell'autore).



Il diagramma di carico in assenza di fotovoltaico (in verde) è modificato profondamente dall'immissione in rete della potenza PV (area in giallo). Oltre ad abbassare il picco della domanda mattutina, il fotovoltaico contribuisce significativamente a ridurre l'area della fascia del carico medio, con un piccolo sconfinamento intorno alle ore 12 anche nella fascia del carico di base, dove il confronto economico con i kWh termoelettrici è ancora più svantaggioso. Purtroppo, come già detto, la potenza PV non ha alcun effetto sul costoso picco della richiesta serale.

Questo aspetto è reso più evidente dal grafico di Fig.7, che riporta il profilo orario della richiesta di potenza convenzionale nel periodo temporale d'interesse dopo aver detratto il contributo del fotovoltaico. Nella rappresentazione, è stato adottato come livello di riferimento la linea di separazione tra la fascia del carico di punta e quella del carico medio.

Fig.7 – Profilo della richiesta oraria di potenza convenzionale modificato dall'immissione in rete del fotovoltaico (Fonte: Elaborazione dell'autore)



Si può notare come il picco mattutino sia fortemente ridotto e la richiesta di potenza convenzionale si abbassi nella fascia del carico medio durante le ore di presenza della potenza PV. La quantità d'energia termoelettrica sostituita in questa fascia ammonta a circa 36 GWh (area in figura racchiusa tra l'asse delle ascisse e la curva di potenza a valori negativi che si spinge nella fascia del carico medio). Ricordando che la quantità totale dell'energia PV era di circa 59 GWh, possiamo concludere che soltanto 23 GWh sono valorizzati al massimo per sostituire i costosi kWh del picco, mentre i rimanenti 36 GWh sono impiegati nella fascia del carico medio, dove il kWh vale di meno.

### La proposta della TERNA

Con riferimento alla Fig.7, riassumiamo l'argomento. Soltanto una parte minoritaria dei kWh PV prodotti in corrispondenza del picco mattutino sono valorizzati nel confronto economico con l'alto costo di produzione dei kWh termoelettrici degli impianti turbogas di punta. La parte maggiore va ad alimentare il carico medio e, quindi, il kWh PV va a confrontarsi con il costo di produzione relativamente basso dei generatori termoelettrici dedicati a questa fascia. Ne segue una perdita di valore, che rende il differenziale economico reale, quello al netto delle incentivazioni, del fotovoltaico molto più significativo.

Il produttore PV non risente di questo aspetto negativo perché il ricavo del suo impianto rimane invariato sul livello della tariffa incentivata del Conto Energia, per la quale tutti i kWh forniti alla rete sono remunerati allo stesso modo. Per il bilancio pubblico, però, il ritorno economico dell'incentivazione erogata si riduce fortemente passando dalla fascia di punta a quella del carico medio. Ne segue che, se fosse possibile, sarebbe più vantaggioso utilizzare i kWh PV per coprire le esigenze della domanda di punta.

Se si torna indietro alla Fig.7, si può osservare che l'area del picco negativo è pressoché uguale a quella della punta serale. Pertanto, se potessimo accumulare tutta, o in parte significativa, l'energia PV in eccesso rispetto alle esigenze istantanee della punta mattutina (area del picco negativo in figura) e utilizzarla in tempo differito di circa 7 ore per alimentare il picco della domanda serale, potremmo valorizzare al massimo tutti i kWh PV.

Analogamente per l'eolico esiste una quantità notevole di energia prodotta di notte ed immessa in rete nella fascia del carico di base, dove il valore, e quindi il prezzo d'acquisto, è bassissimo. Accumulare i kWh eolici notturni e differirne nel tempo il loro impiego in rete permetterebbe la loro valorizzazione. Queste considerazioni economiche, anche se non esplicitamente dichiarate, affiancano le motivazioni tecniche e sono alla base del progetto proposto dalla TERNA.

La fattibilità di questo progetto ha due aspetti: uno tecnico e l'altro economico.

Per quanto riguarda l'aspetto tecnico, esistono alcune opzioni già ampiamente collaudate, tra le quali appaiono più praticabili, soprattutto per le grandi dimensioni richieste nel nostro caso, l'accumulo d'elettricità in batterie stazionarie di accumulatori elettrochimici e l'accumulo d'acqua in bacini sopraelevati con relativa ricaduta a valle attraverso turbine idroelettriche e riciclaggio.

La tecnica del pompaggio dell'acqua è consolidata da numerosi anni e già largamente applicata in Italia con una situazione di saturazione degli impianti che difficilmente può prevedere un ulteriore ampliamento, stante la diffusa opposizione sociale alla costruzione di nuovi bacini di stoccaggio. Ciononostante, la TERNA propone la costruzione di numerosi bacini idrici nelle zone collinari e montuose dell'Appennino apulo-campano e della Calabria dove è massima la densità d'impianti eolici. Dato che la fattibilità del progetto appare molto problematica, soprattutto per le preoccupazioni di carattere socio-ambientale circa la collocazione degli invasi, giudichiamo questa opzione scarsamente praticabile e, quindi, eviteremo d'occuparcene nel seguito.

