

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale

Ingegneria della Produzione Industriale e dell'Innovazione Tecnologica

Tesi di Laurea Magistrale

**Il sistema elettrico italiano e le principali applicazioni
delle tecnologie di accumulo**



Relatore

Prof. Guido Perboli

Candidato

Luigi Burlando

Ottobre 2018

Introduzione	4
Panoramica globale.....	6
Il sistema elettrico italiano	8
La domanda elettrica	9
La produzione elettrica.....	10
Gli impianti di generazione italiani.....	13
Le curve di carico giornaliera	15
Le reti italiane.....	16
Le tecnologie di produzione da fonti rinnovabili	20
Fotovoltaico.....	20
Eolico.....	24
Idrico	27
Bioenergie	30
Geotermico.....	34
Solare Termodinamico	37
Le tecnologie di accumulo dell'energia elettrica.....	40
Impianti idroelettrici a pompaggio.....	42
Impianti ad aria compressa	45
Accumulatori elettrochimici	49
Evoluzione e criticità del sistema elettrico nazionale.....	55
Generazione dell'energia elettrica	56
Trasmissione dell'energia elettrica	58
Distribuzione dell'energia elettrica	62
Opportunità per l'utente finale.....	64
Applicazioni dell'accumulo elettrochimico sulla catena di valore	65
Time shift dell'energia.....	65
Capacity Firming per le fonti di produzione rinnovabile.....	67
Regolazione di frequenza: primaria, secondaria e terziaria	68
Regolazione primaria	68
Regolazione secondaria e terziaria	71
Altri utilizzi:	71
Integrazione delle unità di produzione rinnovabili nella rete	71
Riduzione delle congestioni di rete	72

Qualità del servizio.....	72
Demand charge reduction	73
Il Case study.....	75
Analisi di mercato	77
Fotovoltaico	77
Sistemi di accumulo	84
Analisi competitiva	86
Il piano Industriale	89
Analisi SWOT e principali indicatori del Piano Industriale.....	90
Evoluzione della base clienti	94
Ricavi e marginalità.....	100
Struttura dei costi dell'impresa	102
Conclusioni	105
Bibliografia	107

Introduzione

Il presente documento ha preso sviluppo in seguito all'esperienza maturata durante il periodo di stage curriculare presso l'area Strategic Deals Services all'interno della società di consulenza Price Waterhouse Cooper (PwC). Nello specifico, il team, è focalizzato sul mercato dell'energia e dei servizi pubblici. Grazie a questa esperienza ho avuto l'opportunità di essere coinvolto in diversi progetti nel campo delle utilities.

Sono stato particolarmente attratto dal progetto focalizzato sulla realizzazione di un piano industriale pluriennale per lo sviluppo commerciale dei sistemi di accumulo per l'energia elettrica. L'idea di come un efficiente utilizzo di queste tecnologie possa cambiare radicalmente il modo di rapportarsi al mondo dell'energia, tanto per le imprese quanto per gli utenti finali, mi ha portato ad approfondire il tema in questo elaborato.

Lo studio partirà da una breve panoramica del settore dell'energia in Italia, evidenziandone le principali tendenze, le maggiori criticità e indicandone i principali indicatori chiave di performance (KPIs) seguendo l'approccio imparato e applicato durante il percorso scolastico e di tirocinio. Successivamente, verranno analizzati i vari sistemi di produzione di energia rinnovabile presenti in Italia e le principali tecnologie di accumulo ad oggi disponibili sul mercato, illustrando come una buona integrazione delle due tecnologie possa portare ad un significativo miglioramento della flessibilità e dell'efficienza delle reti elettriche, generando un beneficio per i singoli utilizzatori finali e per le imprese italiane.

In ultimo verrà presentato il Business Case preparato durante il percorso di tirocinio: un piano strategico realizzato per una società che si propone al mercato come operatore EPC (Engineering, Procurement and Construction) per la fornitura di impianti nel campo dell'efficienza energetica; ovvero nella realizzazione di progetti chiavi in mano di impianti di produzione ed immagazzinamento dell'energia elettrica.

Il principale focus della società saranno clienti industriali e domestici localizzati nei territori nel Nord Italia tra cui Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Toscana, Trentino Alto Adige, Valle d'Aosta e Veneto.

I risultati del Business Case evidenzieranno quali possono essere le modalità di ingresso nel mercato dei sistemi di accumulo concentrandosi sui punti di forza e di debolezza oltre che sulle opportunità

e le sfide che tale settore offre. Infine si valuterà la profittabilità ed i risultati economici ottenibili investendo in questo settore.

Panoramica globale

Il cambiamento climatico e l'efficienza nei consumi energetici sono ormai temi centrali nel contesto energetico globale ed appare sempre più evidente la necessità di definire le linee guida per una crescita economica e industriale sostenibile e nel rispetto dell'ambiente e del clima (1).

Già negli anni '90, con il protocollo di Kyoto si è cercato di definire le linee guida e gli obiettivi strategici per raggiungere una significativa riduzione delle emissioni, puntando principalmente ad una drastica riduzione nell'utilizzo del carbonio quale materia prima per produrre energia. Più recentemente, con l'accordo di Parigi (dicembre 2015), 195 Paesi si impegnarono a limitare il riscaldamento terrestre definendo azioni volte a mantenere l'aumento della temperatura sotto i 2°C. In quest'ottica un aumento dell'efficienza energetica ed uno sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili hanno un ruolo centrale nella riduzione della crescita delle emissioni di Anidride Carbonica (1).

Alla luce di questi cambiamenti l'Unione Europea, che da sempre gioca il ruolo di precursore in quest'ambito, ha proposto una serie di misure di politica energetica volte a garantire, al 2050, una maggiore sicurezza energetica ed una diminuzione delle emissioni di gas serra di almeno l'80% rispetto ai livelli del 1990, mantenendo al contempo la competitività economica dell'Unione; il primo checkpoint per i paesi membro è fissato al 2030 dove gli obiettivi da raggiungere sono essenzialmente tre: (i) riduzione di almeno il 40%, rispetto ai livelli del 1990, delle emissioni di gas serra, (ii) vantare un'ampia copertura di consumi energetici, almeno del 27%, da fonti rinnovabili, (iii) migliorare l'efficienza energetica di almeno il 30%. In quest'ottica lo sviluppo e l'integrazione della produzione di energia da fonti rinnovabili gioca un ruolo chiave nel raggiungimento degli obiettivi sopra indicati.

Secondo il report sulla Strategia Energetica Nazionale (SEN), pubblicata nel 2017 dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, l'Italia vanta di una forte propensione alla produzione di energia da fonti rinnovabili tuttavia le sfide ancora da affrontare sono impegnative; nel documento si evince come sia fondamentale riuscire a valorizzare la diminuzione dei costi di alcune recenti tecnologie relative la mondo rinnovabile fornendo strumenti per valorizzarne la crescita, l'adeguamento alle infrastrutture presenti e semplificando le normative così da favorire un maggiore inserimento della produzione da

rinnovabile ed un aumento della così detta generazione distribuita: caso in cui il consumatore diventa anche produttore dell'energia stessa.

Ad oggi le tecnologie di generazione elettrica carbon-free sono fundamentalmente tre: (i) nucleare, (ii) termoelettrico con sistema di cattura e stoccaggio della CO₂ e (iii) fonti energetiche rinnovabili (FER). Queste ultime sono generalmente considerate come l'opzione preferibile, perché in grado di garantire, oltre ad un beneficio ambientale, anche l'indipendenza energetica e maggiori possibilità di sviluppo economico ed occupazionale.

Tuttavia la gestione di un sistema elettrico con elevate percentuali di generazione da FER comporta una serie di difficoltà non banali e spesso sottovalutate derivanti principalmente dal fatto che la maggior parte delle tecnologie rinnovabili, ad eccezione degli impianti a biomasse e di quelli idroelettrici a serbatoio, è caratterizzata da una produzione elettrica non programmabile e non regolabile in funzione delle esigenze del sistema; infatti sistemi di produzione come l'eolico ed il fotovoltaico sono fortemente influenzati dalle condizioni meteorologiche ed gli intervalli in cui producono il maggior quantitativo di energia difficilmente coincidono con i periodi di maggior domanda energetica.

In ragione delle caratteristiche geografiche e climatiche del nostro Paese, una percentuale importante della generazione di energia è affidata alla tecnologia fotovoltaica, per la quale l'output è direttamente correlato alla radiazione solare. Questo comporta grandi variazioni della produzione totale tanto nelle 24 ore quanto durante tutto l'anno. Conseguentemente si crea una forte discrepanza tra la curva della domanda e quella dell'offerta. Per questa ragione quantità significative di energia elettrica vengono persi e nonostante ci sia la capacità per produrre tramite FER il 100% dell'energia elettrica richiesta annualmente, rimane fondamentale l'utilizzo di impianti più inquinanti per generare energia. Idealmente la curva dell'andamento dell'output elettrico dovrebbe coincidere con quella dei consumi, così da minimizzare le perdite di energia elettrica; per fare ciò è necessario implementare i sistemi con dispositivi attui all'accumulo di energia elettrica. Tramite lo stoccaggio è possibile modellare nel tempo (time shift) quantitativi di energia da periodi di surplus a periodi di deficit. Gli stessi sistemi entrerebbero anche in gioco quando la produzione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) non è sufficiente a coprire la domanda.

Il sistema elettrico italiano

Per arrivare fino all'utente finale, l'energia elettrica, passa attraverso a tre fasi:

1. La generazione di energia elettrica;
2. I sistemi di trasmissione di energia elettrica nazionali;
3. La distribuzione di energia elettrica;

Queste tre componenti danno vita al sistema elettrico nazionale.

L'energia è dapprima prodotta da diverse fonti che in Italia sono essenzialmente quattro: impianti eolici, impianti fotovoltaici, centrali idroelettriche e centrali termoelettriche. Quando l'energia generata non è sufficiente a soddisfare la domanda interna, questa, viene importata da paesi vicini quali la Francia, la Svizzera e la Germania. Una volta prodotta l'energia viene trasportata dalle centrali ai centri di distribuzione attraverso un sistema complesso di linee, stazioni elettriche e stazioni di trasformazione; in Italia, è presente un unico operatore nazionale per la trasmissione di energia elettrica: Terna, il quale si occupa essenzialmente della coordinazione di tutti i vari componenti del sistema elettrico italiano: all'interno delle stazioni elettriche trasforma la corrente da alta tensione a tensioni medio/basse che serviranno per essere distribuite all'utente finale l'altro compito fondamentale di Terna è il bilanciamento tra l'energia prodotta e quella richiesta dal sistema. Questa responsabilità non è da poco in quanto un bilanciamento preciso e puntuale permette di risparmiare grandi quantità di energia e ridurre notevolmente i costi di produzione della stessa. L'elettricità si trasmette attraverso due canali principali: (i) tramite i tralicci detti canali aerei o (ii) mediante canali interrati quali cavi sottomarini o all'interno del manto stradale. L'ultimo passaggio è la distribuzione: operazione in cui player locali, che agiscono sotto regime di concessione, rivendono e/o distribuiscono l'energia, in bassa e media tensione, all'utente finale. Paragonando questo apparato ad un sistema autostradale: si possono considerare gli impianti di trasmissione come autostrade dove passano grandi quantità di energia mentre la rete di distribuzione è comparabile con il reticolo di vie cittadino dove, finalmente, l'energia prodotta raggiunge l'utente finale, sia esso un'impresa, un ufficio, un privato cittadino o un ente pubblico.

Come abbiamo visto l'intero sistema opera in maniera dinamica creando forti interazioni tra gli elementi che lo compongono così che, se un elemento subisce una variazione, questa si ripercuote su tutti gli altri elementi. Il sistema italiano ha essenzialmente due peculiarità rispetto a molti sistemi

europei e mondiali: (i) assenza del nucleare all'interno del mix di produzione e (ii) una scarsità di giacimenti di combustibili fossili.

Di seguito verranno analizzate tutte le varie componenti del sistema elettrico nazionale attuale.

La domanda elettrica

Dopo la fase forte sviluppo che si è registrato negli anni '60 e '70, caratterizzato da tassi di crescita molto elevati - raggiungendo il 9,95% tra il 1975 ed il 1976 - la domanda elettrica ha attraversato una fase di maggiore maturità attestando i tassi di crescita annui attorno al 2% ed il 3%. Come si denota anche dalla Figura 1 la crescita si è poi arrestata bruscamente tra il 2008 ed il 2009, anni della pesante crisi finanziaria che colpì l'intero sistema economico mondiale.

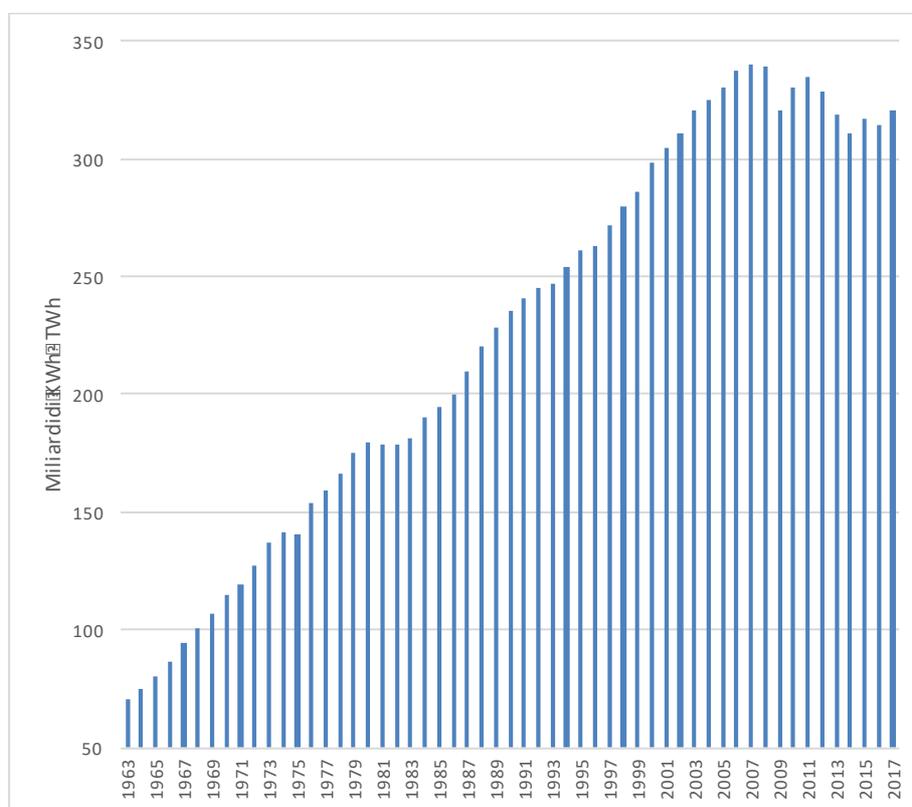


Figura 1 La richiesta di energia elettrica in Italia, 1963-2017

Nonostante una leggera ripresa nel biennio 2010 - 2011, la contrazione dei consumi si è protratta fino a tutto il 2014, dove si è registrato un calo del 2,5% rispetto ad un 2013 già in contrazione dall'esercizio precedente. La richiesta di energia elettrica, nel 2014 è stata di 310,5 TWh paragonabile ai livelli del 2002. Al 2017 la richiesta di energia elettrica è stata di 320,6 TWh con un incremento del 2% rispetto al 2016.

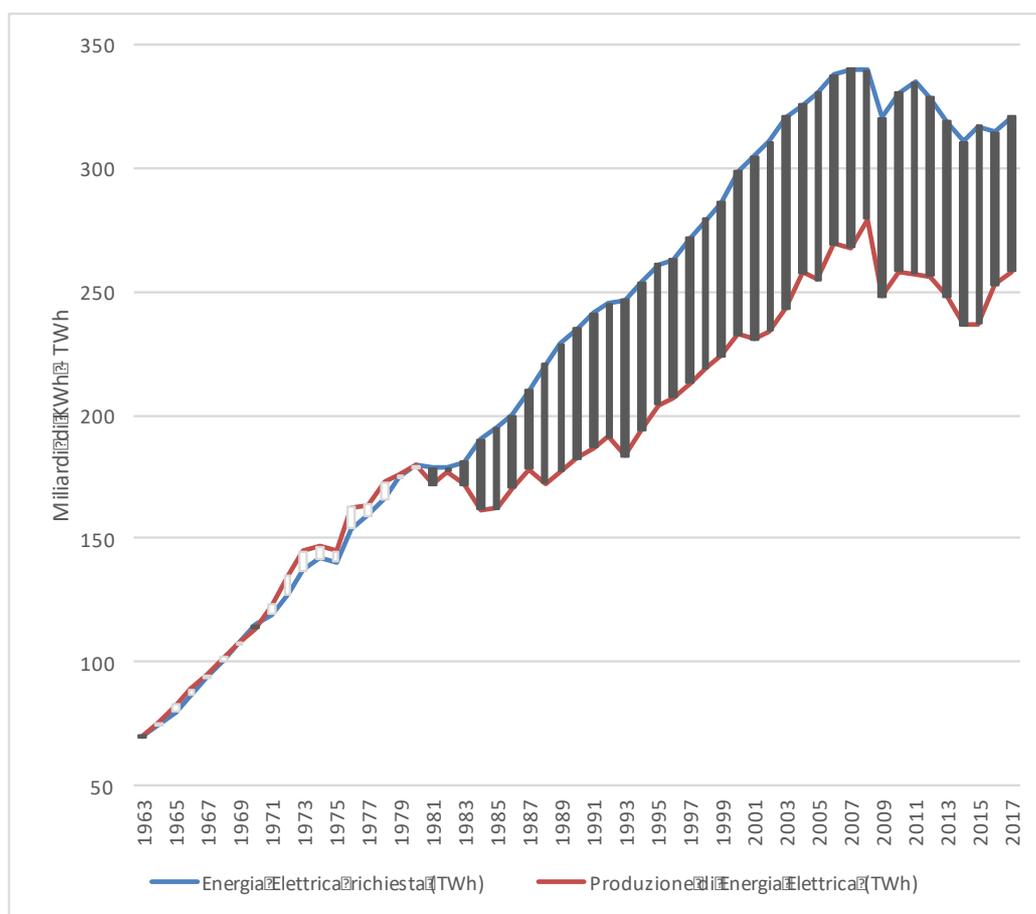


Figura 2 Andamento temporale della domanda, produzione ed importazioni di energia elettrica, 1963 - 2017

Dalla Figura 2 si evince come il volume delle importazioni, nel grafico rappresentato come il gap tra le due linee sia aumentato sensibilmente dal 1979, rimanendo però pressoché costante nell'ultimo periodo, evidenziando un tasso composto di crescita annua (CAGR) dello 0,3% nel periodo che va dal 1990 al 2017.

La produzione elettrica

Secondo il report annuale di terna nel 2017, la richiesta di energia elettrica è stata soddisfatta per l'88,2% da produzione nazionale (stessa percentuale nel 2016), per un valore pari a 282,8 TWh, (+2,0% rispetto al 2016) al netto dei consumi dei servizi ausiliari e dei pompaggi. La restante quota del fabbisogno (11,8%) è stata coperta dalle importazioni dall'estero, al netto delle esportazioni (5,1 TWh), per un ammontare di 37,8 miliardi di kWh, anche questa in aumento del 2,0% rispetto all'anno precedente (2).

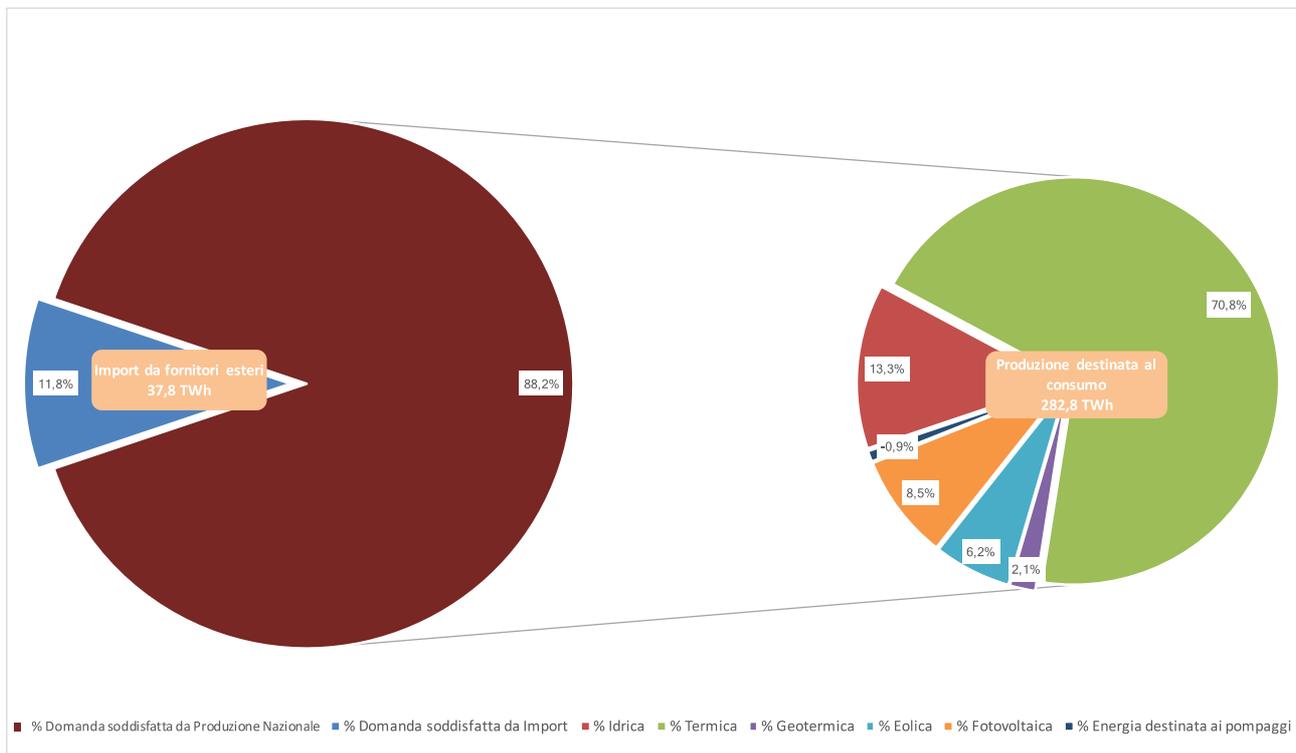


Figura 3 Energia elettrica importata e prodotta per tipo di fonte, 2017

Come si evince dalla torta sulla sinistra nella Figura 3, nel 2017, disaggregando per fonte i dati relativi alla produzione al netto dei servizi ausiliari si evidenzia che il 70% dell'energia prodotta proviene da fonti termiche, le quali impiegano principalmente gas naturale come materia prima essenziale alla produzione di energia elettrica, mentre le fonti di produzione rinnovabile: eolico, fotovoltaico, idrico e geotermico, hanno contribuito per circa il 30% alla produzione annuale di energia elettrica. In questo senso è interessante notare come solo eolico e fotovoltaico, fonti non programmabili, abbiano contribuito per più del 14% alla produzione di energia.

Se si comparano i dati relativi alla produzione di energia per tipologia di fonte del 2017 con quelli del 2016 si evince che: (i) la produzione termoelettrica è incrementata di circa 10 TWh (+5%) aumentando anche l'incidenza sulla produzione totale che nel 2016 era del 68,8%, (ii) la produzione di energie elettrica da fonti idroelettriche è diminuita del 14% principalmente a causa della scarsa piovosità dell'anno, (iii) la produzione di energia da fotovoltaico è aumentata del 10% rispetto al 2016 attestandosi a quota 24 TWh nel 2017, incremento principalmente dovuto ad un ampliamento del parco di produzione fotovoltaica (+399 MW di potenza installata nel 2017, +2% rispetto al 2016), (iv) la produzione da eolico è incrementata dello 0,6% rispetto ed infine (v) la produzione geotermica è calata dell'1,7% rispetto ai valori del 2016.

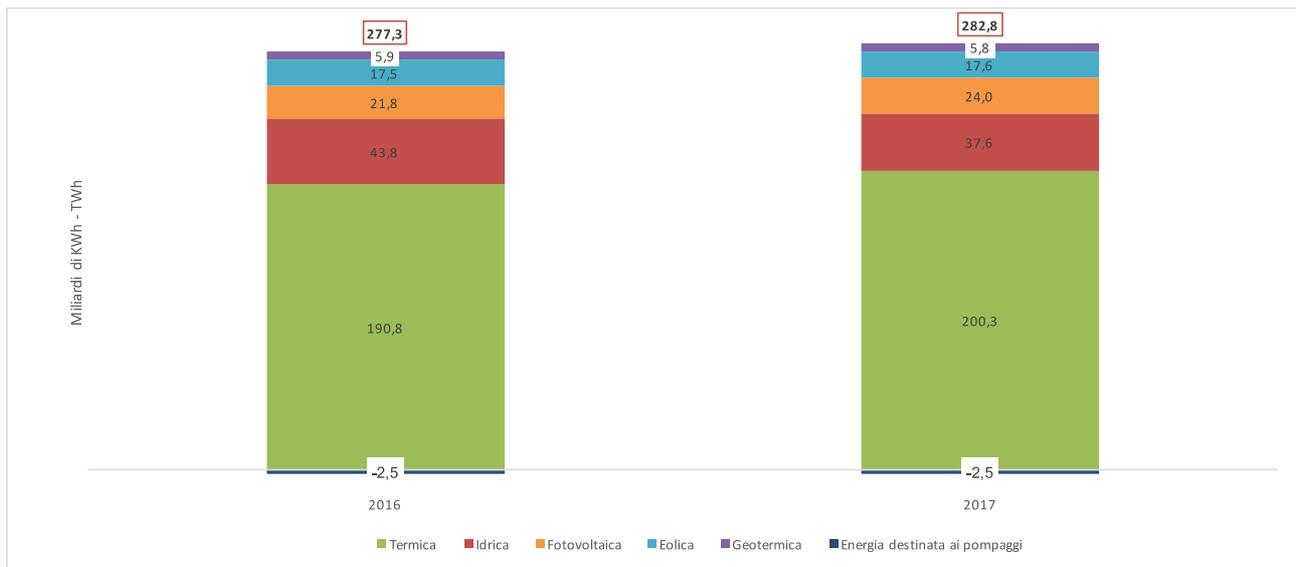


Figura 4 Produzione netta di energia per tipologia di fonte, 2016 - 2017, TWh

Un altro dato interessante da esaminare riguarda l'evoluzione che le fonti di produzione non programmabili, eolico e fotovoltaico, hanno avuto nel tempo; nella Figura 5 si nota come queste siano cresciute in maniera esponenziale negli ultimi diciassette anni con un CAGR del 28,8%. La crescita è in parte dovuta a gli incentivi stanziati per finanziare questo tipo di produzione di energia, ed un notevole miglioramento delle tecnologie e ad una conseguente riduzione dei costi per impianti di questo tipo.