Grazie ai recenti miglioramenti nella tecnologia degli accumulatori elettrochimici (vedi batterie a litio-polimeri), la TERNA ritiene opportuno optare anche per questa scelta. La Società ha presentato un progetto per realizzare un sistema di centri d'accumulo in batterie, diffusi sul territorio in modo da poter utilizzare meglio l'elettricità intermittente che proviene soprattutto, ormai in quantità rilevante, dal fotovoltaico. L'accumulo ha un duplice obiettivo:

- a. stabilizzare la variabilità della fornitura di potenza alla rete onde evitare lo spreco d'energia conseguente al distacco degli impianti, imposto dai motivi di sicurezza della rete;
- b. valorizzare l'energia intermittente mediante il dispacciamento temporale lungo il diagramma di carico in modo da alimentare con l'elettricità accumulata il carico della punta serale.

Proviamo ad esaminare l'argomento dell'accumulo elettrochimico. In questo caso, sorge subito qualche perplessità circa le dimensioni del parco di batterie, necessarie per accumulare una così grande quantità di energia, e le relative preoccupazioni per l'impatto ambientale. Infatti, tenendo presente che la densità d'energia degli accumulatori è circa 40 Wh/kg per quelli a piombo-acido e 140 Wh/kg per quelli a litio-polimeri, accumulare un solo GWh significa ricorrere ad un parco di batterie del peso rispettivo di 25 000 e 7140 tonnellate. Tenendo presente che, per valorizzare appieno i kWh fotovoltaici, dovremmo accumulare qualche decina di GWh, si capisce immediatamente l'insorgere di preoccupazioni circa la quantità di materiali messa in gioco e la loro disponibilità (soprattutto se l'opzione d'accumulo venisse adottata in tutto il mondo). Esiste, inoltre, qualche perplessità sul piano logistico per la collocazione in sicurezza di una così grande massa di impianti, che hanno caratteristiche di tipo chimico (piombo, cadmio, acido solforico, ecc.). Tuttavia, la considerazione che i sistemi di batterie sono destinati ad un uso stazionario trasferisce queste preoccupazioni alla disponibilità di suolo e di edifici adeguati per il loro alloggiamento. Trattandosi di tecnologia ormai nota e consolidata nell'uso, ciò non dovrebbe costituire un problema insormontabile. Non dobbiamo, però, ignorare che un impiego così massivo di accumulatori elettrochimici pone indubbiamente un problema ambientale circa la dismissione degli impianti ed il riciclaggio dei materiali, cosa per altro già in atto per le batterie delle automobili.

Messa da parte questa preoccupazione, osserviamo che, sul piano tecnico, non esistono impedimenti per il progetto, perché l'accumulo elettrochimico è una tecnica già consolidata e ampiamente collaudata.

Per ciò che concerne l'aspetto economico, invece, esistono molti dubbi.

Da una piccola ricerca effettuata sul web, emerge la seguente situazione dei costi all'ingrosso delle batterie: da 1 a 2 €/Wh per gli accumulatori litio-polimeri; da 0,05 a 0,1 €/Wh per quelli a piombo-acido. Le batterie al nichel-cadmio hanno un costo intermedio.

La vita operativa, stimata nel numero di cicli per cui la capacità iniziale si riduce al 50%, si aggira intorno ai 3000 cicli di carica e scarica per il litio-polimeri e 2000 cicli per il piombo-acido. Pertanto, ogni Wh di capacità della batteria accumula in tutta la vita operativa una quantità d'energia di 2250 Wh per il litio-polimeri e 1500 Wh per il piombo-acido. L'efficienza per la carica è in entrambi i casi del 90% e quella di scarica dell'80%, per cui il rendimento dell'intero ciclo è pari al 72%. Di conseguenza, ogni Wh fornito in entrata alla batteria è reso al carico come 0,72 Wh, per cui avremo, nell'intera vita operativa, energia utile in misura rispettivamente pari a 1,62 kWh e 1,08 kWh per ogni Wh di capacità nei due casi.

Consideriamo un prezzo intermedio (rispetto all'intervallo sopra riportato) di 1,5 €/Wh per gli accumulatori a litio-polimeri e 0,07 €/Wh per quelli al piombo-acido. Approssimativamente, ciascun kWh che transita per il sistema d'accumulo verso il carico è gravato da un'aggiunta di costo di circa 0,92 € nel caso delle batterie al litio e 0,065 € per quelle al piombo.

Teniamo conto che questi costi si vanno ad aggiungere a quello di produzione del kWh PV e che il tutto si deve poi confrontare con il prezzo medio di vendita in rete del kWh, (al presente circa 0,08 €). Ne deriva che la stima dei costi d'accumulo ci porta immediatamente a considerare come difficilmente sostenibile il costo dei sistemi a batterie litio-polimeri, mentre l'opzione degli accumulatori al piombo può essere discussa sostanzialmente per due motivi.