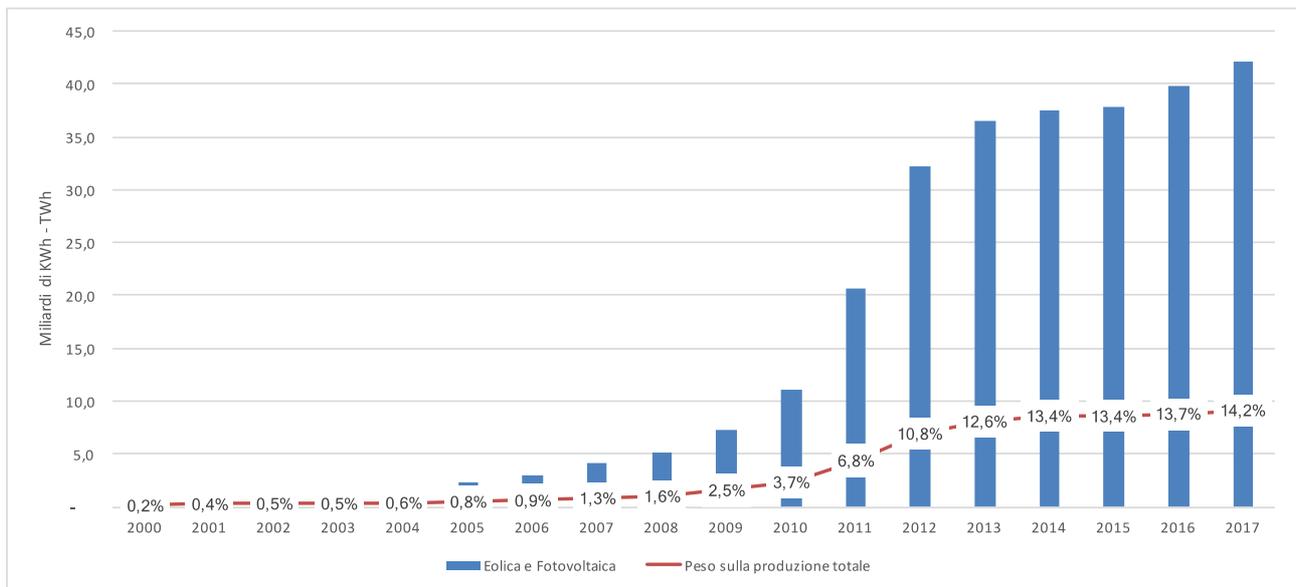


Figura 5 Evoluzione della produzione da fonti non programmabili e percentuale sul totale dell'energia prodotta, 2000 - 2017

Gli impianti di generazione italiani

Con potenza efficiente si intende la massima potenza elettrica che un impianto di generazione riesce produrre per una durata di funzionamento sufficientemente lunga per la produzione esclusiva di potenza attiva¹, supponendo che tutte le parti dell'impianto sia in condizioni ottimali e di efficienza (3). Quando si parla di potenza efficiente netta si fa riferimento alla potenza misurata all'uscita dell'impianto, va cioè dedotta la potenza assorbita dai servizi ausiliari dell'impianto e le perdite avvenute nei trasformatori di centrale.

Tipologia Impianto	Potenza efficiente installata (GW)
<i>Tradizionali</i>	61,6
<i>Geotermici</i>	0,8
Termoelettrici	62,4
Idroelettrici	22,4
<i>Eolici</i>	9,7
<i>Fotovoltaici</i>	19,7
Rinnovabili non programmabili	29,4
Totale	114,2

Tabella 1 Potenza efficiente Netta installata in Italia, 2017, GW

Come riportato nella Tabella 1, nel 2017 la potenza efficiente netta installata in Italia è di 114,2 GW suddivisa tra impianti termoelettrici, idroelettrici, eolici e fotovoltaici.

¹ La Potenza attiva o Potenza Reale è definita come la media aritmetica della Potenza Istantanea per

un dato periodo di tempo: $P = \frac{\sum_0^t v*i*dt}{T}$.

Tipologia Impianto rinnovabile	Potenza installata (GW)	Numero di impianti
<i>Italia settentrionale</i>	14,3	3.449
<i>Italia Centrale</i>	1,6	537
<i>Italia Meridionale e Isole</i>	3,0	282
Idrico	18,9	4.268
<i>Italia settentrionale</i>	0,1	166
<i>Italia Centrale</i>	0,2	269
<i>Italia Meridionale e Isole</i>	9,4	5.144
Eolico	9,8	5.579
<i>Italia settentrionale</i>	8,7	423.400
<i>Italia Centrale</i>	3,7	135.341
<i>Italia Meridionale e Isole</i>	7,3	215.273
Fotovoltaico	19,7	774.014
<i>Italia settentrionale</i>	2,6	2.116
<i>Italia Centrale</i>	0,5	420
<i>Italia Meridionale e Isole</i>	1,1	377
Bioenergie	4,1	2.913
<i>Italia settentrionale</i>	-	-
<i>Italia Centrale</i>	0,8	34
<i>Italia Meridionale e Isole</i>	-	-
Geotermico	0,8	34
Totale	53,3	786.808

Tabella 2 Potenza installata e numero di impianti presenti in Italia suddivisi per regione e tipologia di impianto, 2017, GW, n.

La Tabella 2 riporta il numero di impianti di produzione rinnovabile presenti in Italia e la relativa potenza installata suddividendo i dati per tipologia di impianto e macro area di appartenenza². Da questa tabella si può velocemente notare come le tecnologie di produzione rinnovabile necessitano di un ambiente specifico per massimizzare la quantità di energia prodotta: infatti al Meridione e sulle Isole si ha una forte propensione verso l'eolico: il 92% degli impianti eolici hanno sede in queste aree più precisamente in Puglia e Basilicata dove sono presenti 2575 impianti di generazione eolica. L'altro dato d'evidenza è che al nord si ha una forte spinta verso l'idrico - l'80% degli impianti sono situati in maniera uniforme su tutto il territorio Settentrionale - e verso la produzione da bioenergie (produzione di energie elettrica mediante la combustione di materiali rinnovabili). Per quanto riguarda la produzione da fotovoltaico, il panorama è più equamente distribuito anche se circa la metà degli impianti è situato al nord Italia.

² Italia Settentrionale: Piemonte, Lombardia, Liguria, Emilia-Romagna, Veneto, Trentino Alto Adige, Valle d'Aosta, Friuli Venezia Giulia; Italia Centrale: Lazio, Toscana, Marche, Umbria; Italia Meridionale e Isole: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia, Sardegna.

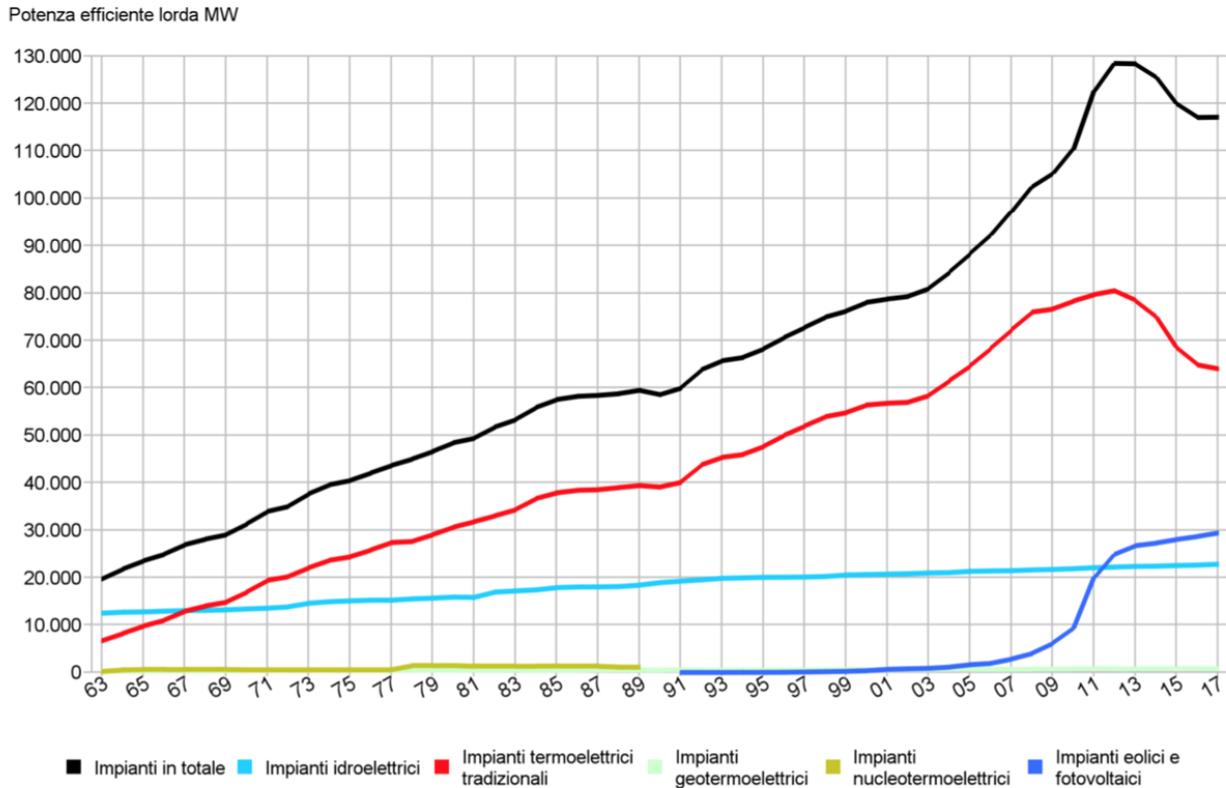


Figura 6 Potenza efficiente degli impianti elettrici di generazione in Italia al 31/12/2017, secondo fonte energetica (3)

La Figura 6 rappresenta l'evoluzione del parco elettrico italiano, dal 1963 al 2017: si nota come la potenza totale di eolico e fotovoltaico, pur rimanendo ancora fortemente minoritaria rispetto a quella termoelettrica, abbia presentato, negli ultimi dieci anni, una fortissima crescita, superiore a quella di qualsiasi altra tecnologia tanto da superare, nel 2011, la potenza degli impianti idroelettrici.

Le curve di carico giornaliere

Le curve di carico giornaliere, ovvero la distribuzione della richiesta di energia nell'arco della giornata, sono fortemente dipendenti dalla presenza o meno di festività e dal clima stagionale. In Italia durante il mese di agosto, periodo in cui la maggior parte delle attività produttive sono chiuse, storicamente si registra un forte calo della richiesta di energia e una minore variazione dei consumi durante tutto l'arco della giornata: infatti la domanda di energia tende ad essere pressoché costante durante tutto l'arco della giornata con una differenza tra il picco della giornata ed il periodo con minor richiesta di circa 15 MW.

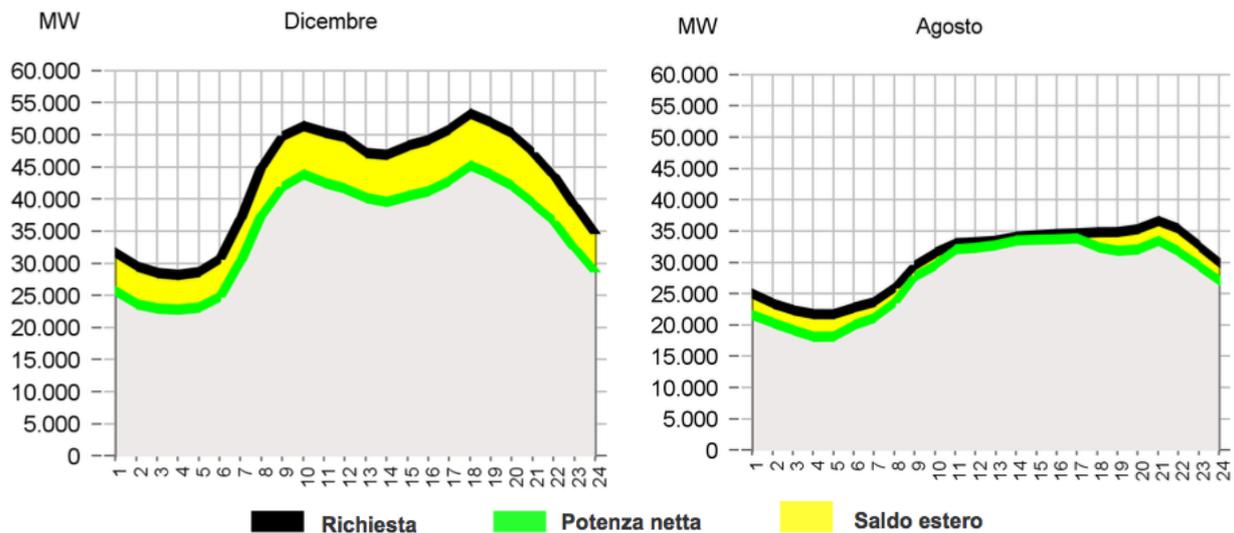


Figura 7 Curve di carico giornaliere, dicembre agosto 2017 (4)

Le differenze nella domanda di energia è evidenziata nella Figura 7, dove sono messi a confronto i carichi giornalieri del terzo mercoledì di dicembre e di agosto. Si nota che in dicembre i carichi mediamente più elevati che durante il mese di agosto: la richiesta media di dicembre è stata di 42,6 GW contro una richiesta media di agosto di 30,2 GW (4).

Le reti italiane

Il sistema elettrico nazionale è suddiviso in sei zone e prevede cinque poli di produzione limitata³: (i) Brindisi (BRNN), (ii) Foggia (FOGN), (iii) Monfalcone (MFTV), (iv) Pirolo G. (PRGP), (v) Rossano (ROSN). Questa suddivisione è principalmente legata a impedimenti della rete di trasmissione nazionale (RTN) che provocano difficoltà nella gestione dei flussi elettrici. Tali difficoltà si sono via a via accentuate negli anni a causa dell'incremento della produzione di energia da impianti fotovoltaici ed eolici, problematiche che hanno ulteriormente accentuato la separazione zonale del sistema elettrico nazionale (5).

³ Zone in cui la produzione risulta ristretta da vincoli per la gestione in sicurezza del Sistema elettrico (7).



Figura 8 Conformazione delle zone e dei poli limitati della rete (6)

La Figura 8 mostra le diverse zone in cui è suddivisa la penisola italiana ed i poli a produzione limitata (rappresentati da un punto bianco sulla mappa).

Analizzando il sistema delle reti italiano, è fondamentale evidenziare come gli impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile non programmabile abbiano un impatto negativo sulla riserva ed il bilanciamento del sistema stesso: per via della natura di queste tipologie di impianto essi non sono in grado di mantenere gli standard adeguati per la sicurezza del sistema elettrico nazionale, è quindi necessario che il sistema sia dotato di opportuni margini di riserva primaria, secondaria e terziaria ⁴ e capacità di regolazione al fine di mantenere un adeguato livello

⁴ Riserva primaria di potenza: La capacità produttiva resa disponibile al Gestore, ed asservita alla regolazione primaria della frequenza ovvero della regolazione automatica della velocità per adattare la produzione di un generatore a seguito di una variazione di frequenza.

Riserva secondaria di potenza: La capacità produttiva resa disponibile al Gestore ed asservita alla regolazione secondaria di frequenza ovvero la regolazione automatica centralizzata che consente ad una zona di regolazione, di attivare la propria generazione per rispettare gli scambi di potenza con le zone di regolazione confinanti ai valori programmati, contribuendo anche alla regolazione della frequenza dell'interconnessione.

del servizio di fornitura dell'energia elettrica ed un bilanciamento efficiente tra domanda e produzione (7).

Un'altra criticità centrale del sistema elettrico italiano sono le congestioni di rete ovvero una "deficienza del servizio di trasporto dell'energia elettrica a causa di vincoli di rete" (Terna, "Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete", 2015). Le congestioni di rete si verificano appunto quando la capacità di interconnessione tra le diverse zone non riesce a rispettare l'ottimale bilanciamento tra domanda ed offerta: il passaggio dell'energia tra una zona e l'altra non è reso possibile, ai fini della sicurezza del sistema elettrico, a causa di limiti fisici che non permettono lo scambio di energia con altre zone geograficamente confinanti. Quando si verifica una congestione, il mercato si suddivide in due zone: una importatrice ed una esportatrice, conseguentemente la zona importatrice riscontrerà un prezzo di vendita dell'energia elettrica al consumatore finale più elevato rispetto alla zona esportatrice. Il risultato di questa operazione è che ogni zona avrà un prezzo di vendita all'utente finale differente, detto prezzo zonale. Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica da parte degli operatori, al contrario è unico su tutto il territorio ed è denominato Prezzo Unico Nazionale (PUN); tale prezzo è definito in base alla media dei prezzi zonali ponderati per le quantità consumate in ciascuna zona del mercato. La problematica delle congestioni di rete si è accentuata negli ultimi anni questo per molteplici fattori tra cui: il crescente utilizzo di fonti di produzione rinnovabile non programmabile e l'introduzione del libero mercato che ha portato all'avvento di nuovi operatori e nuove transazioni, sul mercato all'ingrosso, che causano scambi di energia in quantità e direzioni non programmate al momento della progettazione del sistema (8).

Riserva terziaria di potenza: La capacità produttiva resa disponibile al Gestore ai fini dell'incremento (riserva terziaria di potenza a salire) o del decremento (riserva terziaria di potenza a scendere) dell'immissione di energia elettrica nell'ambito del bilanciamento.

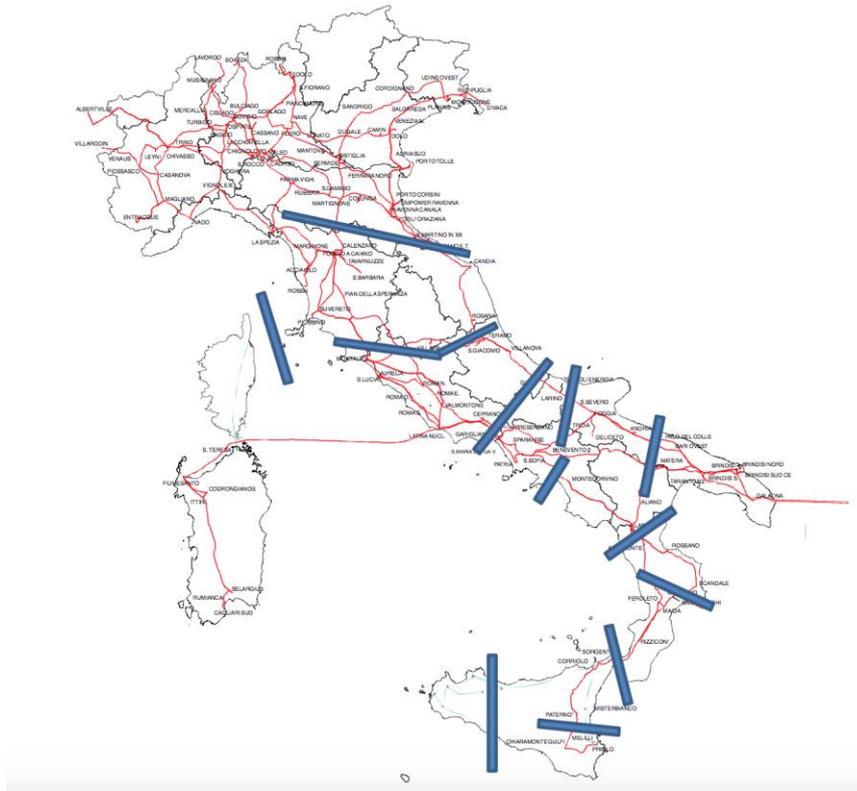


Figura 9 Sezioni critiche del sistema elettrico italiano, 2018 (6)

La cartina in Figura 9 rappresenta le maggiori criticità rilevate, ad oggi, sul sistema elettrico italiano; le criticità fanno riferimento principalmente a problematiche relative alla sicurezza del sistema, a congestioni di rete dovute a differenti efficienze nella produzione di energie nelle diverse zone e a significative variazioni stagionali nella produzione di energia da fonte rinnovabile non programmabile.

Le tecnologie di produzione da fonti rinnovabili

Ad oggi le fonti rinnovabili di energia giocano un ruolo fondamentale nel panorama energetico italiano; le tecnologie attuali hanno trovato un impiego diffuso non solo per la produzione di energia elettrica, ma anche per la produzione di calore e di biocarburanti. In un'ottica futura le tecnologie che sfruttano le fonti rinnovabili conquisteranno un ruolo sempre più centrale per lo sviluppo sostenibile del paese e di tutta la comunità (9).

Fotovoltaico

La tecnologia fotovoltaica permette di trasformare direttamente energia solare in energia elettrica, senza la necessità di organi in movimento. Tale trasformazione avviene attraverso il così detto effetto fotovoltaico, ovvero la capacità di alcuni materiali semiconduttori di generare elettricità se colpiti dalla radiazione solare diretta, indiretta o riflessa. Un impianto fotovoltaico si compone di diversi elementi: il componente centrale è cella fotovoltaica. Nella maggior parte dei casi queste celle sono composte di silicio che può essere monocristallino o policristallino: il primo ha un alto rendimento (11-16%), è affidabile e garantisce una buona stabilità nel tempo, il secondo assicura un rendimento leggermente minore rispetto al primo (10-14%) però fornisce lo stesso livello di affidabilità e di stabilità nel tempo. Entrambe queste tecnologie hanno raggiunto uno stato di maturità avanzato e di conseguenza si ha un margine di miglioramento dell'efficienza ridotto. Recentemente sono stati introdotti anche nuovi composti che danno origine a film sottili: questi composti creano una possibilità di riduzione dei costi di produzione, ma quasi tutti scontano una crescente difficoltà nell'approvvigionamento delle materie prime ed in alcuni casi la presenza di cadmio. Un insieme di celle da vita ad un modulo fotovoltaico, le celle possono essere collegate in serie o in parallelo. Mediante i moduli si riescono ad ottenere valori di tensione adatti ai comuni impieghi. Più moduli collegati uniti assieme compongono una stringa e l'insieme di stringhe è definito campo fotovoltaico; quest'ultimo costituisce la parte del sistema preposta alla generazione di energia elettrica tramite conversione dell'energia solare. Ogni pannello o stringa è provvisto di un diodo di blocco che fa fronte ad eventuali squilibri di tensione fra le stringhe e di alcuni dissipatori che mantengono la temperatura di funzionamento del componente.

Un altro elemento centrale di un impianto fotovoltaico è il convertitore: quest'ultimo, oltre a svolgere le funzioni di controllo e supervisione dell'impianto, ha il compito di convertire l'energia

prodotta in una tensione che allineata con i parametri e le caratteristiche della rete elettrica a cui è connesso l'impianto.

Le principali applicazioni dei sistemi fotovoltaici sono: (i) impianti per utenze collegate alla rete di basse tensione, (ii) centrali di produzione di energia elettrica collegate alla rete in media o alta tensione, e (iii) impianti con sistema di accumulo per utenze isolate dalla rete.

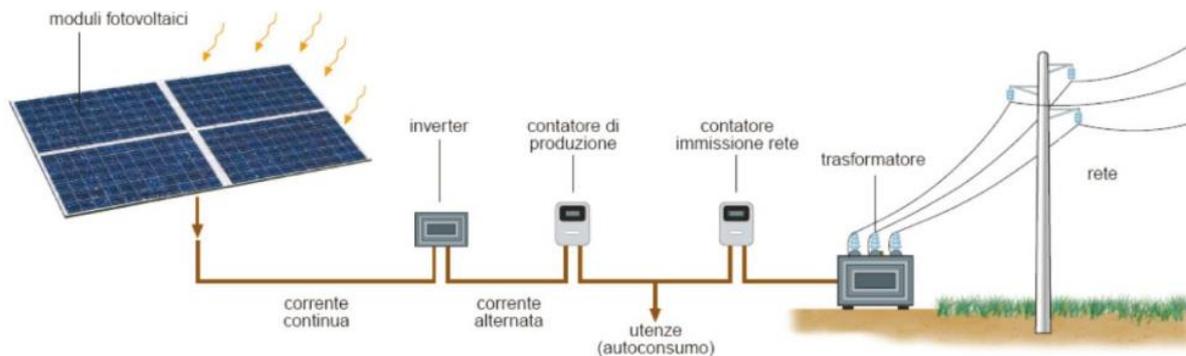


Figura 10 Schema di un impianto fotovoltaico connesso alla rete (10)

Pur essendo una tecnologia relativamente matura ci sono ancora notevoli spazi di miglioramento dell'efficienza delle tecnologie fotovoltaiche, principalmente per quanto riguarda: (i) il fenomeno della riflessione per cui il circuito metallico sulla superficie della cella e la cella solare stessa riflettono parte delle radiazioni solari che non possono quindi essere assorbite, (ii) il problema legato alle resistenze per cui si ha il rischio di un corto circuito tra la superficie ed il retro della cella e il trasporto di elettroni attraverso contatti e cavi.

La vita utile di un impianto è di 20-25 anni e lo smaltimento a fine vita non pone particolari problemi in quanto un modulo fotovoltaico è in gran parte riciclabile: silicio, vetro e alluminio vengono riutilizzati come materie prime secondarie riducendo il fabbisogno energetico necessario per i materiali vergini.

L'energia annualmente prodotta per unità di potenza installata si può esprimere anche tramite il parametro ore equivalenti di funzionamento o tramite il fattore di carico, il primo rappresenta il rapporto tra l'energia elettrica prodotta durante l'anno e la potenza nominale dell'impianto mentre il secondo è dato dal rapporto tra le ore equivalenti e le ore totali dell'anno (8760 ore). In Italia un impianto fotovoltaico da 1 kW di picco, ottimamente orientato ed inclinato, può produrre, in media, dai 1.000 kWh nel Settentrione, ai 1.500 kWh nel Meridione, questa differenza è chiaramente legata

alla maggior radiazione tipica del Sud Italia (11).

Secondo il rapporto statistico sul solare fotovoltaico pubblicato dal Gestore Servizi Energetici (GSE), al 31 dicembre 2016 gli impianti fotovoltaici installati in Italia risultano essere 732.053, cui corrisponde una potenza pari a 19.283 MW. Gli impianti di piccola taglia (potenza inferiore o uguale a 20 kW) costituiscono oltre il 90% degli impianti totali installati in Italia e rappresentano il 20% della potenza complessiva nazionale. Nel solo anno solare 2016, sono stati installati più di 44.000 impianti, la quasi totalità di potenza inferiore ai 200 kW, per una potenza installata complessiva pari a 382 MW. Rispetto al 2015, gli impianti entrati in esercizio nell'anno sono aumentati circa del 10% ed è incrementata del 27,5% anche la potenza installata annualmente (12).

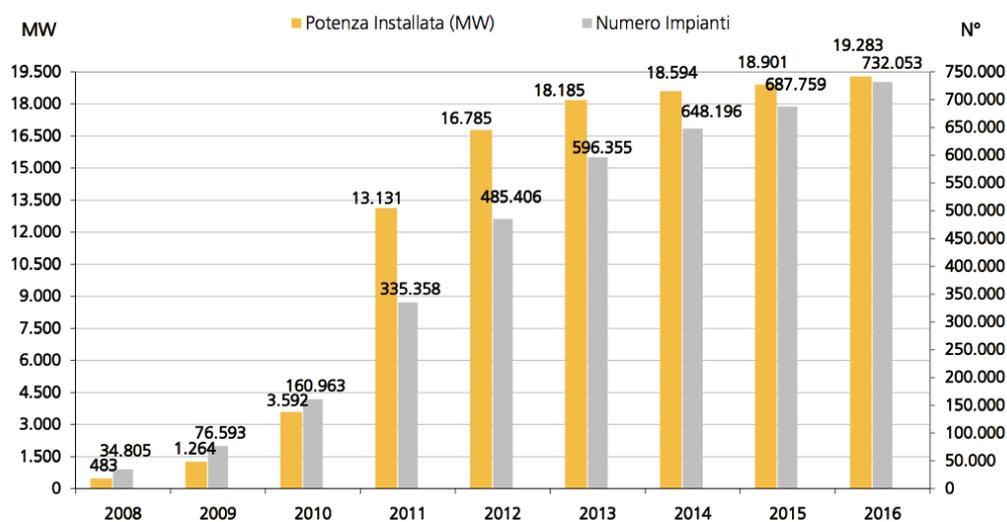


Figura 11 Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia, 2008-2016 (12)

La Figura 11 riporta l'evoluzione della potenza installata e della numerosità degli impianti presenti in Italia dal 2008 al 2016; si può notare come nel 2013, anno in cui sono cessati gli incentivi sull'installazione di impianti di questa natura, la crescita della potenza e del numero di impianti abbia mantenuto ritmi meno sostenuti.

La Figura 12 rappresenta la distribuzione regionale degli impianti e della potenza installata: si può immediatamente notare come la Lombardia abbia il maggior numero di impianti installati seguita dal Veneto, le due regioni assieme ospitano all'incirca il 28% degli impianti installati sul territorio nazionale. La maggiore concentrazione di impianti si rileva nelle regioni del Nord (54% circa del totale), mentre nel Centro è installato circa il 17% e nel Sud il restante 29%. Se si analizza la potenza installata la Puglia, con 2.623 MW, spicca su tutte le altre regioni italiane questo anche perché ospita

la maggior parte degli impianti di medie dimensioni presenti in Italia. La potenza installata si concentra per il 44% al Nord, il 38% al Sud e il 18% al Centro Italia. La Puglia, con il 13,6%, presenta il contributo maggiore al totale nazionale, seguita dalla Lombardia con l'11,3%. Al Centro primeggia il Lazio, con il 6,4% della potenza installata. Le regioni con la più basse penetrazione di impianti fotovoltaici sono Liguria, Basilicata, Molise e Valle D'Aosta.

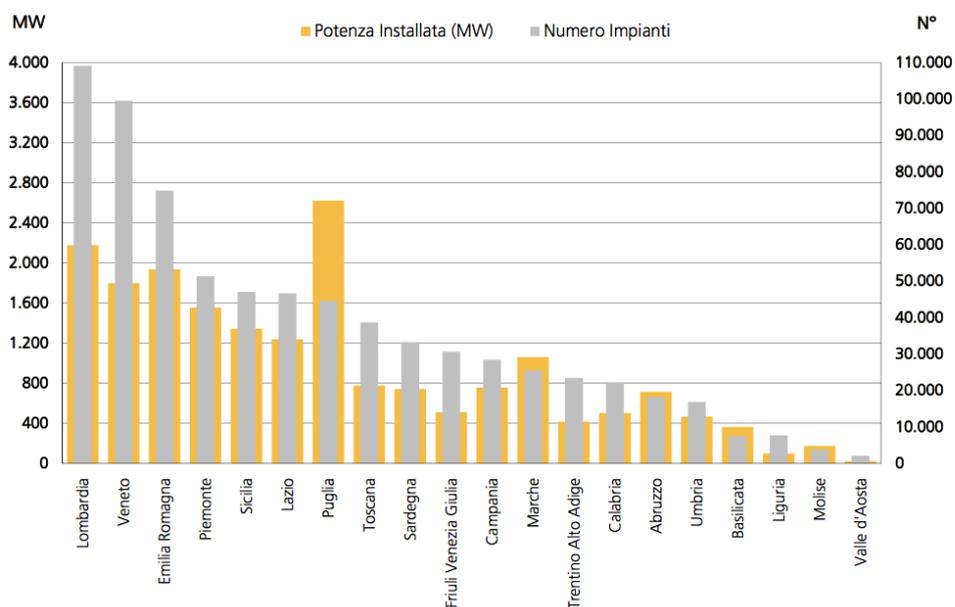


Figura 12 Distribuzione regionale della numerosità e della potenza a fine 2016 (12)

Per quanto riguarda la produzione degli impianti fotovoltaici, nel 2016, ha raggiunto quota 22.104 GW. Per il primo anno si assiste a una diminuzione della produzione rispetto all'anno precedente, pari a -3,7%, fenomeno verosimilmente dovuto in primis a un minor irraggiamento. Nel 2016 la regione con la maggiore produzione fotovoltaica si conferma la Puglia, con 3.465 GWh (16% della produzione totale nazionale di 22.104 GWh). Seguono la Lombardia con 2.168 GWh e l'Emilia Romagna con 2.094 GWh; fornendo un contributo rispettivamente del 9,8% e del 9,5% circa alla produzione complessiva nazionale. Nell'anno 2016 per la maggior parte delle regioni italiane si osservano delle variazioni negative delle produzioni regionali rispetto all'anno precedente, seppur contenute; le regioni che hanno registrato diminuzioni più rilevanti sono il Friuli Venezia Giulia (-8% rispetto al 2015), Lazio, Basilicata e Molise (-7%) (12).

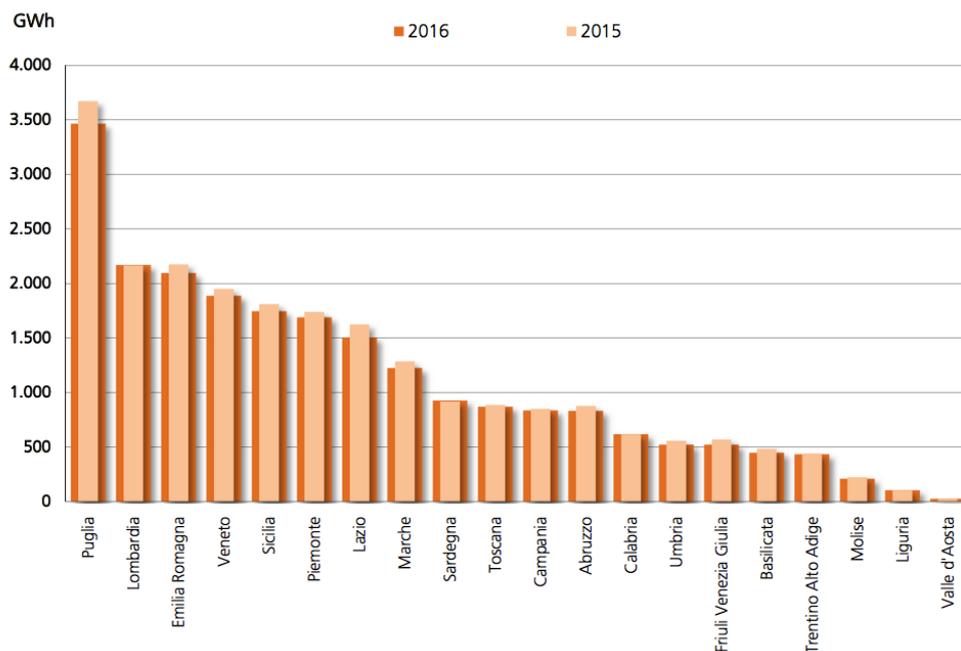


Figura 13 Produzione degli impianti fotovoltaici nelle regioni italiane, 2015 - 2016 (12)

Eolico

Un impianto eolico è costituito da uno o più aerogeneratori in grado di trasformare l'energia cinetica del vento in energia elettrica. Il vento fa ruotare un rotore, normalmente dotato di due o tre pale (il numero cambia a seconda delle caratteristiche di ventosità) collegate ad un asse orizzontale o verticale. La rotazione è successivamente trasferita, attraverso un apposito sistema meccanico di moltiplicazione dei giri, ad un generatore elettrico e l'energia prodotta, dopo essere stata adeguatamente trasformata ad un livello di tensione superiore, viene immessa nella rete elettrica (10).

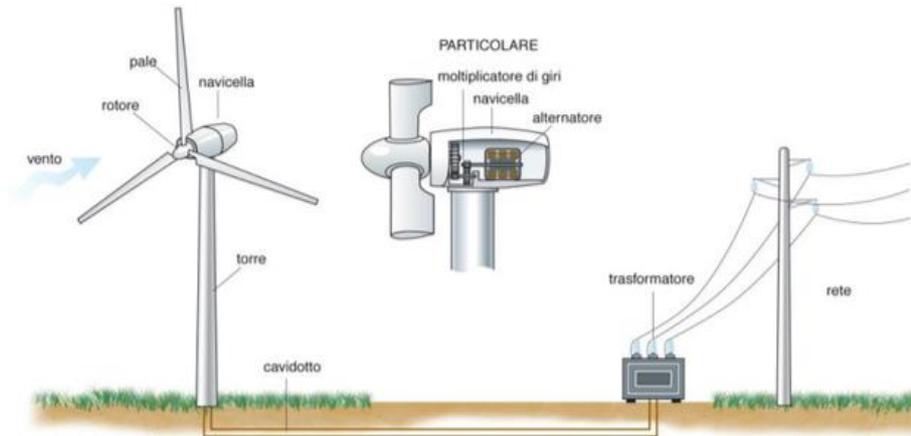


Figura 14 Schema di un impianto eolico connesso alla rete (10)

Le turbine eoliche sono infine montate su una torre, sufficientemente alta per catturare maggiore energia dal vento, evitando la turbolenza creata dal terreno o da eventuali ostacoli.

Per gli impianti eolici hanno particolare rilevanza le caratteristiche ambientali e territoriali dei siti in cui sono installati: la ventosità di un sito e la relativa accessibilità sono fattori determinanti per l'installazione di un parco eolico.

Siccome la produzione di energia elettrica degli impianti eolici risulta essere proporzionale al cubo della velocità del vento, piccole differenze nelle caratteristiche anemometriche del sito scelto per l'installazione possono comportare notevoli differenze in termini di energia realmente producibile dall'impianto. Inoltre, per essere collegabile alla rete, un generatore sia ad asse verticale che orizzontale richiede una velocità minima del vento (cut-in) di 3-5 m/s ed eroga la massima potenza di progetto (in Figura 15: Rated Power) ad una velocità del vento di 12-14 m/s; infine, ad elevate velocità (20-25 m/s, velocità di cut-off) l'aerogeneratore viene bloccato dal sistema frenante per ragioni di sicurezza (10).

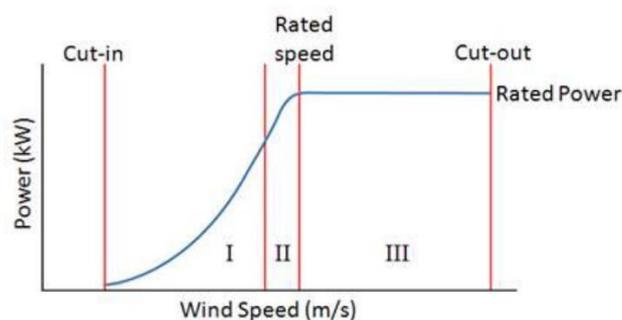


Figura 15 Curva di potenza di una turbina eolica in funzione della velocità del vento (13)

Come mostrato nella Figura 14 i principali componenti di un aerogeneratore sono: (i) il rotore (o turbina eolica), costituito da una serie di pale, queste possono essere posizionate orizzontalmente oppure verticalmente rispetto all'asse della torre, (ii) la navicella o gondola, che contiene i sistemi di trasformazione (principalmente il moltiplicatore di giri ed il generatore elettrico) e controllo della macchina, (iii) la torre, con le fondamenta o strutture di sostegno (13).

Gli impianti eolici si suddividono in due macro categorie: l'eolico on-shore e l'eolico off-shore. Gli impianti on-shore sono gli impianti installati a terra, mentre gli off-shore sono quelli installati ad alcuni chilometri dalla costa.

Come si può osservare dalle mappe anemometriche, riportate in Figura 16, la ventosità in acque marine è molto favorevole alla produzione eolica, e questo è tanto più vero quanto più ci si allontana dalle coste. La tecnologia off-shore, quindi, risulta generalmente più produttiva rispetto a quella on-shore, ma i costi d'installazione della macchina sono indubbiamente maggiori, soprattutto se si opera su acque profonde (quindi più a largo), dove vi è la necessità di particolari strutture di sostegno della macchina (piattaforme galleggianti). Le aree del Paese che presentano caratteristiche adeguate all'installazione di impianti eolici sono piuttosto limitate e circoscritte soprattutto alle zone appenniniche e del Sud Italia dove, difatti, si trova la pressoché totalità degli impianti. In figura 21 si riporta la mappa della ventosità media per l'Italia.

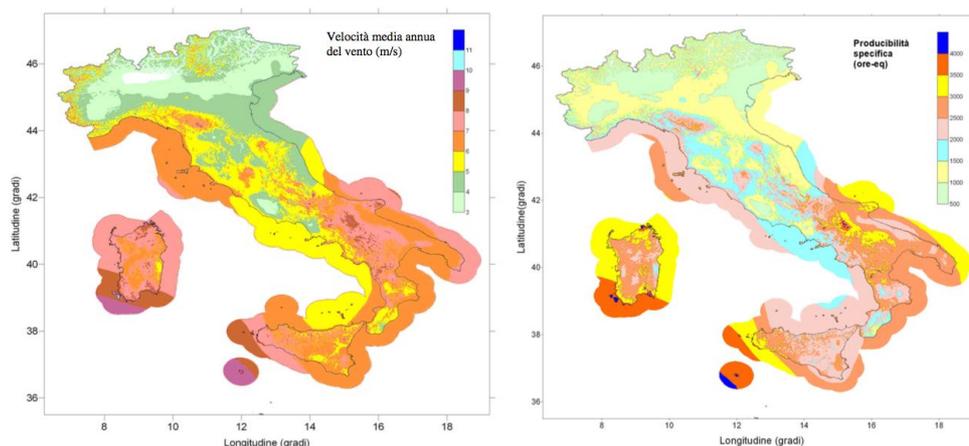


Figura 16 A sinistra mappa della velocità media annua del vento a 100 m s.l.t., a destra la mappa della produttività specifica annua a 100 m s.l.t (14).

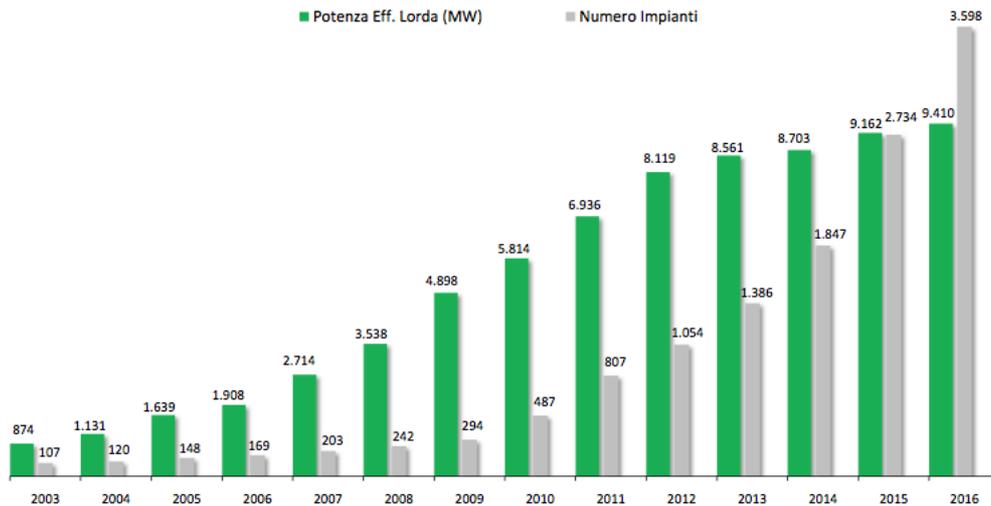


Figura 17 Evoluzione della numerosità e della potenza degli impianti eolici in Italia, 2003 - 2016 (9)

Come mostrato nella Figura 17, dall’inizio del 2000 al 2016 in numero degli impianti eolici e la relativa potenza installata sono aumentati in maniera consistente passando da 107 impianti per un totale di 874 MW di potenza nel 2003 ad un totale di 3.598 impianti con una potenza installata pari a 9.410 MW. Anche per quanto riguarda la produzione da eolico il sud Italia fa da padrone con il 96,7% della potenza installata a livello nazionale ed l’89% degli impianti (9).

Idrico

Gli impianti idroelettrici trasformano l’energia potenziale dell’acqua in energia meccanica data dalla rotazione della turbina; l’energia meccanica viene poi direttamente convertita in energia elettrica tramite un generatore.

Generalmente gli impianti idroelettrici possono essere di due tipi: (i) ad acqua fluente ovvero l’impianto è costruito in prossimità di un corso d’acqua e se ne utilizza il normale scorrimento per generare energia meccanica, oppure (ii) a bacino, in questo l’acqua è solitamente contenuta in un serbatoio sbarrata da una diga. Per la prima tipologia di impianto la produzione dipende dalla portata disponibile nel corso d’acqua, mentre nel secondo caso la caratteristica principale è il tempo impiegato per riempire il serbatoio.

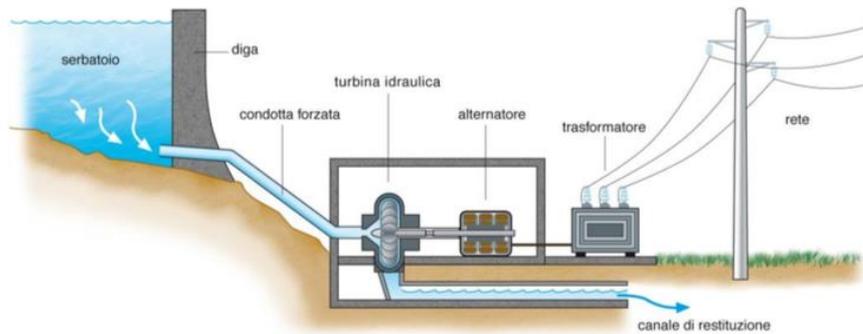


Figura 18 Schema impiantistico generale di un impianto idroelettrico (10)

Per entrambe le tipologie di impianto, lo schema impiantistico (come riportato in Figura 18) comprende:

- Un'opera di sbarramento del corso d'acqua costituita da una traversa, se si tratta di un impianto ad acqua fluente, o da una diga se si tratta di un impianto a bacino;
- Un canale di deviazione che può essere in parte o interamente in galleria e una vasca di carico solitamente dotata di organi di scarico;
- Una o più condotte forzate che convogliano l'acqua alle turbine idrauliche;
- Un impianto di produzione dell'energia elettrica, in cui sono installate uno o più gruppi turbina, che scaricano l'acqua turbinata nell'alveo del corso d'acqua a valle dell'impianto mediante un canale di restituzione;
- Collegati all'impianto di produzione dell'energia elettrica sono presenti anche un alternatore ed un trasformatore per collegare l'impianto alla rete di riferimento.

Come mostrato nella Figura 18, dal 2003 al 2016 in numero degli impianti idroelettrici presenti in Italia è quasi raddoppiato passando da 1.998 a 3.920, tuttavia la potenza installata è rimasta pressoché invariata passando da 16.970 MW a 18.641 MW (+ 1.671 MW). In altri termini questo significa che gli impianti installati sono stati mediamente tutti di piccole dimensioni.

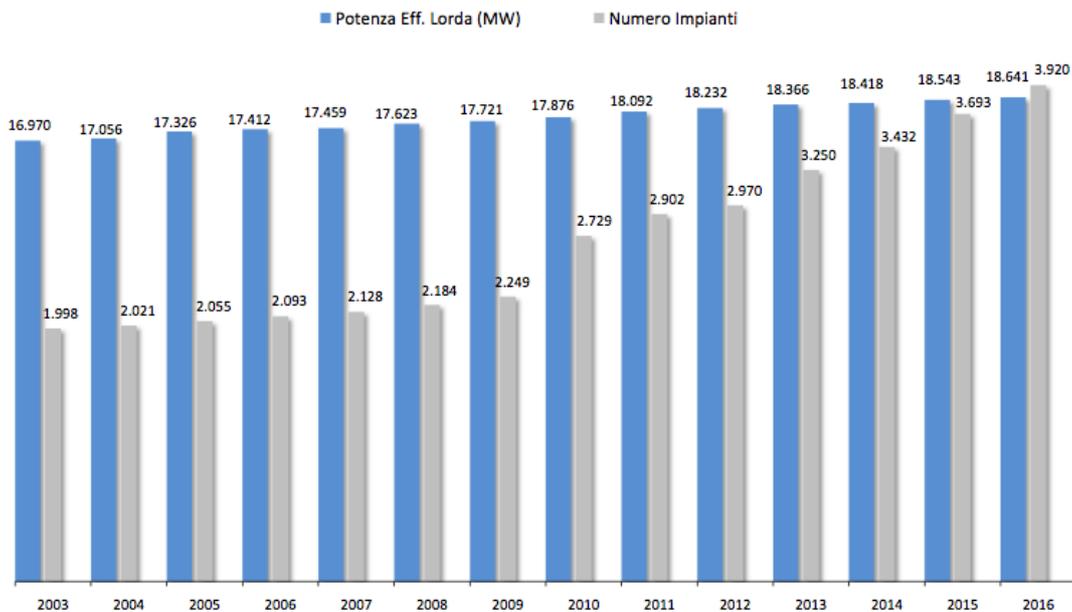


Figura 19 Evoluzione della numerosità e della potenza degli impianti idroelettrici in Italia, 2003 - 2016 (9)

Poiché gli impianti di natura idroelettrica necessitano di determinate condizioni climatiche e ambientali, a fine 2016 il rapporto statistico su gli impianti a fonti rinnovabili del GSE fa notare come la maggior parte degli impianti idroelettrici sia localizzata nelle regioni settentrionali (80,9%), in particolar modo in Piemonte (820 impianti), in Trentino Alto Adige (765) e in Lombardia (594). Di conseguenza in le stesse regioni avranno anche la maggiore concentrazione della potenza (59,6%), di cui i valori più rilevanti sono in Lombardia (5.096 MW), Trentino Alto Adige (3.297 MW) e Piemonte (2.720 MW) (9).

La potenza elettrica prodotta da un impianto è ricavabile dalla relazione:

$$P = \eta_t * g * Q * H$$

dove:

- P: potenza [KW]
- η_t : rendimento dell'insieme turbina – alternatore;
- Q: portata di massa d'acqua [m³/s];
- H: salto geodetico [m];
- g: accelerazione di gravità [m/s²].

Si deduce che la potenza è strettamente correlata al salto ed alla portata dell'impianto: il salto è definito come il dislivello di quota tra il punto in cui è disponibile la risorsa idrica ed il livello a cui essere viene restituita dopo il passaggio dalla turbina mentre la portata è la quantità di acqua che passa per la macchina stessa espressa nell'unità di tempo.

La specifica tipologia di turbina da installare dipende dalla portata del corso d'acqua e dal salto idraulico presente, le turbine ad azione (Pelton, Francis) sono maggiormente indicate per situazioni in cui si ha un salto elevato ed una bassa portata, mentre le turbine a reazione (Kaplan) si adattano meglio a salti più bassi e portate più elevate. Le diverse componenti di un impianto idroelettrico hanno tempi di vita differenti, solitamente le opere civili sono le più durature, con un tempo di vita anche di 80 anni, mentre quelle meccaniche ed elettriche (turbogeneratori) devono essere sostituite ogni 30 anni circa.