Il primo è che il costo di 0,065 €/kWh è commensurabile con il prezzo medio di vendita del kWh; il secondo è che la grande dimensione del sistema d'accumulo potrebbe permettere di spuntare rilevanti sconti sul prezzo delle batterie, cosa che ne potrebbe far diminuire sensibilmente il costo.

Ad esempio, uno sconto di quantità del 30% produrrebbe un costo delle batterie di 0,049 €/Wh e quindi un costo per il kWh accumulato di circa 0,045 €/kWh, confrontabile con il costo di generazione nella fascia di base e vantaggioso rispetto al prezzo delle punte.

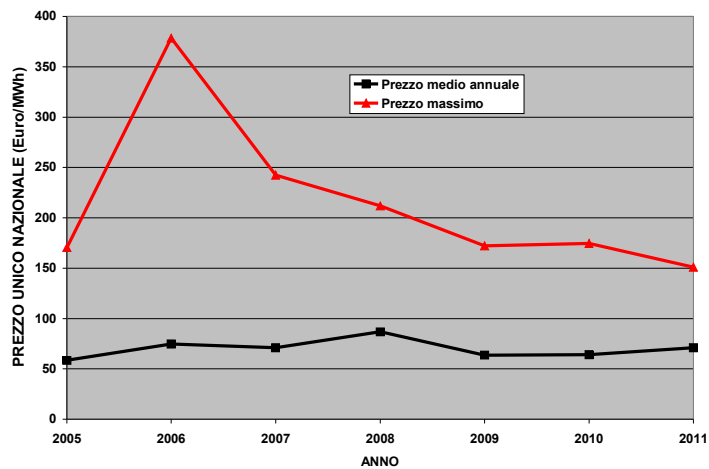
Supponiamo che questa situazione sia realizzabile e mettiamoci dal punto di vista del gestore della rete.

Il costo di produzione del kWh PV è recuperato attraverso le incentivazioni, che sono pagate dagli utenti sulla componente A3 della bolletta e quindi non dal gestore. Infatti, egli spende per l'acquisto dell'energia



fotovoltaica un prezzo pari alla media giornaliera del PUN (Prezzo Unico Nazionale), cioè circa 0,08 €/kWh nel 2011. Facendo passare i kWh PV per l'accumulo si aggiungono 0,045 €/kWh, per un costo totale di 0,125 €/kWh, cioè 125 €/MWh. Teniamo in memoria questa cifra e confrontiamola con l'andamento del PUN degli ultimi 7 anni, rappresentato nella Fig.8.

Fig.8 – Andamento del Prezzo d'acquisto Unico Nazionale negli ultimi anni nei suoi valori medi e massimi (Fonte: Gestore Mercato Elettrico,



[www.mercatoelettrico.org/It/Statistiche/ME/DatiSintesi.aspx](http://www.mercatoelettrico.org/It/Statistiche/ME/DatiSintesi.aspx) )

A fronte di un comportamento abbastanza regolare del PUN medio, che ha oscillato tra circa 52 e 87 €/MWh, il valore massimo del prezzo, riscontrato durante le punte del carico, è salito ad un record di circa 378 €/MWh nel 2006 per poi calare gradualmente fino al valore di 151 €/MWh nel 2011 (ottobre scorso). Pertanto, l'energia fotovoltaica, accumulata al costo totale di 125 €/MWh potrebbe essere rivenduta durante la punta serale con un margine di guadagno lordo, che, nel caso più favorevole per la TERNA, potrebbe essere di 26 €/MWh.

Naturalmente la nostra analisi è semplificata e sicuramente il margine è sovra stimato, ma il risultato sarebbe ugualmente incoraggiante anche se il bilancio si chiudesse alla pari. Infatti, per la TERNA esistono ulteriori vantaggi economici dalla introduzione del sistema di accumulo. Nel rapporto citato all'inizio di questo lavoro sono elencati e valutati vari motivi tecnici, che producono consistenti economie di gestione per la rete. Per tutti, vale la pena di citare la possibilità di ridurre significativamente il numero dei generatori di riserva dedicati alla sicurezza della rete, cosa che permetterebbe significative riduzioni dei costi.

Purtroppo, il documento citato non quantifica i costi dell'accumulo e non ne stima i vantaggi indiretti e, pertanto, esso appare poco esaustivo. E' questa incompletezza che fa sorgere i dubbi e le perplessità che danno adito all'opposizione della ASSOELETRICA.

In ogni caso, senza entrare nel merito della questione di principio circa l'attribuzione delle competenze per l'accumulo alla TERNA o alle società private, le considerazioni che abbiamo sviluppato sembrano confermare la validità economica del progetto dell'accumulo elettrochimico dell'elettricità fotovoltaica.