La produzione elettrica annua è strettamente correlata con la piovosità dell'anno stesso, nel 2017, secondo le prime stime di TERNA, è stata pari a 38 TWh circa, contro i 44 dell'anno precedente.

Bioenergie

Con il termine "biomassa" si fa riferimento alla "frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani" (DLgs 28/2011). Come si legge nel rapporto statistico del GSE del 2010, attraverso tale definizione si include una vastissima gamma di materiali, vergini o residui di lavorazioni agricole o industriali, che si possono presentare in diversi stati fisici, con uno spettro di poteri calorifici particolarmente ampio.

Il tipo di impianto di produzione varia in base al tipo di biomassa che si vuole utilizzare, alla tecnologia utilizzata allo stato dell'arte ed al prodotto finale che si vuole ottenere: esclusivamente energia elettrica, esclusivamente energia termica oppure una combinazione dei due. Anche se la maggior parte degli impianti si trova nel Nord Italia (come evidenziato in Figura 20), le bioenergie, insieme al solare fotovoltaico, sono le uniche fonti rinnovabili che possono essere utilizzate per la produzione di energia elettrica in tutte le Regioni italiane. L'altra vantaggiosa caratteristica delle biomasse è quella di poter generare energia elettrica in maniera programmabile a differenza di eolico e fotovoltaico.

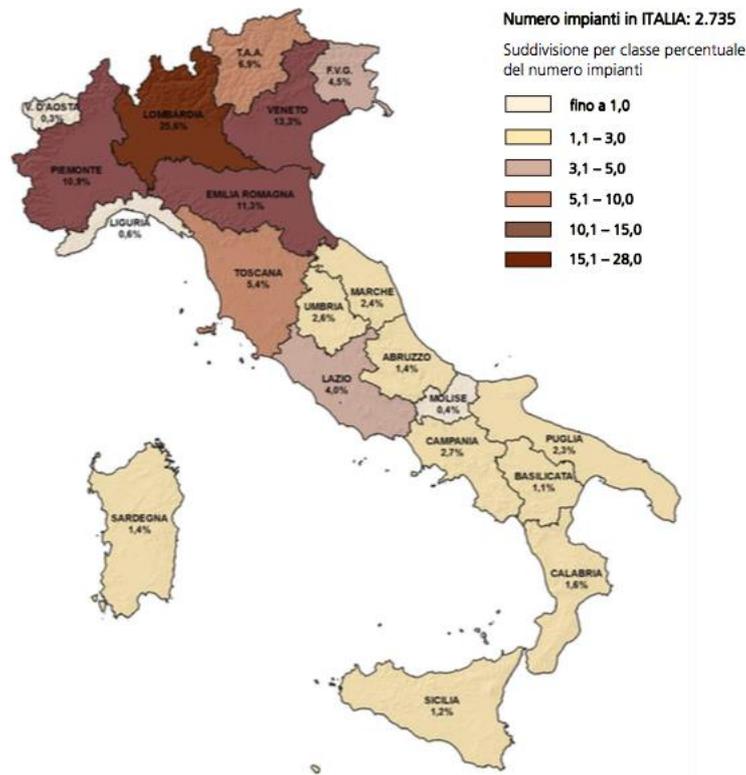


Figura 20 Distribuzione regionale del numero di impianti alimentanti con bioenergie, 2016 (9)

Rispetto ai primi anni del 2000 in cui fondamentalmente la produzione di energia avveniva tramite la combustione delle biomasse (l'equivalente dei combustibili fossili per un impianto termoelettrico tradizionale), ad oggi la produzione di energia elettrica avviene mediante l'utilizzo di biogas specialmente quelli derivanti da attività agricole e forestali (9). Il biogas, composto principalmente da metano (almeno 50%) ed anidride carbonica, si origina attraverso la fermentazione anaerobica di materiale organico di origine vegetale ed animale. Il Dlgs 28/2011 parla di "gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas" a seconda dell'origine e modalità di fermentazione. Il biogas utilizzato per la produzione di energia elettrica è principalmente ricavato da: (i) rifiuti urbani organici conferiti in discarica, (ii) fanghi di depurazione, (iii) deiezioni animali, scarti di macellazione e/o scarti organici agro-industriali, (iv) da attività scarti organici derivanti da attività agricole e/o forestali.

Per quanto riguarda le biomasse le tipologie impiantistiche più diffuse sono:

- impianti tradizionali con forno di combustione della biomassa solida, caldaia che alimenta una turbina a vapore accoppiata ad un generatore;
- impianti termoelettrici ibridi, che utilizzano biomasse e fonti convenzionali (il caso più

frequente è la co- combustione della biomassa e della fonte convenzionale nella stessa fornace);

- impianti, alimentati da biomasse liquide (oli vegetali, biodiesel), costituiti da motori accoppiati a generatori (gruppi elettrogeni) (10).

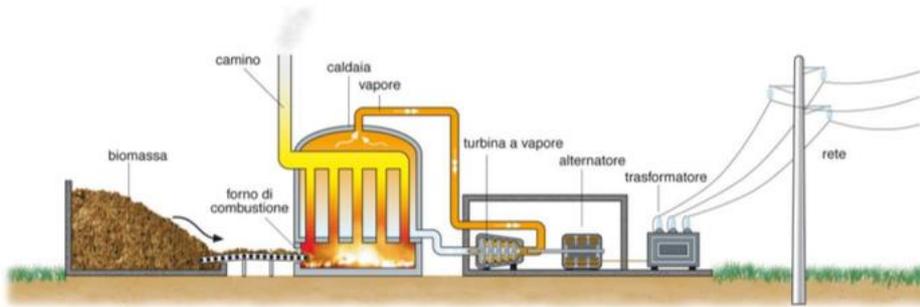


Figura 21 Struttura impiantistica per impianto termoelettrico a biomassa (10)

La Figura 21 rappresenta lo schema di un tipo impianto per il trattamento e la generazione di energia dalla combustione di biomasse.

Gli impianti a per la produzione di energia elettrica da biogas sfruttano l'elevato potere calorifico di quest'ultimo (dovuto all'elevato contenuto di metano), per effettuare una combustione diretta tramite caldaia, se si intende produrre esclusivamente calore o tramite motori accoppiati a generatori per la produzione di sola energia elettrica o per la cogenerazione di energia elettrica e di calore. Attraverso la combustione del biogas, l'impianto riesce infatti a trasformare l'energia termica in energia meccanica utilizzabile per la produzione di energia elettrica. Il caso più comune è quello di impianti alimentati da biogas prodotto nelle discariche controllate ed adiacenti all'impianto. Le parti principali dell'impianto, come descritto in Figura 22, sono:

- sezione di estrazione del biogas da discarica tramite pozzi di captazione, linee di trasporto e collettori di raggruppamento. Nel caso in cui si tratti di un impianto che non utilizza biogas proveniente da una discarica, questa sezione, è sostituita da un biodigestore e da un gasometro per la raccolta del biogas;
- sezione di aspirazione e condizionamento del biogas da discarica;
- sezione di produzione dell'energia elettrica detti gruppi elettrogeni seguita da una torcia che ha il compito di bruciare l'eventuale biogas non combusto nell'operazione precedente.

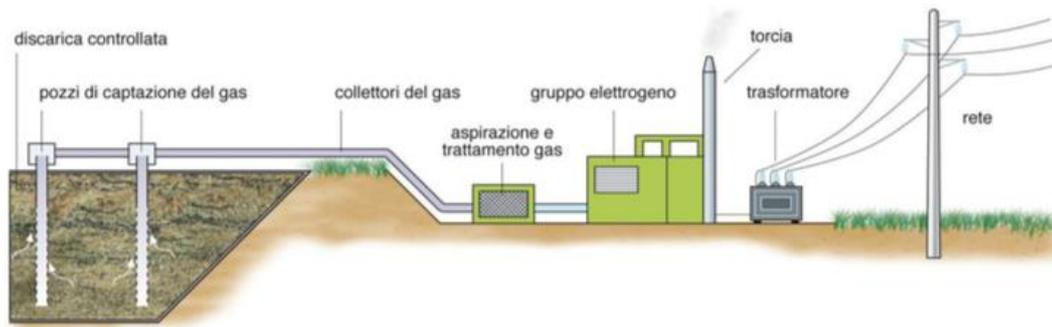


Figura 22 Struttura impiantistica per impianto termoelettrico a biogas (10)

Come mostrato nella Figura 23, Tra il 2003 e il 2016 la potenza installata degli impianti a biomasse è aumentata di 3.038 MW, con un CAGR del 10,8%.

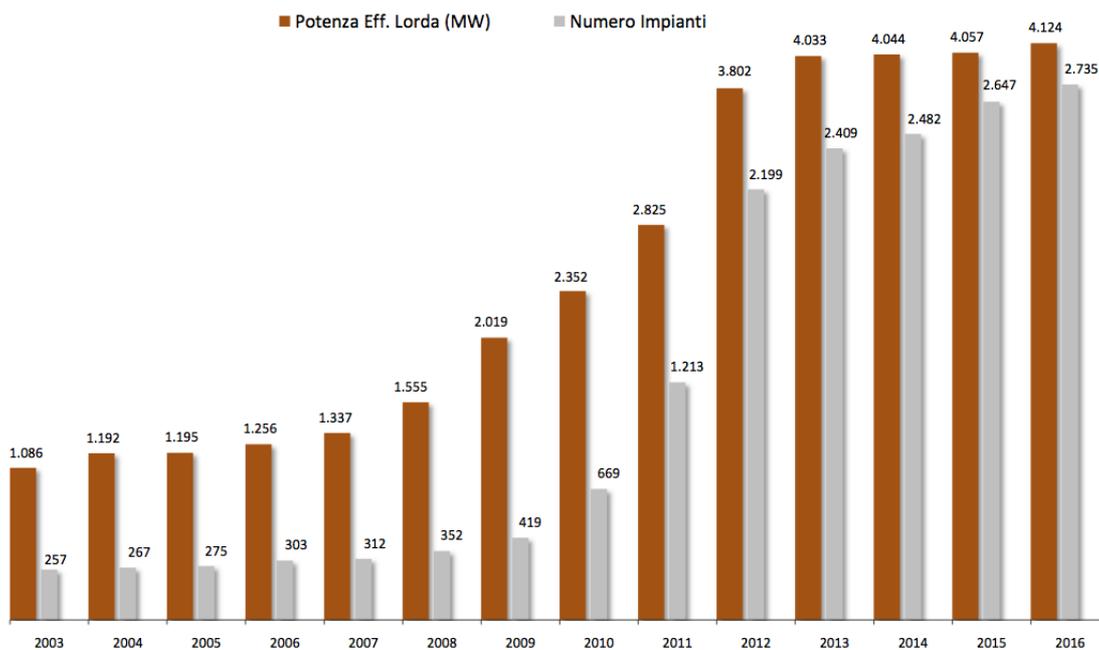


Figura 23 Evoluzione della numerosità e della potenza degli impianti a bioenergie in Italia, 2003 - 2016 (9)

Dopo la crescita continua e sostenuta che proseguiva dal 2008, dal 2014 si è verificato un rallentamento, con incrementi annuali piuttosto contenuti sia del numero sia della potenza degli impianti. A partire dal 2009 la taglia media degli impianti è diminuita principalmente a causa dell'entrata in esercizio di impianti alimentati a biogas di piccole dimensioni (potenza installata inferiore a 1 MW). A fine 2016 la maggior parte degli impianti alimentati da bioenergie si trova nel Nord Italia (73,5% del totale), che prevale conseguentemente anche in termini di potenza installata (61,9%). La Lombardia si caratterizza per la maggior potenza installata (931 MW), seguita dall'Emilia

Romagna con circa 628 MW. Nel Centro Italia la maggior potenza è rilevata nel Lazio (204 MW), mentre Puglia e Campania si distinguono nel Sud, rispettivamente, con 344 MW e 245 MW installati (9).

Geotermico

In presenza di condizioni particolari, presenti solo in alcuni punti della crosta terrestre, il contatto dell'acqua e strati di roccia calda permette la formazione di vapore d'acqua, o una semplice miscela dei due, chiamato fluido geotermico. Gli impianti geotermici trasformano questa energia termica in energia elettrica utilizzabile dall'utente finale. I bacini sfruttati per la produzione di energia elettrica sono caratterizzati da temperature superiori a 150°C e profondità che variano da poche decine a qualche migliaio di metri sotto terra. Una caratteristica cruciale degli impianti geotermici è la disponibilità pressoché costante della materia prima durante tutto il corso dell'anno. Conseguentemente gli impianti geotermici presentano prestazioni migliori, in termini di producibilità, rispetto agli altri impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Come mostrato in Figura 24, un impianto geotermico è solitamente caratterizzato dai seguenti componenti: (i) un pozzo di estrazione, alcune tubazioni di trasporto e sistemi di separazione di acqua e vapore che fungono da sistema di raccolta, di trattamento e convogliamento del fluido geotermico dal punto di raccolta fino all'impianto di produzione dell'energia elettrica, (ii) Un condotto di ammissione in turbina ed una turbina-generatore che assieme producono l'energia elettrica, (iii) un trasformatore che collega l'impianto di produzione alla rete elettrica di riferimento, (iv) un sistema di trattamento del vapore esausto composto da un condensatore, una torre di raffreddamento ad aria ed un sistema per l'estrazione ed il trattamento dei gas non condensabili, ed infine, (v) un sistema di re-immissione dell'acqua nel bacino geotermoelettrico.

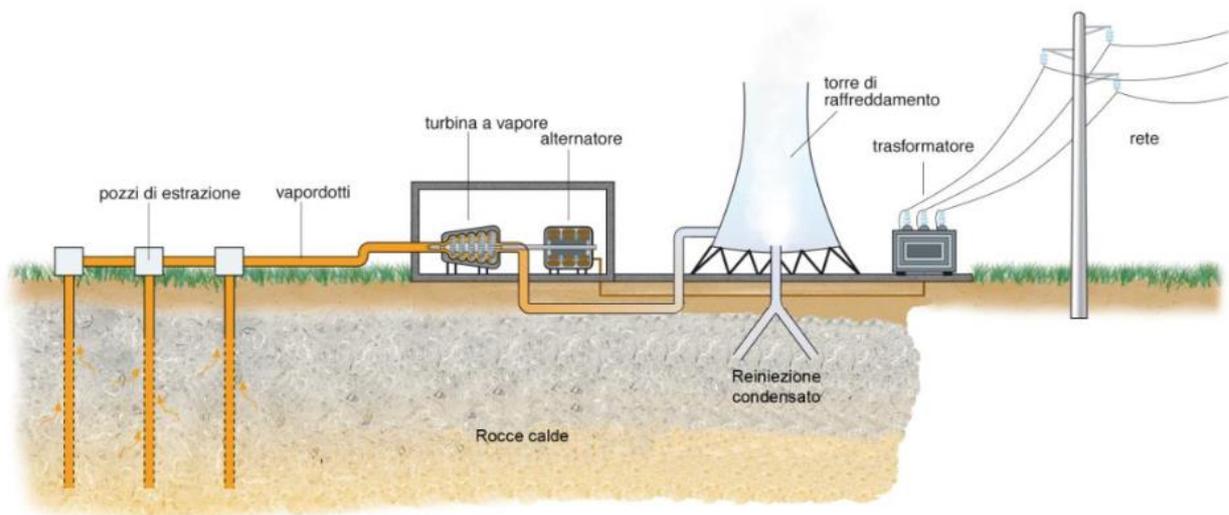


Figura 24 Struttura impiantistica per impianto geotermico (10)

Al fine di limitare l'impatto ambientale possono anche essere presenti dei sistemi di abbattimento di alcuni composti presenti nei gas incondensabili. Le emissioni di questi tipi di impianti dipendono dalle caratteristiche del fluido geotermico, ma per unità di energia prodotta, sono comunque inferiori a quelle derivanti da impianti alimentati con combustibile fossile (10).

Poiché il vettore che permette lo scambio termico con la massima efficacia è l'acqua, l'energia termica estraibile dipende non solo dalla presenza di anomalie termiche a profondità modeste, ma anche dalla permeabilità e dalla porosità delle rocce, nonché dal loro grado di saturazione in fluido.

Quando, nonostante la presenza di un'anomalia termica importante, la permeabilità delle rocce serbatoio e/o la quantità di fluido ivi localizzato risultano troppo scarsi o assenti si parla di sistemi geotermici non convenzionali. In questi casi si cerca di modificare artificialmente questi parametri al fine di rendere il sistema geotermico utilizzabile (Enhanced Geothermal Systems - EGS) provocando un aumento della porosità efficace della roccia serbatoio attraverso fratturazione indotta e iniettando fluido dall'esterno: si tratta della tecnologia denominata hot dry rocks (15).

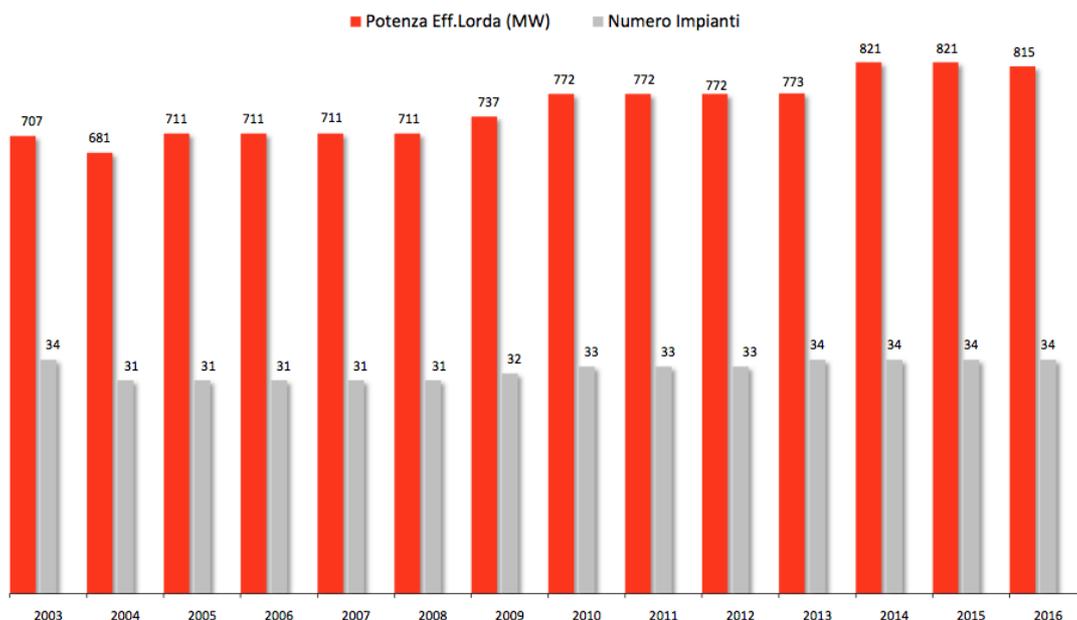


Figura 25 Evoluzione della numerosità e potenza degli impianti geotermoelettrici in Italia, 2003 - 2016 (9)

Come si nota dalla Figura 25, il numero degli impianti presenti in Italia e la relativa potenza installata rimangono pressoché invariati nei tredici anni che intercorrono tra il 2003 ed il 2016. Infatti la potenza installata sostanzialmente cresce solamente negli ultimi quattro periodi passando da 773 MW nel 2013 a 815 MW nel 2016 (+5,4%).

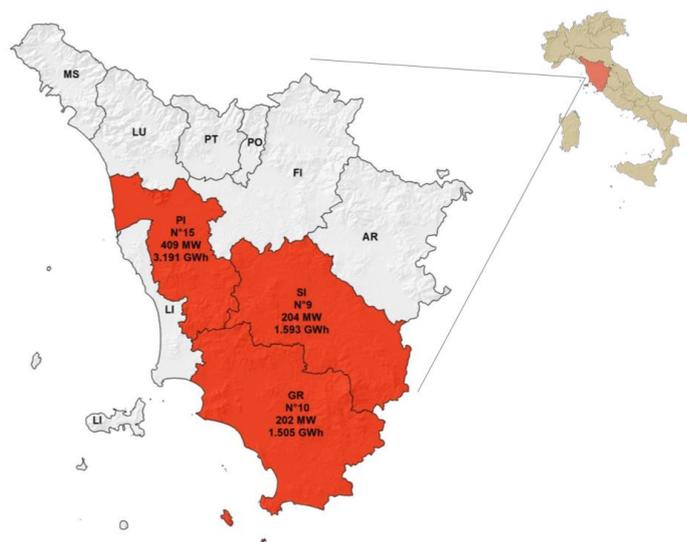


Figura 26 Presenza territoriale degli impianti geotermici in Italia (9)

A fine 2016, tutti i 34 impianti geotermici sono presenti esclusivamente nella regione Toscana, per la precisione nelle provincie di Pisa (nella quale si concentra il 50,8% della produzione totale), Siena

(25,3%) e Grosseto (23,9%).

Solare Termodinamico

Gli impianti solari termodinamici sfruttano l'energia prodotta dalla radiazione solare e la convertono in energia meccanica, la quale verrà successivamente trasformata in energia elettrica.

La radiazione solare viene concentrata mediante l'impiego di superfici riflettenti focalizzate verso un ricevitore; quest'ultimo al suo interno contiene un fluido termovettore che viene scaldato dall'energia associata alla radiazione solare ed aziona una turbina collegata ad un generatore elettrico. Questa tipologia di impianto è spesso posizionata su una struttura non fissa che è in grado di seguire gli spostamenti del sole, tale sistema, denominato Tracking, è gestito dal collettore composto a sua volta da un concentratore ed un ricevitore.

Le diverse tipologie di collettore definiscono altrettante tipologie di impianti a concentrazione solare:

- Sistemi a collettori parabolici lineari: è la configurazione più diffusa. La radiazione solare viene concentrata da un sistema di specchi di forma parabolica e focalizzata verso un ricevitore lineare collocato nel punto focale della parabola, solitamente il ricevitore è un tubo assorbitore, possibilmente di acciaio o altri materiali che determinano un altissimo coefficiente di assorbimento, al cui interno circola un fluido termovettore il quale può raggiungere temperature molto elevate, fino ai 400°C. Questa tipologia di collettore è la più matura e quella maggiormente utilizzata. Hanno una potenza che può variare da 50 a 300 MW. Già oggi alcune centrali sono dotate di sistemi di accumulo che permettono al surplus di energia inutilizzato di essere conservato sotto forma di calore attraverso dei sali fusi o altri materiali a cambiamento di fase, consentendo così di continuare a produrre elettricità anche dopo il tramonto (16);
- Sistemi a collettori lineari Fresnel: in questo caso la superficie riflettente è costituita da una serie di specchi semipiani in fila, posizionati in modo che convogliano la radiazione solare verso un ricevitore lineare collegato in posizione fissa sopra di essi. I collettori lineari di Fresnel sono meno costosi rispetto a quelli parabolici lineari per via della maggiore semplicità strutturale in più occupano meno superficie di terreno per unità di potenza di

picco e sono meno esposti all'azione del vento, poiché si trovano più vicini al suolo e con un'angolazione quasi orizzontale. Per contro, hanno minore precisione di puntamento e non consentono di raggiungere le stesse temperature, del fluido termodinamico; di conseguenza garantiscono un minor rendimento atteso rispetto ai collettori parabolici lineari;

- Sistemi a torre: per questa tipologia di sistema la superficie riflettente è costituita da una serie di specchi piani (chiamati eliostati) che convogliano la radiazione solare verso un ricevitore fisso collocato in cima ad una torre. La potenza di questi impianti è solitamente compresa tra 10 e 50 MW. La temperatura raggiunta dal fluido termovettore è strettamente correlata alla scelta della tipologia di fluido utilizzato (generalmente sali fusi) e può arrivare ai 600°C. Negli ultimi anni, questa tipologia di impianti, ha registrato un forte aumento di interesse grazie al fatto che ha raggiunto maggiori livelli di efficienza rispetto alle altre tecnologie;
- Sistemi a collettori a disco parabolici: tra tutte questa è la configurazione meno diffusa. Il concentratore è costituito da una superficie circolare riflettente di forma parabolica che convoglia la radiazione solare verso un ricevitore collocato nel suo punto focale. Il sistema a disco parabolico, che segue il sole, utilizza un gas (elio o idrogeno) che viene riscaldato nel ricevitore fino a temperature di oltre 600°C. Il ricevitore è costituito da un motore Stirling che converte direttamente l'energia termica in energia elettrica e aziona un alternatore collegato direttamente alla rete elettrica. A differenza delle altre soluzioni, il solar dish risulta essere competitivo anche per impianti di ridotte dimensioni.

In Figura 27 sono rappresentate tutte le varie tipologie di impianto.

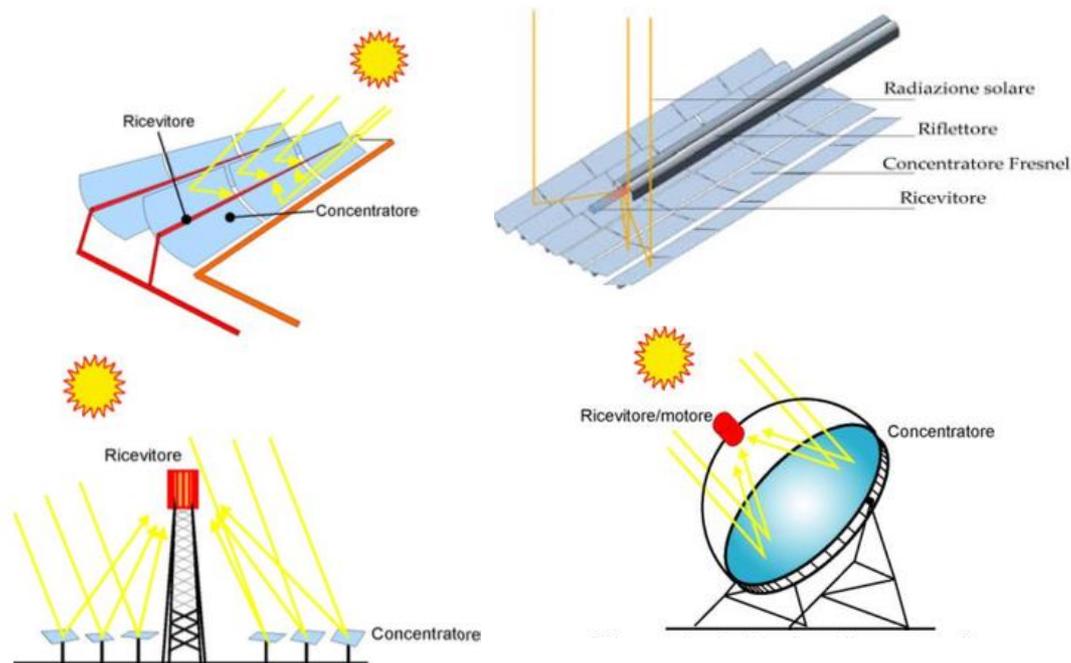


Figura 27 Struttura impiantistica per impianto solare termodinamico. In alto: a sinistra sistema parabolico lineare, a destra sistema Fresnel; in basso: a sinistra sistema a torre a destra sistema con disco parabolico (15)

Ad oggi i fluidi termodinamici impiegati sono di due tipi: (i) l'olio diatermico che è impiegato nella maggior parte degli impianti però ha lo svantaggio di essere costoso ed altamente infiammabile, e (ii) i sali fusi i quali, rispetto all'olio diatermico hanno un minor impatto ambientale, sono più economici e non infiammabili, il loro principale limite però consiste nel fatto che solidificano alla temperatura di circa 200°C perciò è necessario mantenerli a temperature elevate.

Le principali applicazioni degli impianti solari termodinamici sono essenzialmente tre: (i) utilizzo esclusivo alla produzione di energia elettrica, (ii) integrazione degli impianti solari termodinamici con impianti termoelettrici tradizionali, detti impianti ibridi, (iii) impianti per la produzione del vapore a media temperatura, in questo caso non è contemplata la produzione di energia elettrica, ma si produce esclusivamente vapore a servizio del ciclo di produzione di una fabbrica. Tuttavia, benché la tecnologia solare termodinamica abbia quasi raggiunto una fase di maturità, in Italia rimane una soluzione per la produzione di energia elettrica poco utilizzata: si conta un solo vero esperimento realizzato dall'Enel in collaborazione con ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile); l'impianto è situato in Sicilia e conta di una potenza installata di 5 MW.

Le tecnologie di accumulo dell'energia elettrica

Secondo la definizione data dal GSE (Gestore Servizi Energetici), un sistema di accumulo per l'energia elettrica è: “un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa [...] in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo)”.

Infatti, un sistema di accumulo elettrico è in grado di raccogliere, in un tempo iniziale t_0 , una data quantità di energia elettrica e di rilasciare questa interamente o solo parte dell'energia al tempo t_1 , dopo un certo periodo di stoccaggio.

I sistemi di accumulo si possono suddividere in due macro categorie:

- quelli che garantiscono “prestazioni in potenza”: quindi sistemi in grado di scambiare elevate potenze per tempi brevi (da frazioni di secondo a qualche decina di secondi);
- quelli che si caratterizzano per “prestazioni in energia”, quindi sistemi in grado di scambiare continuamente potenza per diverse ore (17).

Nell'arco di questo studio si farà principalmente riferimento agli aspetti di gestione del sistema legati alla necessità di trasporto nel tempo di grandi quantitativi di energia, mettendo in secondo piano tutti gli aspetti legati alla qualità del sistema elettrico, come la compensazione delle fluttuazioni di output causate dall'intermittenza della fonte che richiederebbero prestazioni legate alla potenza rilasciata.

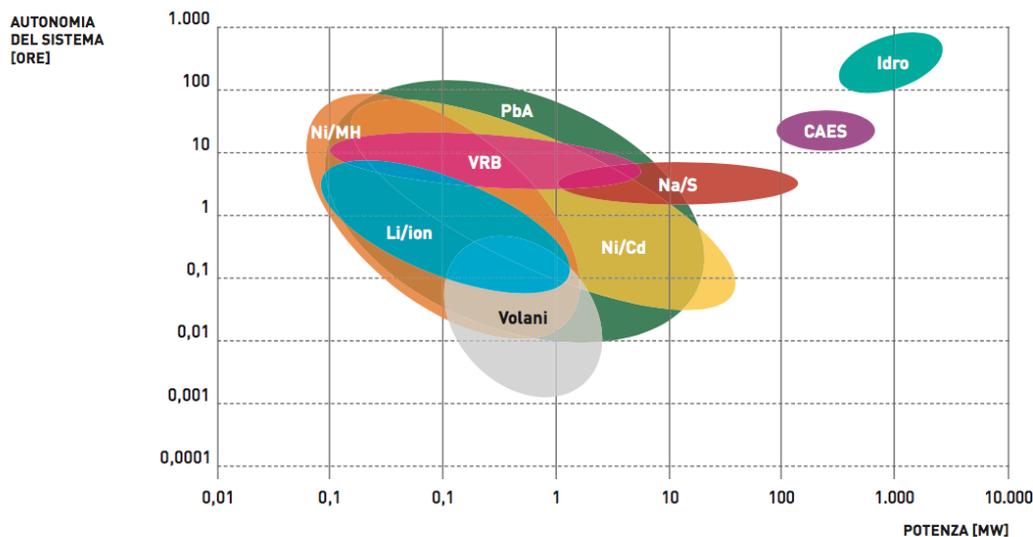


Figura 28 Confronto tra le diverse tipologie di accumulo in funzione della potenza e dell'autonomia del sistema

In questo capitolo si farà un breve focus sulle tecnologie più adatte a questo tipo di applicazione, quelle cioè caratterizzate dalla capacità di fornire elevate prestazioni di potenza per periodi di tempo prolungati, che, come emerge dalla Figura 28, sono:

- impianti idroelettrici a pompaggio;
- impianti ad aria compressa (CAES);
- accumulatori elettrochimici (alcune tipologie).

Ad ogni tipologia di impianto di stoccaggio corrisponde un determinato valore di potenza ed un preciso valore di energia accumulabile:

- per gli impianti idroelettrici a pompaggio l'energia accumulabile è legata dalla capienza dei bacini dove viene immagazzinata l'acqua, mentre la potenza dipende dalla taglia delle turbine e delle pompe idrauliche installate;
- per gli impianti CAES l'energia accumulabile è legata della capienza dei serbatoi di stoccaggio dell'aria compressa, mentre la potenza è correlata alla taglia del turbogas e del compressore;
- per gli accumulatori elettrochimici la questione è più complessa ma, in generale, si può dire che l'energia accumulabile è legata alla capacità della cella mentre la potenza alla tensione della cella (oltre che alla corrente di funzionamento).

Di conseguenza in un sistema di stoccaggio solo una delle due variabili potenza-energia può essere scelta liberamente, l'altra sarà conseguenza di tale scelta. Per esempio, un accumulo dimensionato in base alle quantità di energia da accumulare (cioè sulla capacità) avrà, di conseguenza, un definito valore di potenza, che dipende dalla tecnologia di stoccaggio; e viceversa.

Il servizio di riserva e modulazione dell'energia mediante sistemi di accumulo assume una posizione sempre più rilevante via a via che aumenta la necessità di integrare, all'interno del sistema elettrico nazionale, i sistemi di produzione basati sulle fonti rinnovabili, specialmente quelli non programmabili quali eolico e fotovoltaico.

Impianti idroelettrici a pompaggio

Gli impianti idroelettrici di accumulo rivestono un ruolo importante nel sistema elettrico italiano poiché hanno la particolare caratteristica di appartenere ad entrambe le macro categorie dei sistemi di accumulo: attraverso la modulazione dell'erogazione della potenza elettrica, questa tipologia di impianto, riesce a soddisfare sia esigenze di potenza, poiché in tempi di risposta molto brevi riesce ad erogare una grande quantità di potenza e sia esigenze legate alla richiesta prolungata di potenze minori grazie alla rilevante quantità di energia immagazzinabile.

I primi impieghi di sistemi di pompaggio idroelettrico per l'accumulo di energia risalgono alla fine dell'800 in Italia e in Svizzera, anche se solo a partire dagli anni '30 del secolo scorso, con lo sviluppo delle prime macchine reversibili pompa/turbina, hanno cominciato a diffondersi nel mondo. Negli anni più recenti gli impianti di pompaggio hanno raggiunto un livello di efficienza molto elevato, grazie allo sviluppo di turbine reversibili a velocità variabile e ad alto rendimento, che operano in modo sincrono con la frequenza di rete in fase di generazione e in modo asincrono nella fase di pompaggio (18)

Dal punto di vista costruttivo gli impianti di pompaggio sono molto simili ai tradizionali impianti idroelettrici a serbatoio e bacino, ma il loro principio di funzionamento è diverso poiché è diversa la loro funzione. Come evidenziato in Figura 29, negli impianti a pompaggio si genera, tra due invasi posti a quote differenti, un flusso ciclico d'acqua caratterizzato da due fasi di esercizio: una di generazione e una di pompaggio. Il pompaggio consiste nell'assorbimento di energia elettrica dalla rete da parte dell'impianto, permettendo così di riportare l'acqua dal bacino inferiore a quello superiore. Nella normalità del funzionamento dell'impianto questa fase avviene la notte poiché il costo dell'energia elettrica è minore rispetto a tutto il resto della giornata. La fase di generazione è

analoga al funzionamento di un normale impianto idroelettrico a serbatoio: il flusso d'acqua passa attraverso una turbina, producendo così energia elettrica, e viene poi raccolta nel bacino inferiore.

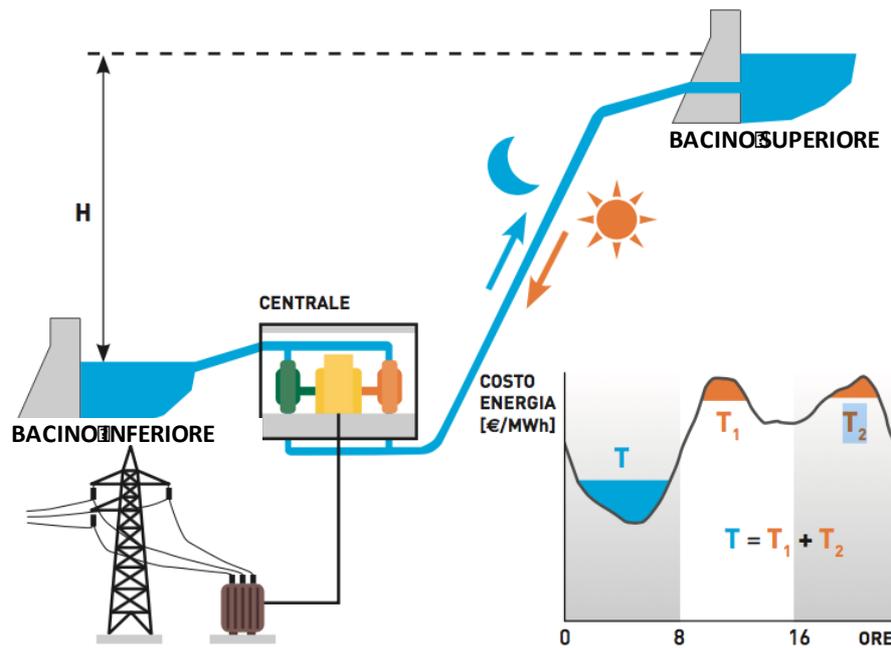


Figura 29 Schema impiantistico e funzionamento degli impianti di accumulo mediante pompaggio

Un'unica macchina può operare come pompa e come turbina, lavorando così in entrambe le fasi (si tratta in questo caso di turbine Francis reversibili), oppure le macchine possono essere diverse per le due fasi. La potenza prodotta dall'impianto in fase di generazione è data da:

$$P_{generazione} = \partial * g * H * \eta_{turbina}$$

dove:

∂ =portata di massa dell'acqua [m^3/s];

$g= 9,81$ è l'accelerazione di gravità [m/s^2];

H = salto geodetico [m];

$\eta_{turbina}$ =rendimento turbina-generatore elettrico.

Mentre la potenza consumata durante la fase di pompaggio è data da:

$$P_{pompaggio} = \partial * g * H * \eta_{pompaggio}$$

dove:

$\eta_{pompaggio}$ = rendimento della fase di pompaggio.

Il rendimento totale di un impianto di pompaggio è dato dal prodotto dei due rendimenti:

$$\eta_{totale} = \eta_{turbina} * \eta_{pompaggio}$$

e, normalmente, assume valori medi del 70-80%.

Negli ultimi 10-15 anni il fattore di utilizzo degli impianti a pompaggio è notevolmente diminuito, e, nel 2017 l'energia prodotta è stata di appena 1,8 TWh; l'andamento temporale della produzione da impianti a pompaggio è riportata in Figura 30.

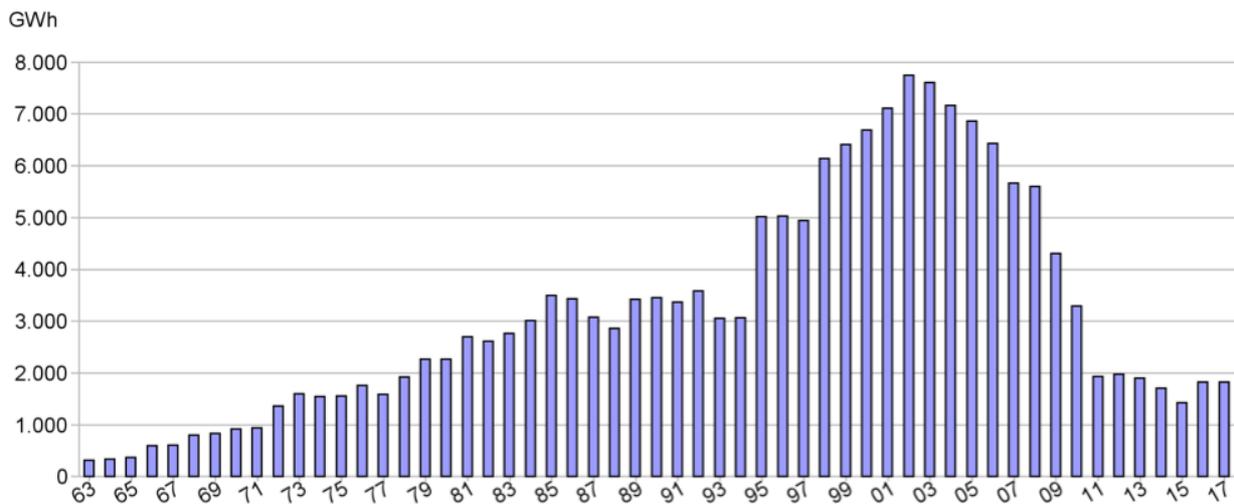


Figura 30 Andamento storico della produzione lorda di energia idroelettrica da apporti di pompaggio

Ciò può essere attribuito al concorso di diversi fattori: (i) differenziale di prezzi, tra l'orario di punta (solitamente nel primo pomeriggio) e quello base (solitamente di notte) sempre meno ampio, la crescente sovraccapacità produttiva degli impianti di cogenerazione a ciclo combinato (CCGT - combined cycle gas turbine), che può indurre gli operatori a sottoporre gli impianti stessi ad un funzionamento molto flessibile pur di tenerli in funzione, ma, anche, (ii) ad una diminuzione del rendimento degli impianti a pompaggio, legata al progressivo interrimento dei serbatoi e all'invecchiamento delle infrastrutture (18).

Una variante dei classici impianti a pompaggio sono gli impianti a pompaggio marino, ovvero impianti che utilizzano come bacino inferiore il mare e che quindi si trovano lungo il litorale. Anche in questo caso, per la costruzione, sono necessarie particolari condizioni morfologiche del terreno: la costa deve essere sufficientemente scoscesa per presentare un dislivello tecnicamente interessante. In questo caso, i maggiori costi sostenuti per garantire la protezione dei vari componenti dalla corrosione sono compensati dai risparmi legati alla mancata necessità di costruire

un serbatoio inferiore. I rendimenti tipici di questi impianti sono analoghi a quelli dei pompaggi tradizionali, così come la vita media che è di circa 50 anni. Impianti di questo tipo sono in funzione in Giappone, e in costruzione in Spagna (18).

Impianti ad aria compressa

L'immagazzinamento di energia attraverso impianti ad aria compressa (CAES - Compressed Air Energy Storage) offre un ottimo bilanciamento tra la possibilità di immagazzinare elevate quantità di energia e mantenere i costi dell'impianto contenuti. Come gli impianti di accumulo idroelettrico, gli impianti CAES, hanno la capacità di rilasciare quantitativi di energia analoghi a quelli tipici dei grandi impianti di produzione di energia elettrica (100-1.000 MW) per un tempo prolungato.

Lo schema impiantistico di un sistema di accumulo ad aria compressa convezione, è composto da:

- un compressore o un treno di compressori, azionati da un motore elettrico durante i periodi con bassa richiesta di energia in cui il costo dell'energia è relativamente basso;
- un sistema di accumulo dell'aria compressa, solitamente un serbatoio metallico o naturale;
- una turbina a gas dove viene decompressa l'aria accumulata.

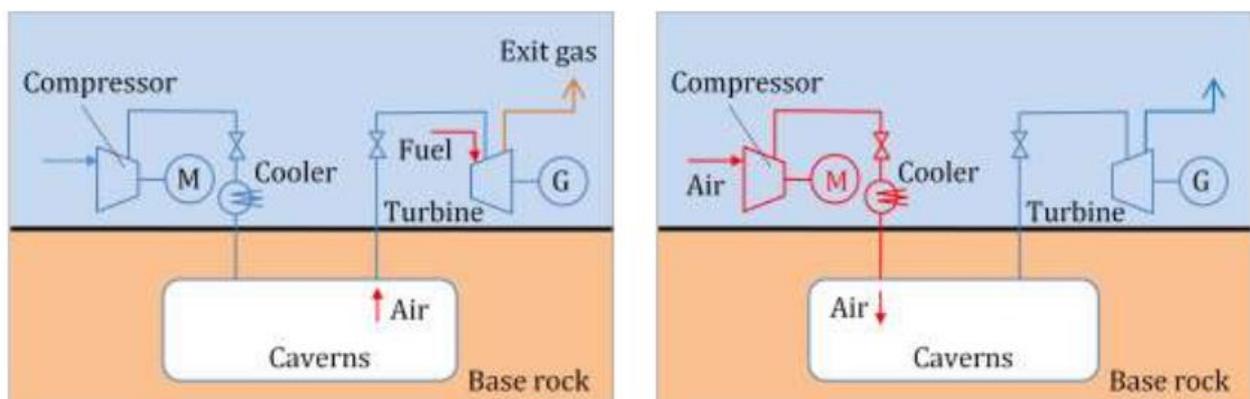


Figura 31 Principio di funzionamento di un sistema CAES: processo di scarica e carica

Operativamente l'aria compressa accumulata nel serbatoio, dopo essere stata riscaldata attraverso la combustione di gas naturale, è fatta espandere all'interno di una turbina a gas connessa ad un generatore. È importante notare che, siccome la turbina ed il compressore sono indipendenti, è possibile disaccoppiare nel tempo il momento in cui si consuma energia elettrica (compressione) dal momento in cui la si produce (espansione); questo disaccoppiamento implica un beneficio economico poiché solitamente la fase di compressione avviene di notte, momento in cui l'energia

elettrica costa di meno, mentre la fase di espansione avviene nei momenti di maggiore richiesta di energia, in cui il prezzo dell'energia è al suo massimo giornaliero.

Anche in questo caso il cambio dello scenario energetico dovuto alla continua crescita della quota di produzione da parte delle fonti rinnovabili non programmabili, ha evidenziato alcuni limiti del sistema di trasmissione nazionale. In questo contesto risulta fondamentale la mitigazione delle variazioni di energia elettrica prodotta durante l'arco della giornata e, al fine di evitare costose modifiche alla rete, cresce sempre di più l'interesse verso questo tipo di tecnologie efficaci e poco costose.

Nella macro categoria degli impianti CAES sono comprese diverse tipologie di impianto oltre a quello convenzionale. I più conosciuti sono il CAES Adiabatico ed il CAES Isotermo.

Il sistema di accumulo ad aria compressa adiabatico accumula il calore che si è generato nel corso della compressione e lo riutilizza per preriscaldare l'aria della fase di generazione, consentendo così di ridurre o possibilmente eliminare l'impiego di combustibili. Per questa tipologia di impianto si può pensare di immagazzinare energia sotto forma di calore latente sfruttando materiali simili a quelli usati per i pannelli solari termodinamici: olii termici o sali che subiscono transizioni di fase. L'aria, una volta raffreddata, è accumulata a sua volta in un serbatoio geologico analogamente al caso del CAES Convenzionale. L'evoluzione futura di questo tipo di impianto è la completa esclusione dell'impiego di combustibile (18).

Il CAES Isotermo prevede la compressione e l'espansione dell'aria senza variazioni sostanziali di temperatura dell'aria, in entrambe le fasi. A differenza di quella precedente, questa soluzione non utilizza combustibili, in questo caso l'aria è accumulata in piccoli serbatoi esterni. Attorno al 2011 una startup statunitense ha profondamente cambiato il mondo di questi sistemi di accumulo sviluppando e brevettando un sistema CAES isotermo con un'efficienza superiore al 90% denominato ICAESTM che utilizza dei cilindri idraulici per entrambe le fasi di compressione e di espansione, piuttosto che ricorrere a un turbocompressore e a una turbina a gas. Questa tecnologia consente uno scambio termico controllato con l'ambiente durante entrambe le fasi. In particolare, nella fase di compressione l'aria è raffreddata con l'impiego di acqua che, una volta riscaldata a contatto con l'aria calda, è accumulata e utilizzata successivamente nella fase di espansione per riscaldare l'aria (18).

Per quanto riguarda il rendimento di accumulo di un impianto CAES, esso è definito dal rapporto tra un'unità di energia in uscita (quella scaricata dall'accumulatore) e la somma dell'energia in ingresso

- quella accumulata, più, eventualmente, quella necessaria per la combustione -, moltiplicata per il rispettivo rendimento (19).

$$\eta_{impinato} = \frac{\text{Energia in uscita (KWh}_{Uscita})}{x * (\text{KWh}_{Compressione}) + y * (\text{KWh}_{Combustibile})}$$

A titolo esemplificativo, se nel primo caso, per avere in uscita 1 kWh elettrico è necessario spendere: 0,83 kWh elettrici per la compressione più 1,5 kWh termici per alimentare la combustione. Ipotizzando, ottimisticamente, un rendimento del turbogas del 40%, allora 1,5 kWh termici corrispondono a 0,6 kWh elettrici (=0,4 i 1,5), si avrà quindi:

$$\eta_{impinato\ adiabatico} = \frac{1\text{ KWh}}{0,83\text{ KWh} + 0,4 * (1,5\text{ KWh})} \cong 0,7$$

Nel caso dell'accumulo isoterma, dove non è richiesto l'utilizzo di combustibili, il secondo termine del denominatore sarà nullo, mentre per la compressione si assume di consumare circa 1,4 kWh di energia elettrica così da ottenere valori di rendimento simili a quelli del primo caso:

$$\eta_{impinato\ isoterma} = \frac{1\text{ KWh}}{1,42\text{ KWh}} \cong 0,7$$

Come già accennato in precedenza i serbatoi utilizzati per questa tipologia di impianto possono essere di diversa natura: posti sottosuolo, sulla superficie terrestre o eventualmente anche sotto il livello del mare (18). Da un punto di vista operativo, la situazione ottimale sarebbe che i serbatoi operassero in condizioni di pressione costante e dovrebbero essere caratterizzati da basse perdite di carico nelle fasi di accumulo ed espansione. Un altro punto fondamentale è che siano in grado di mantenere un elevato livello di efficienza pur essendo soggetti a cicli giornalieri di carico-scarico. Utilizzando serbatoi naturali non possono non essere presi in considerazione gli aspetti di stabilità naturale legati principalmente ad eventuali batteri aerobici ed all'ossigeno contenuti nelle formazioni rocciose in profondità, a causa dell'instaurarsi di processi ossidativi (18).

Fondamentalmente le principali tipologie di serbatoi di accumulo possono essere: (i) caverne saline realizzate sciogliendo parte di un giacimento sotterraneo di sale in modo da ottenere una cavità geometrica e delle dimensioni desiderate; questo tipo di fonte ha il vantaggio di avere caratteristiche meccaniche e morfologiche che riducono le perdite di serbatoio diminuendo anche le perdite di carico in fase di accumulo e di rilascio (18), (ii) caverne realizzate nella roccia o miniere abbandonate, rispetto al caso precedente questo sistema è significativamente più costoso (30\$/KW contro 1-2\$/KW per le caverne saline) però garantisce la tenuta dell'aria ed, in linea di principio, una

configurazione di pressione costante, previa realizzazione di un bacino in superficie connesso alla caverna, (iii) formazioni porose presenti negli acquiferi salini e giacimenti esausti di petrolio o gas naturale, i costi per questa tipologia di impianto sono paragonabili a quelli sostenuti per le caverne saline. Questo tipo di formazioni rocciose sono reperibili con una certa facilità in molte parti del mondo, anche in concomitanza con aree caratterizzate da elevate producibilità da fonte eolica, infine troviamo i (iv) serbatoi di tipo metallico, questo tipo di tecnologia viene posizionata in superficie ed è applicabile ad impianti di piccola taglia principalmente eolici. Questo tipo di serbatoio è il più costoso, con oneri che si aggirano tra i 40 \$/KWh fino ad arrivare a 140 \$/KWh dipendentemente dalle dimensioni dell'impianto.

I primi due impianti CAES nel mondo sono uno in Germania (Huntorf) e uno negli Stati Uniti (McIntosh – Alabama). L'impianto di Huntorf, nei pressi di Brema, risale al 1978 ed è un impianto da 290 MW che utilizza una coppia di caverne saline realizzate a una profondità variabile tra i 650 e gli 800 metri aventi un volume complessivo pari a circa 300.000 m³. In figura 40 si riporta lo schema e i parametri di funzionamento tipici di quest'impianto.

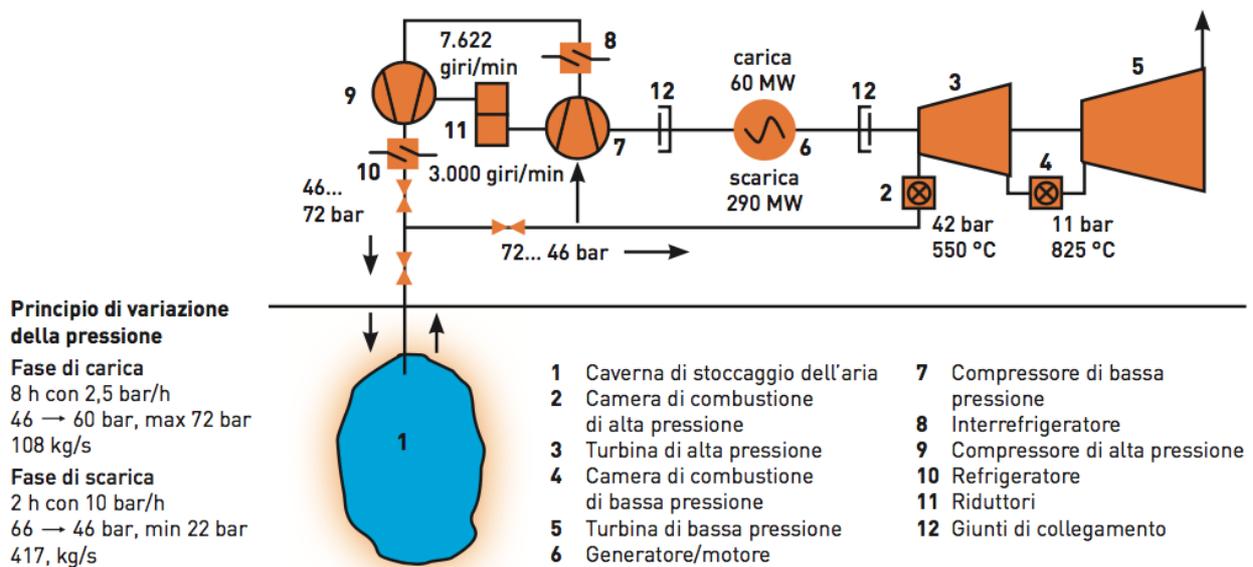


Figura 32 Schema impiantistico e principali parametri dell'impianto di Huntorf, Germania

In condizioni operative normali, l'avviamento dell'impianto richiede una decina di minuti. Come si può osservare dalla Figura 32, la pressione di accumulo all'interno dei serbatoi è fissata pari a 66 bar, ma, nella fase di espansione la pressione del serbatoio scende sino a 42 bar, infatti per poter garantire una pressione costante in ingresso turbina si utilizza un riduttore di pressione. A valle della turbina di alta pressione è posto un secondo combustore ed un secondo stadio

d'espansione. L'impianto di McIntosh (Alabama), da 110 MW, realizzato da Dresser-Rand è operativo dal 1991. È stato progettato per garantire una produzione di energia elettrica continua per 26 ore a pieno carico. Analogamente all'impianto precedente, il serbatoio è costituito da una caverna salina del volume di 560.000 m³. Rispetto al CAES tedesco in questo si riesce a ridurre il consumo di combustibile del 22%, grazie alla presenza, a monte della camera di combustione, di un preriscaldamento dell'aria proveniente dalla caverna tramite il calore dei gas di scarico della turbina.

Accumulatori elettrochimici

Il principio alla base del funzionamento dei generatori elettrochimici è costituito dalle reazioni di ossidoriduzione: una specie chimica (detta riducente) perde elettroni e si ossida, mentre una seconda specie chimica (detta ossidante) acquista gli elettroni persi dal riducente e si riduce. È da notare che il carattere riducente o ossidante di una sostanza non può essere definito in modo univoco poiché ogni sostanza può reagire in un modo diverso a seconda di quale sia il partner della reazione. Costruendo un circuito esterno che permetta di intercettare il flusso di elettroni, si ottiene una corrente elettrica con un potenziale che dipende dalle specie tra cui avviene la reazione: tale sistema costituisce la pila elettrochimica primaria. Se, inoltre, è possibile, applicando un campo elettrico dall'esterno, invertire il percorso degli elettroni e il verso della reazione, si riporta il sistema allo stato iniziale trasformando l'energia elettrica in energia chimica, con una reazione che prende il nome di elettrolisi, ottenendo così un accumulatore elettrochimico (18).

Di conseguenza gli accumulatori elettrochimici detti anche pile secondarie o, più comunemente batterie, si differenziano dalle pile primarie perché sono ricaricabili, ovvero il processo di trasformazione diretta dell'energia chimica in energia elettrica è reversibile. Ciò permette di poter accumulare energia elettrica sotto forma di energia chimica, e renderla poi disponibile al momento opportuno.

Una batteria è costituita dalla combinazione, in serie e/o parallelo, di un certo numero di celle elettrochimiche (18).

Esistono numerose tipologie di celle elettrochimiche, che si differenziano per le specie che partecipano alla reazione, ma sono tutte accomunate da una struttura base, costituita da due semi celle, ciascuna composta da un elettrodo metallico immerso in una soluzione elettrolitica e separate da un setto poroso che permette il passaggio degli ioni (necessario per ottenere il bilanciamento delle cariche) impedendo il mescolamento delle soluzioni (18).

Il comportamento reale dei generatori elettrochimici differisce da quello ideale sin qui descritto poiché, oltre alle reazioni principali che portano allo sviluppo della corrente elettrica, hanno luogo altre reazioni parassite, che sono concorrenziali nei confronti delle principali ostacolando il funzionamento del generatore. Conseguentemente alle reazioni parassite si verifica una diminuzione del rendimento di ricarica dell'accumulatore, il consumo dell'acqua elettrolitica in cui avvengono le reazioni ed infine la produzione di gas che possono formare miscele potenzialmente pericolose. Anche l'auto-scarica di un accumulatore, ovvero la scarica che avviene quando l'accumulatore è a riposo, è dovuta a varie reazioni parassite che consumano lentamente le cariche presenti.

Gli accumulatori si differenziano, oltre che per le coppie di elettrodi e per il tipo di elettrolita, anche per le caratteristiche costruttive, ma per tutti si utilizza una serie di grandezze quantitative che descrivono il comportamento della batteria e sono necessarie per confrontare tecnologie di tipo diverso:

- Capacità [Ah]: è la quantità di carica elettrica che può essere estratta dal sistema durante la scarica fino al raggiungimento del valore minimo di tensione. In altre parole è la quantità di energia che la batteria è in grado di immagazzinare. Tendenzialmente la capacità non è costante per tutti gli accumulatori elettrochimici, ma è fortemente dipendente dal regime in cui l'accumulatore opera, ovvero principalmente dalla temperatura dell'ambiente di lavoro e dalla corrente prodotta dalla batteria durante la fase di scarica. Partendo dalla funzione di Peukert, che mette in relazione il tempo che la tensione ai morsetti di una batteria impiega per raggiungere un valore minimo durante una scarica a corrente costante e la scarica stessa, si può ricavare la capacità estraibile dall'accumulatore in funzione della corrente a cui viene scaricata, della temperatura a cui opera e della tensione di fine scarica: $C(I) = K * I^n$. Dove K è un parametro caratteristico dello specifico accumulatore e può essere ricavato sperimentalmente, n un esponente caratteristico della batteria in prova, I la corrente e C la capacità.

A titolo esemplificativo, la Figura 33 riporta la variazione della capacità di un accumulatore al piombo (asse delle ordinate) in funzione del regime di scarica (asse delle ascisse), a parità di tensione di fine scarica e alla temperatura ambiente di 25°C. Si nota come all'aumentare della corrente di scarica la capacità diminuisca in maniera più che proporzionale, ovvero più velocemente rispetto alla diminuzione della corrente.

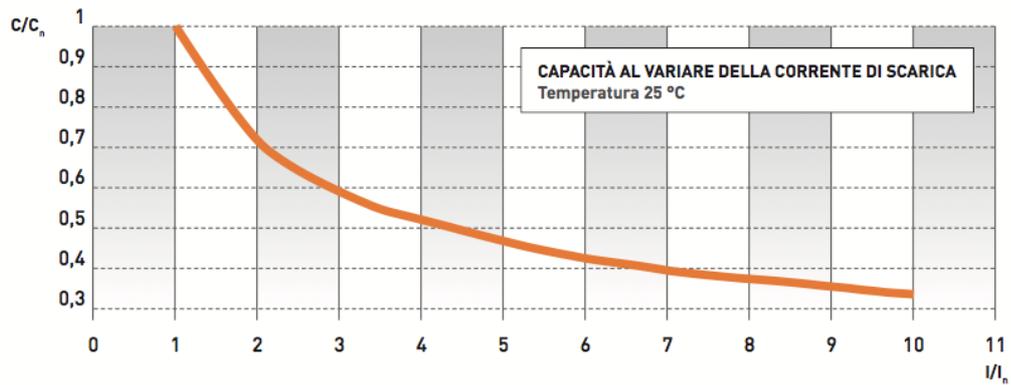


Figura 33 Capacità in funzione del regime di scarica per gli accumulatori al piombo

Il grafico di Figura 34 mostra, invece, come anche la temperatura influisca sulla capacità: la variazione della capacità è espressa in percentuale rapportata alla capacità nominale (asse delle ordinate), al variare della temperatura esterna (asse delle ascisse), a parità di regime e di tensione di fine scarica.

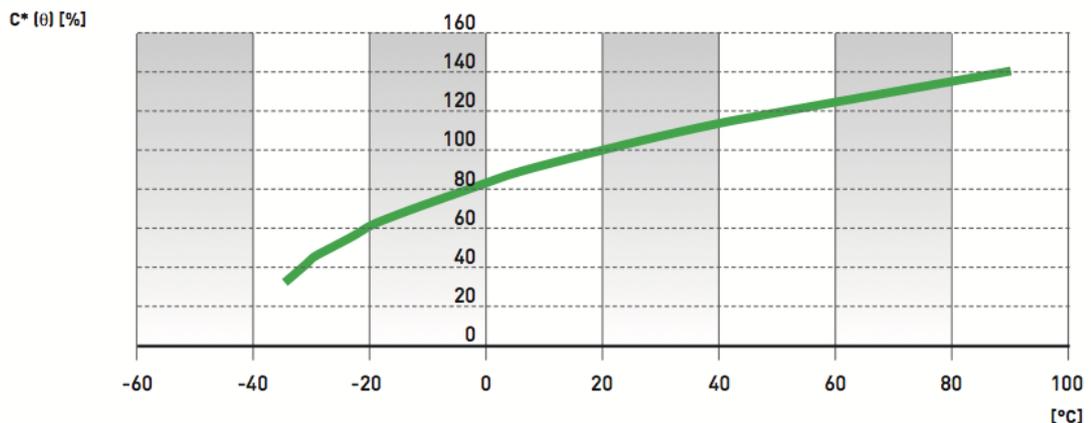


Figura 34 Capacità in funzione della temperatura per gli accumulatori al piombo

- Energia nominale [Wh]: anch'essa dipendente dal regime di lavoro e dalla temperatura dell'ambiente, è definita come l'energia che il sistema fornisce durante la scarica ovvero partendo da una condizione di piena carica fino alla scarica completa. Si calcola come il prodotto della capacità per la tensione dell'accumulatore (18).
- Potenza [W]: È la potenza nominale corrispondente al regime di scarica sufficientemente rappresentativo del regime di lavoro cui la batteria è destinata. Bisogna considerare che la potenza erogabile da un accumulatore elettrochimico non può essere definita in modo univoco, poiché dipende dal carico applicato (18).

- Rendimento energetico: definito come il rapporto tra l'energia scaricata e quella spesa per riportare il sistema di accumulo nello stato di carica iniziale.
- Tempo di vita [cicli]: rappresenta il numero di cicli di scarica e carica completa che una batteria è in grado di completare prima che le sue prestazioni scendano sotto un limite minimo. Questo parametro è fortemente correlato al valore di DoD, ovvero Depth Of Discharge o profondità di scarica cioè la capacità persa la batteria espressa in percentuale (i.e. una batteria da 100 Ah a cui sono stati prelevati 40 Ah ha una profondità di scarica del 40 %).

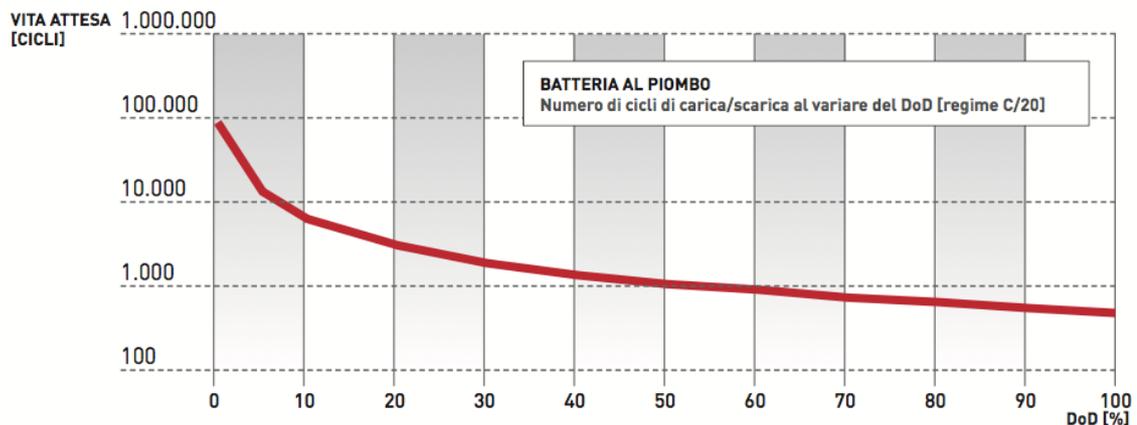


Figura 35 Cicli di vita in funzione della profondità di scarica, con corrente di lavoro pari a C/20

Ogni cella elettrochimica, componente elementare di un accumulatore, è caratterizzata da:

- Una tensione nominale, di valore solitamente compreso tra 1 e 3 Volt;
- Una capacità nominale, espressa in Amperora;
- Una corrente di scarica tipica, espressa in funzione della capacità, di valore tipico compreso tra $\frac{C}{10}$ e $C/2$, dove questa simbologia sta ad indicare che la corrente è tale da scaricare completamente la cella elettrochimica in un numero di ore pari al denominatore del rapporto.

Noti questi parametri è possibile conoscere la potenza nominale e l'energia accumulabile, legate tra loro dalle grandezze tipiche della cella.

Una volta definiti i parametri descrittivi del funzionamento degli accumulatori elettrochimici si riportano di seguito le principali caratteristiche per le batterie che risultano essere più mature dal punto di vista tecnologico e commerciale ed attualmente in utilizzo:

- Accumulatori al piombo: questo tipo di accumulatori elettrochimici sono quelli che manifestano il più alto livello di maturità tecnologica e commerciale. Attualmente questa tecnologia è molto diffusa perché ha un basso prezzo poiché è composta da materie prime facilmente reperibili, tuttavia presenta una densità di energia piuttosto bassa e una durata di vita assai limitata. Gli accumulatori al piombo trovano largo impiego in applicazioni quali alimentazioni di emergenza in centrali o sottostazioni elettriche, telecomunicazioni, trasporti e come batterie per avviamento e per l'alimentazione di servizi ausiliari a bordo di treni, aerei e navi (18).
- Batterie ad alta temperatura: comprendono solitamente le batterie composte da sodio/zolfo (NaS) e sodio/cloruro di nichel (Na/NiCl). Lavorano a temperature interne di circa 300°C, condizione necessaria per portare gli elettrodi allo stato fuso e per aumentare la conducibilità dell'elettrolita. La combinazione degli elementi chimici utilizzati per la produzione di questa specifica tipologia di batteria ha permesso di raggiungere temperature molto elevate, senza la necessità di ricorrere ad elementi pregiati, rari e costosi. Questa tipologia di batteria è caratterizzata da un'energia specifica molto elevata, alti rendimenti energetici e prestazioni indipendenti dalla temperatura esterna (18). Come si può notare dalla Figura 36, una delle principali differenze tra le due tipologie di batteria consiste nel fatto che una ha un polo positivo (Na/NiCl) mentre l'altra (NaS) è caratterizzata da un polo negativo; un'altra differenza sostanziale è che nella batteria composta da Sodio/Cloruro di Nichel, non è presente un tubo di sicurezza, questo perché in caso di rottura del separatore la reazione che si scatena ha un pericolosità notevolmente inferiore rispetto alla composto Sodio - Zolfo (18).

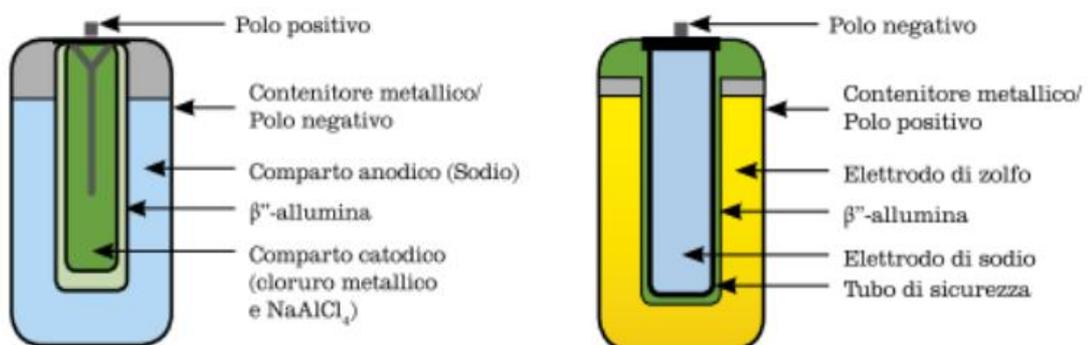


Figura 36 Schema strutturale delle batterie ad alta temperatura: sulla destra Na/NiCl, sulla sinistra NaS

- Batterie a circolazione elettrolita: questa tipologia di batteria è in grado di accumulare energia elettrica in soluzioni elettrolitiche utilizzando reazioni accoppiate di ossido-riduzione in cui sia i reagenti che i prodotti di reazione sono completamente disciolti in soluzione acquosa. Le due soluzioni sono immagazzinate in serbatoi, vengono messe in circolazione da pompe e si interfacciano attraverso una membrana che separa le due soluzioni, impedendo che si mescolino, ma permette comunque lo scambio ionico. In questo caso è importante notare che c'è un forte disaccoppiamento tra le caratteristiche di potenza e di energia. La potenza è dettata dalla quantità di elettrolita che prende parte alla reazione, quindi è strettamente correlata alla superficie della membrana e alla portata delle pompe. La capacità invece è legata alla capienza del serbatoio e quindi alla quantità di liquido presente, maggiore il liquido presente nel serbatoio e maggiore sarà la capacità della batteria. Le batterie a circolazione elettrolita si prestano principalmente per applicazioni di taglia molto grande e per un numero elevato di cicli di carica/scarica (possono effettuare un numero di cicli superiore ai 10.000) (18).
- Batterie agli ioni di litio: questo tipo di tecnologia è molto promettente poiché fornisce ottime prestazioni in termini di energia e potenza specifica, alto rendimento energetico e una lunga vita attesa. Le caratteristiche chimiche del litio gli permettono di essere l'elemento chiave per la realizzazione di questo tipo di batteria con un'elevata energia specifica. È possibile combinare in modo diverso i materiali che compongono la batteria ed il liquido in cui sono inseriti (l'elettrolita) in modo da ottenere batterie con caratteristiche diverse in termini di potenza specifica, energia, vita, costi e sicurezza della batteria. Questo tipo di celle (litio/ioni) possono dare origine a situazione di instabilità se sottoposte a condizioni di sovraccarico elettrico e/o termico, per questo è necessario un sistema di bilanciamento delle tensioni della cella che intervenga in caso di condizioni a rischio (18).

Evoluzione e criticità del sistema elettrico nazionale

L'analisi del sistema elettrico italiano e le relative evoluzioni, non può che partire da un focus sul sistema di generazione e consumo elettrico in Italia. Negli ultimi dieci anni è avvenuto un vero e proprio cambio di paradigma nel sistema elettrico italiano: poiché si è passati da un sistema tradizionale con assetto gerarchico e top-down di produzione e consumo ad un sistema di generazione distribuita. Il sistema classico prevedeva che l'energia, una volta generata venisse trasmessa, in alta tensione, a livello nazionale per poi essere distribuita, in bassa e media tensione, dai grandi player nazionali a gli utenti finali. Questo sistema oggi è radicalmente cambiato con l'avvento della generazione distribuita; la forte evoluzione, tecnologica e commerciale, registrata dalle fonti di produzione rinnovabile di energia elettrica ha fatto sì che il processo di generazione sia suddiviso tra i vari soggetti che partecipano al mercato dell'energia, compresi gli utenti finali, rivoluzionando così il sistema elettrico italiano e creando non poche criticità sulla rete di trasmissione. Le maggiori difficoltà sono essenzialmente tre: (i) la creazione di flussi inversi di energia poiché gli utenti finali ed i player legati alla distribuzione producono energia elettrica in bassa e media tensione la quale verrà in parte utilizzata per autoconsumo interno, mentre la restante parte risale la filiera dell'energia per essere ritrasmessa a livello nazionale. A questo si aggiungono (ii) la necessità di modulazione ed inserimento nel sistema dell'energia prodotta dalle fonti rinnovabili e (iii) le maggiori criticità nella regolazione di frequenza dell'energia poiché quella trasmessa sulla rete nazionale è in alta tensione mentre quella prodotta dagli utenti finali è in bassa tensione, di conseguenza bisogna regolare la frequenza dell'energia in base allo scopo a cui questa è destinata.

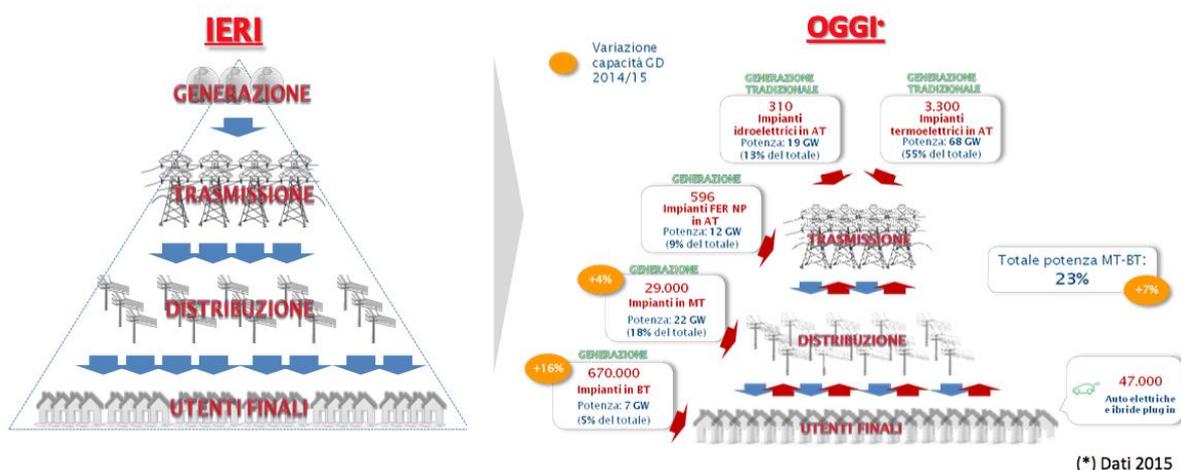


Figura 37 Evoluzione del sistema elettrico

Come accennato in precedenza le recenti criticità del sistema elettrico Italiano sono strettamente correlate ad una crescita accelerata e, per certi versi, inaspettata della produzione di energia di energia da fonti rinnovabili. Negli ultimi anni la potenza installata relativa alle fonti rinnovabili (RES - Renewable Energy Sources) è cresciuta a ritmi esponenziali portando l'Italia ad essere uno dei maggiori mercati mondiali per impianti fotovoltaici ed il quinto al mondo in termini di capacità installata dietro a Cina, Germania, Giappone e Stati Uniti

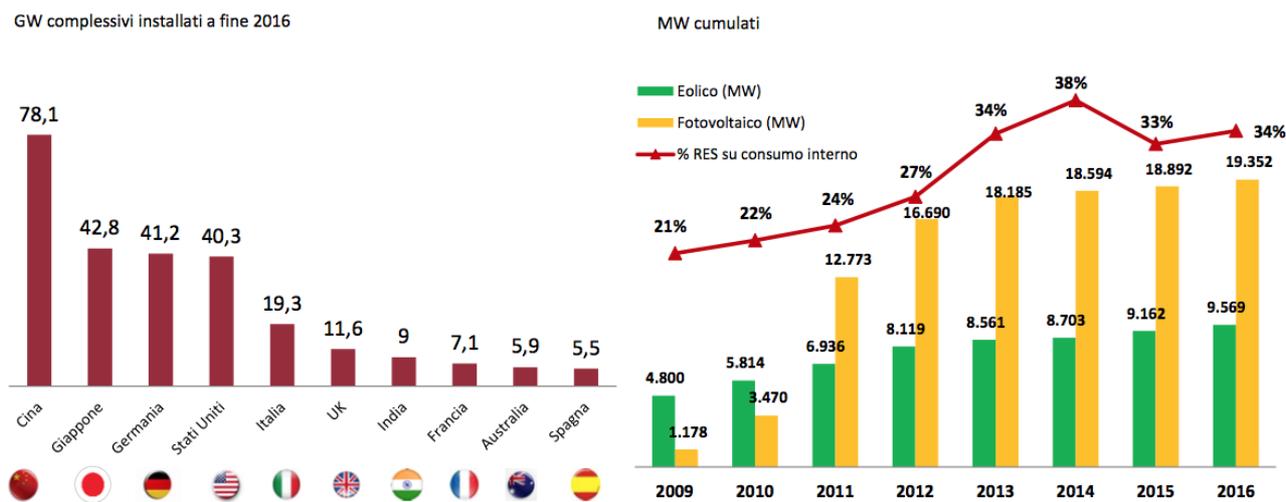


Figura 38 Crescita delle rinnovabili in Italia: a destra la potenza installata nel mondo al 2016 mentre a sinistra l'evoluzione della potenza eolica e fotovoltaica installata in Italia

La forte crescita italiana è frutto di una spinta, attraverso un sistema di incentivazione economico, allo sviluppo della produzione da fonti rinnovabili tanto a livello di innovazione tecnologica che a livello di potenza installata.

Di seguito entreremo nel merito delle criticità e delle opportunità che si presentano nelle relative fasi della filiera dell'energia elettrica dalla fase di generazione fino ad arrivare all'utente finale.

Generazione dell'energia elettrica

Per quando concerne la fase di generazione dell'energia elettrica le maggiori difficoltà sono relative alla produzione di energia da fonti rinnovabili non programmabili: in primo luogo si osserva una crescente difficoltà nella previsione della generazione eolica con notevoli impatti economici relativi alla penale di sbilanciamento da pagare in caso di sovrapproduzione di energia elettrica, allo stesso tempo si osservano forti riduzioni di prezzo sul mercato dell'energia per via della concentrazione di produzione di energia fotovoltaica durante le ore centrali della giornata ed infine si sono registrati forti tagli dell'energia prodotta per via dei vincoli di rete.

La generazione di energia derivante da impianti eolici è altamente variabile durante l'arco della giornata e per questa ragione è difficile prevederne l'andamento. Questa alta variabilità e, di conseguenza, la bassa prevedibilità possono portare a congestioni di rete e quindi alla necessità di fermare gli impianti di produzione su ordine del Transmission System Operator (TSO) generando così il fenomeno della mancata produzione eolica. Il TSO è quell'organismo che si occupa di acquisire, istante per istante, i dati relativi allo stato del sistema ed in base alle esigenze del momento, mette in atto le opportune azioni correttive (20): (i) nella fase di programmazione determinando i livelli di produzione, (ii) nella fase di controllo in tempo reale ottimizzando i servizi analizzando il sistema elettrico e coordinando le azioni di miglioramento e (iii) nella fase di analisi dell'esercizio elaborando statistiche su tutti i dati raccolti in modo da poter rilevare azioni volte a migliorare il servizio. La necessità di fermare gli impianti di produzione genera il fenomeno della mancata produzione di energia eolica; il costo di questa inefficienza è sostenuto dal TSO e di conseguenza dagli utenti finali in bolletta ed è pagato ai produttori sulle stime di producibilità definite dal GSE.

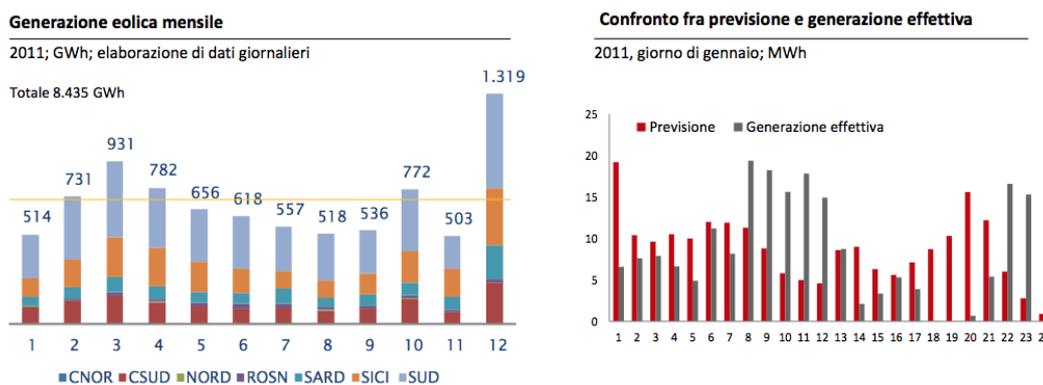


Figura 39 Dati sulla generazione di energia da fonti eoliche e confronto fra previsione e generazione effettiva, 2011

Allo stesso modo, gli impianti di generazione fotovoltaica, subiscono una grande variazione durante l'arco della giornata. Tendenzialmente il picco di produzione raggiunge il suo massimo a mezzogiorno ed un minimo dalle 22 alle 6 del mattino. Le criticità principali del sistema appaiono proprio quando cala il sole poiché la domanda di energia è molto elevata, mentre la produzione praticamente assente. Attualmente, in questi casi la generazione da fotovoltaico va sostituita con quella tradizionale. Problematiche del genere potrebbero essere facilmente risolte grazie ad un sistema di accumulo che sposta l'eccesso di energia prodotta durante le ore centrali della giornata, verso quei momenti in cui la produzione è assente, ma c'è una forte richiesta di energia.

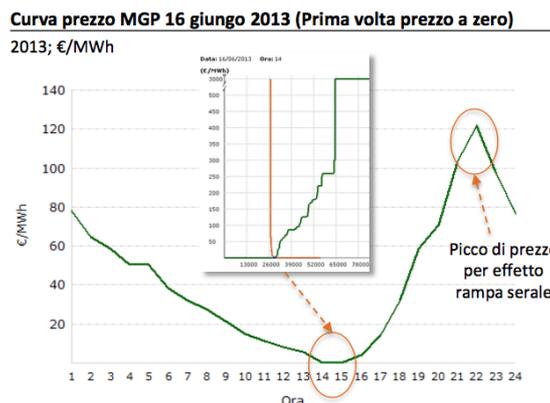
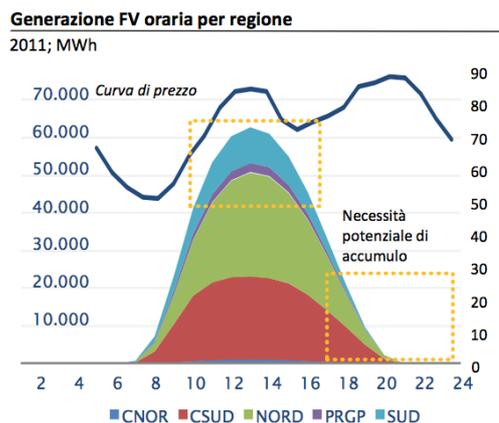


Figura 40 Generazione fotovoltaica oraria per regione nel 2011 e curva del prezzo sul Mercato del Giorno Prima al 16 giugno 2013

Come si può osservare dalla Figura 40, nel giugno 2013, si è arrivato a momenti in cui il prezzo dell'energia è arrivato a zero: cioè l'intera domanda di energia del sistema poteva essere soddisfatta da produzioni rinnovabili. Viceversa, nelle ore serali, il prezzo dell'energia ha raggiunto il suo massimo.

Trasmissione dell'energia elettrica

La fase di trasmissione dell'energia elettrica è caratterizzata da crescenti difficoltà nella gestione efficiente della rete nazionale. La problematica che impatta maggiormente il sistema sono le congestioni di rete ovvero, come abbiamo visto in precedenza, una mancata ottimizzazione dei flussi di energia richiesta e quella prodotta. Le congestioni di rete portano a distorsioni nella gestione del sistema e nell'andamento dei prezzi di mercato con conseguenti costi aggiuntivi per i consumatori finali. Le altre due complessità riscontrate nel sistema di trasmissione sono una tendenza in crescita dei costi, per l'utente finale, del servizio di dispacciamento ed un problema di *overgeneration* di energia elettrica da fonti rinnovabili cioè una produzione di energia che eccede la domanda nazionale.

Il problema delle congestioni di rete è strettamente legato ai limiti di trasmissioni, soprattutto tra la zona meridionale e quella centrale e tra la zona meridionale e la Sicilia. Per via delle dinamiche di formazione del prezzo nazionale dell'energia elettrica questa inefficienza genera notevoli costi aggiuntivi per l'utente finale e per tutto il sistema in senso più allargato.

Secondo i rapporti di Terna, i periodi di congestione sono molto frequenti ed hanno forti implicazioni su: (i) l'aumento del prezzo dell'energia per via della creazione di zone di mercato subottimali e (ii)

limitano lo sfruttamento della generazione di energia a basso costo per via dell'impossibilità di trasmettere l'energia fra le varie zone in cui è suddivisa la penisola.

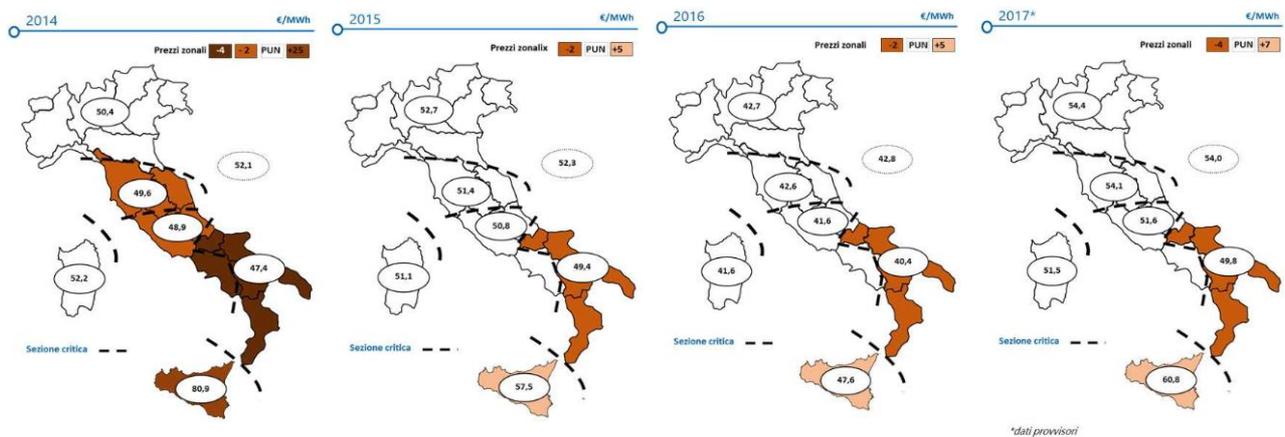


Figura 41 Ore di congestione e prezzi di mercato tra le zone (6)

Nella figura sopra riportata si può notare che quanto è più frequente la differenza di prezzo tra le zone a ridosso delle sezioni di separazione tanto più consistenti sono le congestioni di rete che impediscono lo sfruttamento delle risorse di produzione maggiormente competitive (6).

Analizzando i dati relativi al 2017 si evidenzia un'inversione di tendenza rispetto al 2016, per cui si ha un incremento dei prezzi, incluso il PUN, di circa 10€/MWh; il prezzo relativo alla zona meridionale conferma la presenza di un prezzo zonale minore rispetto al resto della penisola (-4 €/MWh) mentre il prezzo della Sicilia rimane su valori nettamente superiori al mercato (+7 €/MWh). Confrontando l'andamento storico invece si delinea una diminuzione dei prezzi e di conseguenza anche dal Prezzo Unico Nazionale, tuttavia il Sud Italia rimane su prezzi minori rispetto alle altre zone: tra -2 e -4 €/MWh, fatta eccezione per la Sicilia che conferma un prezzo zonale mediamente 6 €/MWh maggiore rispetto al resto della penisola. È importante notare come, proprio per la Sicilia, si sia effettivamente verificata l'attesa riduzione dei prezzi per l'effetto dell'entrata in servizio del nuovo elettrodotto Sorgente - Rizziconi favorendo un progressivo allineamento dei prezzi zonali a quelli continentali. Un simile effetto, se no addirittura maggiore si potrebbe ottenere mediante l'utilizzo di grossi sistemi di accumulo.

Un altro impatto negativo della produzione di energia da fonti rinnovabili sul sistema di trasmissione nazionale è dato dal fenomeno della mancata produzione eolica (MPE); con tale termine si fa riferimento a quella parte di energia eolica che non può essere dispacciata sulla rete di trasmissione a causa di congestioni di rete, tanto locali quanto sulla rete ad altissima tensione, ed a una bassa domanda di energia elettrica. Economicamente, la mancata produzione eolica genera un doppio

impatto negativo sul sistema: da un lato l'energia prodotta e non utilizzata viene comunque remunerata al produttore, generando un'uscita di cassa per l'utente finale, e dall'altro si creerà la necessità di sopperire alla domanda di energia attraverso l'attivazione di altre fonti di produzione, generalmente utilizzando impianti termoelettrici, costituendo un ulteriore costo ed un più elevato livello di emissioni di CO₂.

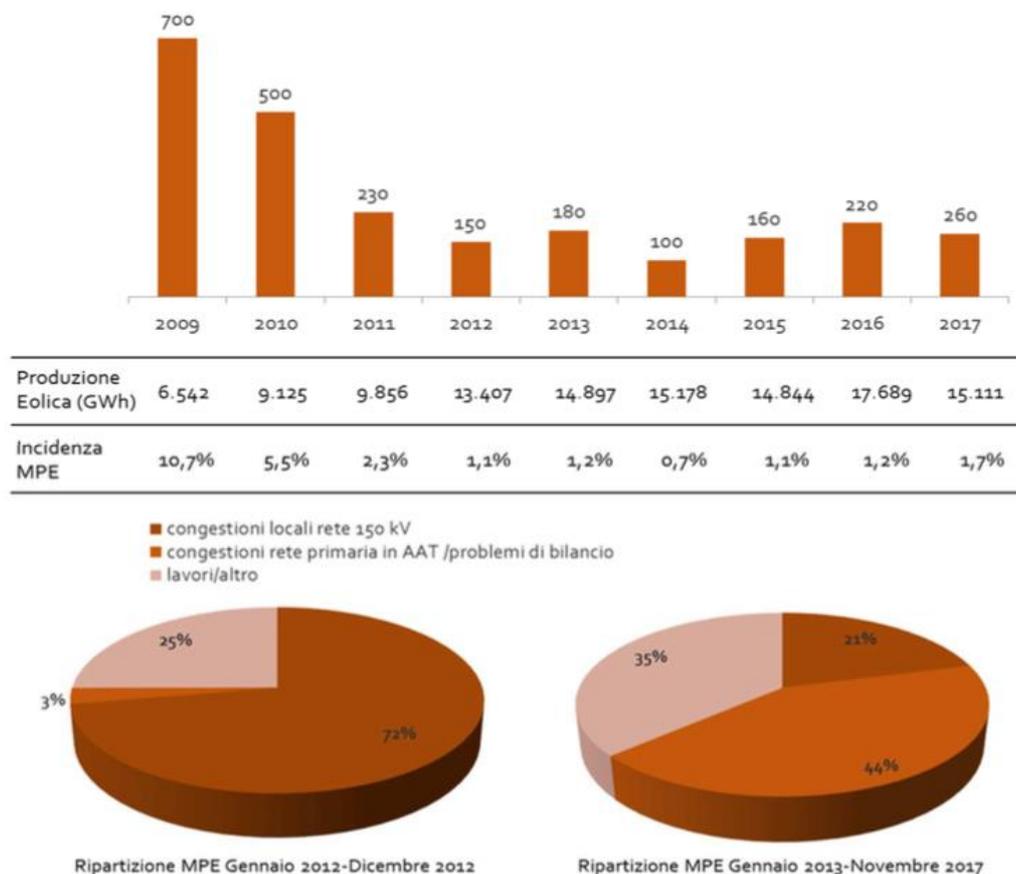


Figura 42 Andamento mancata produzione eolica, GWh (6)

Nel 2017 la mancata produzione di energia eolica si è attestata a quota 260 GWh, circa l'1,7% del totale dell'energia eolica prodotta e si è concentrata principalmente al Sud Italia dov'è presente il maggior numero di impianti eolici. Come evidenziato in Figura 42 dal 2009 al 2012 si è registrata una progressiva diminuzione della manca produzione eolica e durante quel periodo incidono principalmente le congestioni sulla rete ad alta tensione. Successivamente, dal gennaio 2013, la componente di MPE è progressivamente diminuita riscontrando come causa primaria le congestioni sulla rete ad altissima tensione tra zone in direzione Sud- Nord e problemi di bilancio generazione/carico prevalentemente sulle sezioni Sud-Centro Sud e Centro Sud-Centro Nord in situazioni di basso carico ed alta contemporaneità di produzione fotovoltaica ed eolica (6). Tuttavia

il problema della mancata produzione eolica persiste ancora nel 2017 anche se con impatti nettamente minori rispetto al 2009.

Il cambio di paradigma del sistema Italiano impatta anche sul mercato dei servizi per dispacciamento. Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) è lo strumento attraverso il quale Terna S.p.A. si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia, bilanciamento in tempo reale) (21).

Il MSD si articola in:

- Fase di programmazione (MSD ex-ante), dove l'esito è relativo alle offerte accettate da Terna a programma, ai fini della risoluzione delle congestioni e della costituzione di un adeguato margine di riserva. Le azioni intraprese da Terna sono essenzialmente: (i) costituzione dei margini di riserva, (ii) approvvigionamento della riserva secondaria e terziaria, (iii) risoluzione delle congestioni residue e, (iv) mantenimento del bilancio tra immissioni e prelievi di energia (21);
- Mercato del Bilanciamento (MB), dove Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia al fine di svolgere il servizio di regolazione secondaria e mantenere il bilanciamento, nel tempo reale, tra immissione e prelievi di energia sulla rete. Che si costituisce di: (i) bilanciamento tra immissioni e prelievi, (ii) risoluzione delle congestioni residuali, (iii) ripristino della riserva e, (iv) una serie di sei sotto sessioni dove si offre la possibilità di aggiornare le offerte (21).

Di conseguenza Terna dovrà approvvigionare sul mercato dei servizi di dispacciamento i volumi necessari di riserva secondaria e terziaria, da utilizzare per bilanciare continuamente i livelli di generazione e consumo di energia elettrica, tutto al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale (SEN). In questo senso la diffusione degli impianti RES, che non sono tenuti ad offrire nessun tipo di riserva neanche quella primaria, accresce la variabilità di generazione costringendo Terna ad aumentare i volumi da approvvigionare da parte dei rimanenti impianti termici.

Al mercato del dispacciamento possono partecipare solamente gli impianti «abilitati», ossia unità di produzione o consumo che rispondono ai requisiti fissati (in termini di potenza, tempi di risposta, variazioni di assetto) nelle regole per il dispacciamento ai fini dell'abilitazione alla fornitura a Terna di risorse per il dispacciamento dell'energia elettrica. Le unità abilitate (UA) ad oggi sono esclusivamente impianti programmabili. Sono quindi esclusi sia gli impianti alimentati a fonti

rinnovabili non programmabili (quindi eolico e fotovoltaico) sia i sistemi di accumulo. Recentemente l'autorità ha avviato un dibattito relativo all'inclusione di nuovi soggetti al mercato dei servizi per dispacciamento specialmente i soggetti produttori di energia da fonti rinnovabili non programmabili ed i sistemi di accumulo. Tuttavia in diversi paesi europei i sistemi di accumulo sono ammessi ai mercati di servizi di rete e contribuiscono alla gestione ed alla stabilizzazione delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione di energia elettrica (21).

Un'altra problematica dei sistemi di trasmissione è il fenomeno dell'overgeneration, ovvero il fenomeno per cui la generazione rinnovabile da fonti non programmabili eccede la domanda totale di energia. In questo caso, se non si dispone di sistemi di accumulo, l'energia in eccesso non verrà consumata, ma andrà comunque rimborsata ai produttori generando così un ulteriore onere per gli utenti finali. Secondo il piano di sviluppo di Terna del 2018 la penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili arriverà ad un livello tale per cui l'offerta eccederà la domanda complessiva nazionale; è probabile che in alcuni weekend in cui si ha un basso consumo di energia ed un'alta generazione da fotovoltaico si raggiungerà una curva della domanda nettamente minore rispetto all'offerta, in questo scenario si aggiunge l'impossibilità di spegnere tutti gli impianti termoelettrici, per via di esigenze di bilanciamento di sistema. Se si dovesse avverare una situazione del genere, Terna sarebbe costretta ad inviare ordini di dispacciamento ai produttori di energie rinnovabili non programmabili di fermare gli impianti; una situazione del genere costituirebbe un onere importante per il sistema e, soprattutto, per gli utenti finali poiché l'energia prodotta e non utilizzata andrebbe comunque remunerata ai produttori.

Distribuzione dell'energia elettrica

A livello di distribuzione, ovvero la fase di fornitura di energia a livello locale, le criticità sono legate a problematiche strutturali e di qualità del servizio. Da un lato, recentemente, è nato il cosiddetto Reverse Power Flow ovvero la presenza di flussi di energia che seguono un percorso inverso rispetto al normale flusso dell'energia: da produttore ad utente finale passando per tutte le fasi intermedie. Allo stesso tempo elevati picchi di consumo anche se di breve durata generano consistenti perdite di rete diminuendo così l'efficienza del sistema.

Dall'altra parte la qualità del servizio nelle grandi città è ancora problematica, soprattutto nei periodi di forte caldo estivo dove le interruzioni del servizio sono sempre più frequenti.

Il fenomeno dell'inversione di flusso è relativamente recente ed è andato progressivamente ad aumentare con il crescente utilizzo di impianti di piccola taglia di produzione rinnovabile, infatti tale situazione si verifica quando l'energia invece che passare dalla rete di alta tensione verso quella di media tensione fluisce dalla rete in media tensione verso quella in alta; questo fattore è principalmente dovuto alla produzione di energia da parte di piccoli impianti di generazione connessi alle reti di media e bassa tensione. L'avvento della generazione distribuita ha fatto sì che questa problematica si sia cresciuta molto negli ultimi anni causando non poche problematiche al sistema elettrico nazionale.

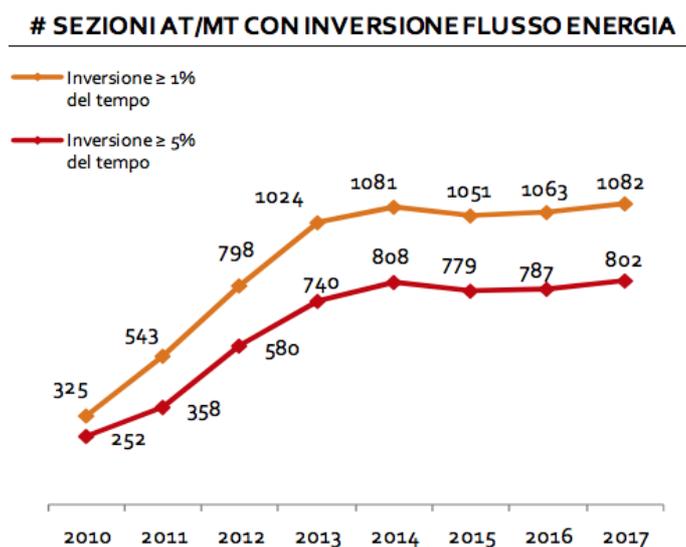


Figura 43 Dati di inversione dei flussi su sezione ad alta e media tensione (6)

Come è possibile osservare dalla Figura 43, il fenomeno dell'inversione di flusso è aumentato progressivamente dal 2010 al 2013 per poi stabilizzarsi negli anni dal 2014 al 2017. Secondo i rapporti della divisione relativa alla distribuzione di Enel - principale operatore sulla rete nazionale - sulla rete di distribuzione è stata riscontrata, nel 2017, l'inversione di flusso di energia in 802 sezioni di trasformazione AT/MT delle cabine primarie di distribuzione per un tempo maggiore al 5% delle ore totali di utilizzo nell'anno e in 1082 sezioni per un tempo minore o uguale all'1% delle ore totali di utilizzo. Questo tipo di fenomeno è principalmente presente nella parte meridionale della penisola per via della forte presenza di produzione ed è generato quando la Generazione Distribuita eccede il massimo carico previsto all'interno di una porzione di rete di distribuzione.

Parallelamente al problema dell'inversione dei flussi di energia appare anche un fattore critico relativo alla qualità del servizio offerto specialmente nelle grandi città. Per i distributori urbani, mantenere un elevato livello di servizio durante i periodi di caldo estivo è diventato estremamente

critico per via di un aumento del picco di carico dovuto ai condizionatori. Aumentare il livello di qualità e continuità del servizio significa riuscire a preservare i carichi finali da eventi di breve durata - carichi di picco - che influenzano negativamente la qualità dell'energia fornita. Alcuni esempi di limitata qualità sono: (i) Interruzioni della fornitura di qualunque durata, (ii) variazioni di tensione come picchi o buchi di breve durata, (iii) Variazioni della frequenza a cui la potenza è fornita, (iv) tensione e corrente fuori fase, (v) presenza di correnti o tensioni con frequenze diverse da quella primaria.

Opportunità per l'utente finale

Proprio grazie all'evoluzione della generazione distribuita si sono venute a creare diverse opportunità per l'utente finale, che ha la possibilità di generare energia elettrica direttamente nel luogo di utilizzo. Gli incentivi sugli impianti fotovoltaici, attivi fino a qualche anno fa, hanno fatto sì che la potenza fotovoltaica installata aumentasse molto nell'ultimo periodo; questo però non permetteva l'autosufficienza e l'indipendenza dal sistema elettrico nazionale per via della non programmabilità di questa fonte di energia. Tuttavia, l'avvento dei sistemi di accumulo elettrochimici, permetterebbero all'utente finale massimizzare la quantità di energia prodotta destinata all'autoconsumo generando risparmi significativi sulla bolletta annuale. L'utilizzo in loco dell'energia generata risulta nettamente più profittevole rispetto all'attuale sistema di vendita dell'energia prodotta con successivo riacquisto della stessa. Il continuo sviluppo delle tecnologie dei sistemi di accumulo elettrochimici e la possibilità di creare aree di accumulo distribuite rendono più accessibili al pubblico gli impianti di produzione fotovoltaica connessi a sistemi di accumulo.

Applicazioni dell'accumulo elettrochimico sulla catena di valore

Le applicazioni di un sistema di accumulo sono caratterizzate dalle performance richieste al sistema e dal servizio che si intende offrire.

Le performance richieste si suddividono essenzialmente in due categorie: (i) power intensive ed (ii) energy intensive. Le prime rispondono alla necessità di avere una elevata potenza per brevi periodi di tempo (minore di due ore) e possono servire per esempio per smussare un picco di potenza generato dall'immissione nel sistema di energia prodotta da fonti oppure per bilanciare in maniera opportuna il sistema; viceversa la seconda categoria invece, quella dell'energy intensive, risponde alla necessità di fornire energia con una potenza più contenuta, ma per lunghi periodi di tempo (maggiori di due ore), questo tipo di performance risulta utile per traslare nel tempo la produzione di energia rinnovabile generata in ore di eccesso di offerta, per fare in modo che questa energia venga usata in periodi in cui la domanda è più elevata.

I servizi che i sistemi di accumulo possono offrire si suddividono in due categorie: (i) applicazioni di rete e (ii) servizi ancillari. La prima categoria si riferisce a tutte quelle applicazioni che agiscono direttamente sulla rete nazionale e sono tendenzialmente applicazioni di lunga durata, con tempo di scarica compreso tra le 2 e le 12 ore, in questo caso è accettabile un tempo di risposta più lento rispetto alle altre batterie poiché si predilige una elevata capacità della batteria. La seconda categoria, quella dei servizi ancillari, richiede ai sistemi di accumulo la capacità di rispondere prontamente alle richieste della rete allo scopo di regolarne la frequenza, il voltaggio e la qualità dell'energia trasmessa; in questo non si ricerca una grande capacità della batteria infatti il tempo di scarica è tendenzialmente di molto inferiore alle due ore, ma è fondamentale che il sistema di accumulo sia pronto a rispondere quando necessario (22).

Time shift dell'energia

Questo tipo di applicazione è il più versatile ed il più utilizzato, poiché risulta essere funzionale in quasi tutte le fasi della catena di valore dalla generazione di energia fino all'utente finale.

Con il termine time shift dell'energia ci si riferisce allo spostamento temporale dell'energia prodotta. Principalmente nella fase di generazione ci sono due applicazioni fondamentali: una è quella tradizionale ed è funzionale ad ottimizzare i sistemi di produzione di energia elettrica non rinnovabili e a generare un vantaggio economico. In questo caso il time shift dell'energia consiste nel caricare

un sistema di accumulo, solitamente un impianto idroelettrico a pompaggio, nei momenti in cui il costo dell'energia elettrica è basso (generalmente la notte) in modo da acquistare e successivamente produrre energia a basso costo per poi rivenderla nei periodi di carico elevato (generalmente la sera o a metà giornata), in modo da trarre un vantaggio dal differenziale tra i prezzi di vendita (peak load) ed il prezzo di acquisto (base load). La seconda applicazione è l'accumulo dell'eccesso di energia prodotto dalle fonti di produzione rinnovabili non programmabili specialmente quella prodotta dai pannelli fotovoltaici. Questo tipo di utilizzo risulta essere sempre più vantaggioso per stabilizzare la produzione da queste fonti di energia e per riuscire a soddisfare una domanda più elevata durante tutto l'arco della giornata.

In funzione della specifica esigenza, il soggetto che utilizza i sistemi di accumulo per questo determinato scopo può essere, l'ente per la trasmissione dell'energia, un distributore, un produttore o direttamente l'utente finale; tuttavia in tutti i casi le caratteristiche del sistema di accumulo sono sempre simili: si punta ad un sistema energy intensive che sia in grado di fornire energia per una durata di tempo superiore alle due ore. Inoltre è fondamentale che il sistema di accumulo abbia un rendimento di carica/scarica molto elevato e bassi costi variabili.

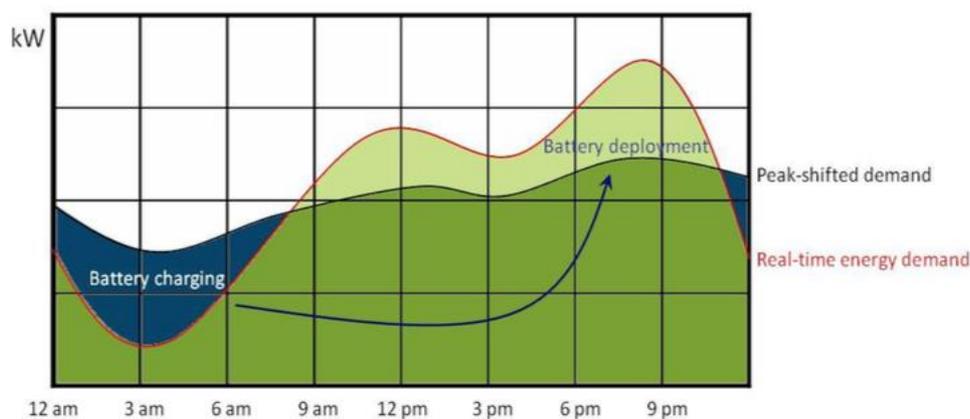


Figura 44 Esempio di time shift dell'energia nell'arco della giornata (22)

Usufruendo di un sistema di accumulo che preleva energia per la ricarica nelle ore notturne e la rilascia sulla rete nelle ore di picco del carico si riuscirebbe ad azzerare la vendita di energia nelle ore di basso carico e mantenere costante e pari ad un valore massimo la potenza nelle ore di alto carico (23), massimizzando così il beneficio economico.

Riassumendo in benefici del time shift dell'energia sono essenzialmente quattro: (i) notevole vantaggio economico circa i prezzi di acquisto e vendita dell'energia, (ii) risoluzione di eventuali

problematiche connesse alla gestione della rete come ad esempio la mancata produzione eolica, (iii) minore necessità di utilizzare unità di produzione non rinnovabili che sono meno efficienti e più costose e (iv) possibilità di staccare dalla rete gli impianti di produzione termoelettrica che non riescono a rimanere connessi durante le ore di basso carico vista l'anti economicità nella produzione dell'energia.

Capacity Firming per le fonti di produzione rinnovabile

Con il termine capacity firming si intende la possibilità di adottare un sistema di accumulo per equilibrare l'altalenanza della potenza prodotta da una fonte di energia rinnovabile non programmabile in modo tale da raggiungere un profilo della potenza erogata tendenzialmente costante nel tempo.

Questa applicazione, a differenza della precedente (time shift dell'energia), livella la curva della potenza riducendo fortemente il costo di correlato alla potenza e rimuove la necessità di installare nuove apparecchiature di rete come trasformatori, linee ed ulteriori unità di generazione. Al contrario, lo sfasamento dell'energia nel tempo, contribuisce ad accrescere il valore dell'energia (invece che della potenza), rendendo più vantaggiosa la vendita dell'energia e contribuendo nella riduzione delle spese variabili come ad esempio il consumo di combustibile legato all'attivazione degli impianti termoelettrici e la frequenza degli interventi di manutenzione (23).

Un'applicazione del genere che compensa la variabilità della potenza generata è più vantaggiosa nel caso in cui venga effettuata durante le ore di picco del carico elettrico (23).

Gli impianti più indicati per questo tipo di applicazione sono quelli di tipo rinnovabile e non programmabile specialmente quelli eolici e fotovoltaici. Come visto in precedenza, la potenza fornita da questa tipologia di impianti, è già pressoché coincidente con i periodi di picco del carico elettrico, per cui sarà necessario un minor apporto dei sistemi di accumulo per il livellamento della potenza. Una situazione del genere è ancora più vantaggiosa se si prendono in considerazione gli impianti fotovoltaici: infatti la produzione di questa tipologia di impianti è massima nelle ore centrali della giornata quasi esattamente in corrispondenza delle ore di alto carico, e si mantiene sufficientemente costante durante il periodo di picco.

Se si prendono in considerazione gli impianti eolici, tenendo in conto che una buona parte dell'energia prodotta da tali impianti non è erogata nelle ore di picco, una porzione non indifferente di energia viene erogata nelle ore di massimo utilizzo e si mantiene tendenzialmente costante. Per

queste ragioni, nella valutazione del beneficio, si fa riferimento a queste due tipologie di impianto (23).

Le fluttuazioni della potenza prodotta da una sorgente di energia rinnovabile possono essere classificate in:

- fluttuazioni di breve durata, che si manifestano in modo casuale nel corso della giornata ed hanno una durata che oscilla da alcuni secondi fino ad alcuni minuti;
- fluttuazioni di durata giornaliera, che si presentano in modo periodico e regolare durante le 24 ore (23).

Nel caso di impianti fotovoltaici, gli oscillamenti di durata ridotta sono causate da ombreggiamenti dovuti ad oggetti sul terreno, quali alberi o edifici ma, soprattutto, dal passaggio di corpi nuvolosi che determinano brusche riduzioni della potenza generata in tempi molto ridotti. Nel caso di impianti eolici, le fluttuazioni di breve durata sono causate dalle continue variazioni della velocità del vento che hanno luogo durante tutto l'arco della giornata (23).

Regolazione di frequenza: primaria, secondaria e terziaria

Regolazione primaria

Il servizio di riserva rapida (area regulation) consiste nel compensare, istante per istante, le variazioni di carico in modo da livellare il profilo del diagramma di carico limitando gli scostamenti della frequenza rispetto al suo valore nominale (24).

Per questa ragione il servizio di regolazione della frequenza è usato per ridurre lo scarto tra la potenza generata dalle unità produttive e quella richiesta dal carico di rete.

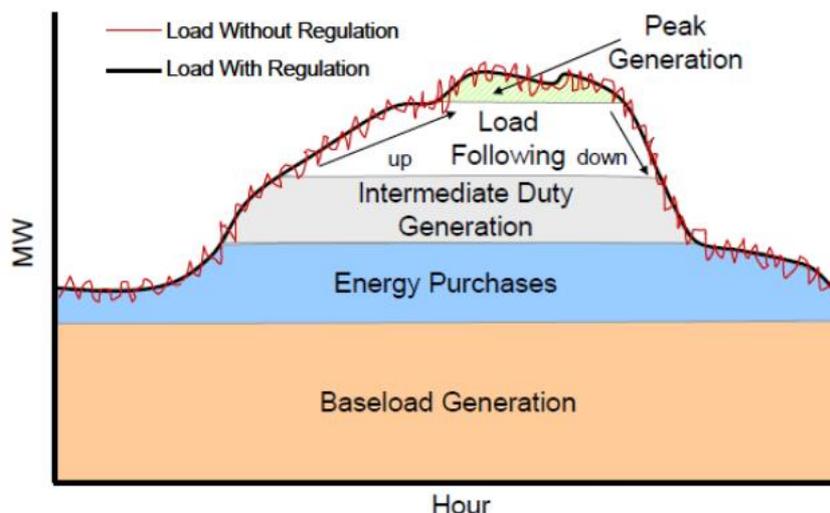


Figura 45 Diagramma di carico che evidenzia il servizio di "area regulation" (23)

I servizi di regolazione sono tendenzialmente forniti dalle stesse unità produttive, ad esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, poiché sono costantemente attive e pronte a variare la potenza generata nel caso in cui venga richiesto dall'autorità.

Nel caso in cui si abbia un calo della capacità di produzione nel sistema e le unità di generazione devono aumentare la potenza prodotta si parla di "up regulation"; viceversa se è presente un eccesso di capacità di generazione le unità produttive devono ridurre la potenza erogata si parla di "down regulation".

In questo senso i sistemi di accumulo elettrochimico si adattano piuttosto bene per molteplici ragioni. In primo luogo la maggior parte dei sistemi di accumulo elettrochimico si esprime meglio e minimizza la riduzione delle prestazioni quando il carico è parziale o quanto meno variabile. Inoltre, molti di essi sono in grado di rispondere in modo celere alle richieste del sistema elettrico; la differenza con le unità di produzione convenzionali ed i sistemi di accumulo è elevata, infatti gli impianti di storage hanno la possibilità di passare da un valore nullo ad un valore massimo di potenza erogata in un arco di tempo nell'ordine dei secondi mentre gli impianti di produzione convenzionale impiegano tempi nell'ordine dei minuti. In ultimo, i sistemi di accumulo utilizzati per la regolazione di frequenza hanno prestazioni molto maggiori rispetto ai sistemi di generazione tradizionali; infatti per ogni MW di potenza nominale, sono in grado di offrire 2 MW di potenza di regolazione (23).

È importante notare che in Italia la riserva primaria di frequenza deve essere fornita obbligatoriamente da tutte le unità di produzione con potenza efficiente non inferiore a 10 MW ad

eccezione appunto di quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. La variazione di potenza generata richiesta all'unità di produzione deve essere erogata per almeno metà entro 15 secondi dall'inizio della variazione di frequenza e completamente entro 30 secondi, dopodiché la nuova potenza generata deve essere stabilmente mantenuta per almeno 15 minuti (25). Dal 2014, la riserva primaria è remunerata su base volontaria agli impianti, facilitando così l'utilizzo dei sistemi di accumulo nell'offrirla.

Come espresso in precedenza una particolarità dei sistemi di accumulo è che sono in grado di offrire prestazioni di potenza doppie rispetto agli impianti tradizionali; in aggiunta, i sistemi di storage, danno la possibilità di operare sulla regolazione sia in fase di carica che di scarica.

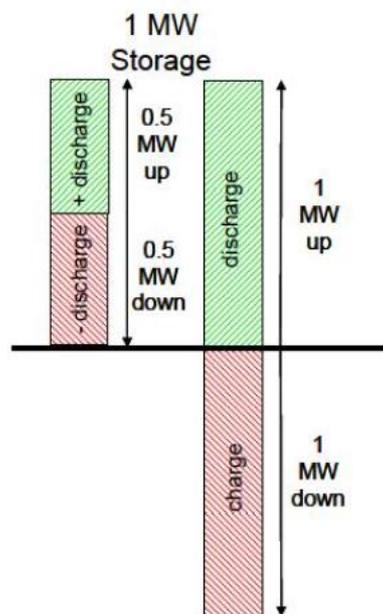


Figura 46 Utilizzo di un sistema di accumulo per fornire servizi di regolazione (23)

Nel grafico sopra rappresentato a sinistra è rappresentato un sistema di accumulo che fornisce servizi di regolazione soltanto durante la scarica, in questo caso 0,5 MW come Up regulation e 0,5 MW come down regulation; nel grafico di destra invece il sistema di accumulo ha la funzione di fornire servizi di regolazione sia durante la scarica (1 MW di Up regulation) che durante la carica (1 MW di Down regulation) ed è quindi in grado di fornire 2 MW di capacità di regolazione. Inoltre quando il sistema di accumulo fornisce servizi di Down regulation assorbe energia dalla rete che pagherà a prezzi di mercato è dunque necessario tenere conto di tale costo per riuscire a creare un beneficio dalla regolazione di frequenza.

Regolazione secondaria e terziaria

A seguito della regolazione di frequenza primaria, la rete viene a trovarsi in una situazione per cui la frequenza erogata non è quella nominale. Per ristabilire tanto il valore nominale della frequenza (e di conseguenza i margini di riserva primaria) quanto i valori programmati degli scambi con i sistemi interconnessi viene utilizzata la regolazione di frequenza secondaria (o Load Following). Questo tipo di controllo agisce sulle velocità delle unità di produzione variando la potenza erogata dall'impianto mediante un dispositivo automatico centralizzato. Nel sistema italiano, le unità adibite alla fornitura del servizio devono rendere disponibile un margine di riserva pari al maggiore tra ± 10 MW e $\pm 6\%$ della potenza massima per le unità termoelettriche e pari al $\pm 15\%$ della potenza massima per le unità idroelettriche. L'intera banda di regolazione deve essere erogata da ciascuna unità abilitata entro il tempo massimo di 200 secondi ed erogata con continuità di servizio per almeno 2 ore (22).

La regolazione terziaria viene attivata per ripristinare i margini di riserva di regolazione secondaria per riequilibrare lo scarto tra generazione e carico. In questo caso, il gestore della Rete impartisce a singoli produttori disposizioni di esercizio relative alla variazione della potenza prodotta da unità già in servizio - detta riserva "pronta" - e, se questo non dovesse bastare, richiedendo anche l'entrata in servizio di unità inizialmente spente. In questo scenario, i sistemi di accumulo potrebbero essere utilmente impiegati come riserva pronta di energia. In questo scenario si avrebbe un maggiore beneficio derivante dall'utilizzo dei sistemi di accumulo ad alta efficienza poiché i margini di riserva terziaria sono più ampi di quella secondaria e terziaria. Questo tipo di servizio è remunerato sul mercato per servizi di dispacciamento ed il tempo di intervento richiesto agli impianti è piuttosto lungo con durata di molte ore (17).

Altri utilizzi:

Integrazione delle unità di produzione rinnovabili nella rete

In questo caso i sistemi di accumulo garantirebbero la possibilità di risolvere numerose problematiche legate al forte incremento di produzione di energia da fonti rinnovabili. Specialmente per quanto riguarda le rinnovabili non programmabili ed in particolare l'eolico ci sarebbe la possibilità di far fronte al crescente numero di zone di congestione che si sono venute a creare. In questo caso i sistemi di accumulo posizionati a monte del punto critico potrebbero assorbire energia durante il periodo di congestione per poi ridistribuirli in un secondo momento di maggiore stabilità

del sistema. Allo stesso tempo i sistemi di accumulo permetterebbero di accumulare l'eccesso di produzione derivante dagli impianti eolici e fotovoltaici per fare in modo che l'offerta segua il più possibile la domanda, riducendo così la variabilità di produzione dei suddetti impianti. In ultimo questo permetterebbe a Terna di ridurre a riserva da approvvigionare sul mercato per servizi per dispacciamento. Per questo tipo di applicazione sono più indicati i sistemi energy intensive, i quali potrebbero essere utilizzati su tutta la catena di valore dalla produzione fino alla distribuzione.

Riduzione delle congestioni di rete

Nel caso in cui un'unità produttiva si trovi ad operare in condizioni tali per cui è al limite della propria capacità massima, un sistema di accumulo installato a valle dell'unità in grado di immagazzinare energia quando il sistema di produzione non è in sovraccarico o che entri in utilizzo quando si avvicina al sovraccarico permetterebbe di rendere l'intero sistema più affidabile e garantirebbe un servizio di maggiore qualità. Inoltre, in questo caso, è possibile differire gli investimenti nel tempo via via adeguando le capacità del sistema di accumulo e migliorandone la capacità. Infatti, nel caso in cui i periodi di sovraccarico siano limitati durante l'arco dell'anno, può essere conveniente investire su un sistema di accumulo di dimensioni ridotte rispetto al costo che si dovrebbe sostenere per ampliare sistemi di accumulo, già esistenti, di dimensioni maggiori. Allo stesso tempo un servizio di questo tipo permetterebbe di ridurre di molto il livello medio di carico sostenuto garantendo così una maggiore vita utile del bene e dilatando il tempo dei nuovi investimenti di manutenzione/sostituzione.

Tuttavia il maggior beneficio economico e strutturale di questo particolare tipo di applicazione è derivante da una gestione della rete più efficiente dovuta alla riduzione delle congestioni di rete tra le diverse zone della penisola che conseguentemente portano ad una riduzione del gap fra i vari prezzi zionali ed alla formazione di un prezzo unico nazionale più uniforme.

Qualità del servizio

I problemi relativi alla qualità del servizio hanno assunto e stanno assumendo crescente rilevanza a seguito dell'impatto che alcuni fenomeni quali buchi e squilibri di tensione e sovratensioni hanno sui processi produttivi sensibili; in tal senso, l'individuazione degli interventi per migliorare la qualità del servizio offerto mediante la compensazione di disturbi diviene uno strumento per garantire la continuità del servizio offerto e per migliorarlo. Questo tipo di compensazione può essere rivolto tanto all'interno della rete quanto all'interno dell'utenza. I sistemi di accumulo a disposizione dei

distributori permettono di mitigare i principali disturbi della tensione e conseguentemente consentono di diminuire le perdite economiche per gli utenti finali (26).

Tuttavia, considerati i bassi valori della durata di scarica, questo tipo di applicazione è poco versatile e difficilmente compatibile con altri servizi, a meno che l'accumulo non venga specificamente progettato per tali ulteriori applicazioni, prevedendo una maggiore durata di scarica.

Un elemento di bassa qualità del servizio sono i blackout anche in questo caso i sistemi di accumulo, collegati alla rete di distribuzione, possono essere utilizzati come centrali di ripartenza autonoma e permetterebbero la riaccensione del sistema e consentirebbero alle centrali di rialimentare un primo insieme di carichi base consentendo alle centrali non autonome di riattivarsi. Dispositivi di questo tipo devono necessariamente essere caratterizzati da un'elevata affidabilità ed un tempo di scarica elevato.

Demand charge reduction

Il costo dell'elettricità pagato da un utente finale dipende sia da un costo variabile, espresso in €/kWh di energia assorbita, sia da un costo fisso, che dipende dalla potenza, espressa in €/kW di potenza assorbita. Quest'ultimo riflette i costi delle apparecchiature di proprietà delle utilities necessarie per generare, trasportare e distribuire energia elettrica (23).

In questo scenario i sistemi di accumulo possono essere utilizzati dall'utente finale con lo scopo di ridurre i costi in bolletta relativi alla potenza assorbiti infatti riducendo la quantità di energia richiesta durante specifici intervalli di tempo si può ottenere una sostanziale diminuzione della spesa in bolletta; per massimizzare il risparmio i momenti in cui il sistema di accumulo entra in funzione dovrebbero coincidere con i periodi di picco del carico elettrico in cui l'energia è più costosa, allo stesso tempo è fondamentale caricare la batteria nei momenti in cui l'energia è meno cara. Pertanto il beneficio ottenuto dall'utente finale consiste nella riduzione dei costi complessivi dovuti ad una variazione della potenza assorbita nei diversi intervalli della giornata (23).

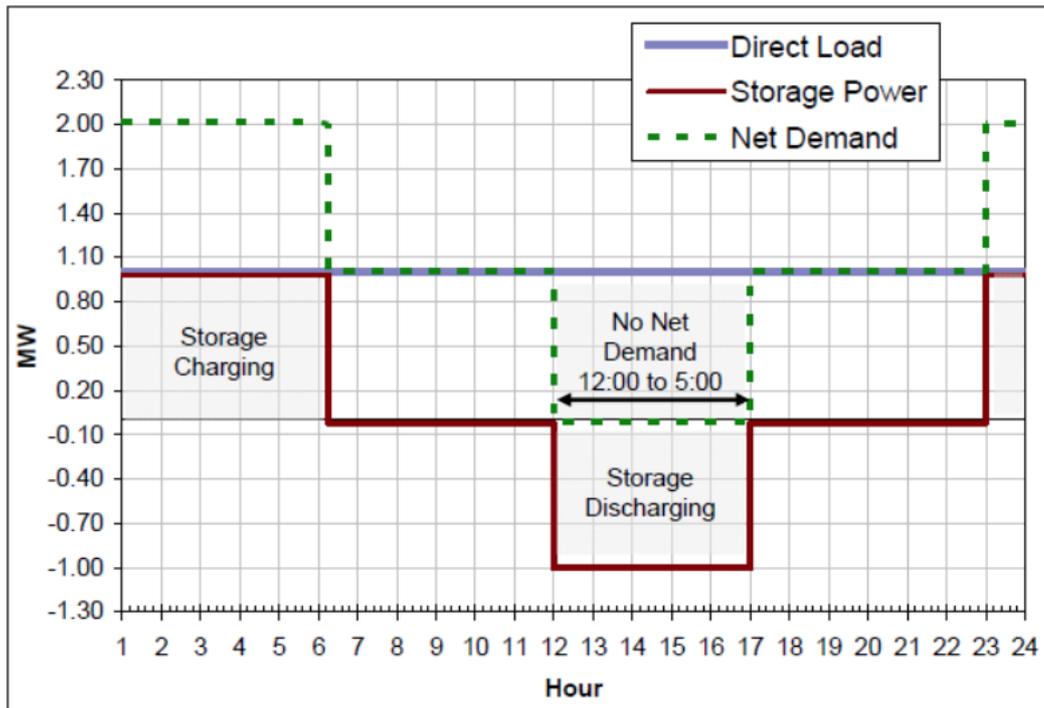


Figura 47 Riduzione dei costi legati alla potenza assorbita da un utente finale utilizzando un sistema di accumulo (23)

Come si può osservare nella Figura 47 si assume che la potenza richiesta dal carico senza la presenza dell'accumulo è fissata ad 1 MW ed è costante durante tutto l'arco della giornata (curva viola). Meditante l'utilizzo di un sistema di accumulo è possibile ridurre i costi legati alla potenza, assorbendo energia in eccesso quando questa costa poco per poi rilasciarla nel momento di picco giornaliero. Per questa specifica applicazione sono necessari sistemi di accumulo che abbiano una elevata capacità ed un tempo di scarica piuttosto elevato (5/6).

Estremizzando questo concetto si potrebbe pensare anche di scollegare totalmente l'utente finale dalla rete di trasmissione nazionale: infatti se l'utente riuscisse ad installare un impianto fotovoltaico sufficientemente potente da soddisfare interamente il suo fabbisogno di energia unito ad un sistema di accumulo che svolta una funzione di time shifting, l'utente finale sarebbe in grado di scollegarsi dalla rete nazionale e diventerebbe totalmente autosufficiente.

Il Case study

In questo capitolo verrà trattato il piano strategico effettuato per una multi-utility italiana che attraverso la creazione di una nuova entità considera di entrare nel mercato dell'accumulo di energia elettrica mediante sistemi di accumulo elettrochimici⁵.

Lo spin off dell'azienda e la creazione della NewCo (New Company) nei primi mesi del 2018. L'idea è di mettere al servizio del cliente competenze, esperienze e visioni sul futuro per offrire soluzioni innovative nel campo dell'efficientamento energetico tanto per clienti domestici quanto per quelli industriali. I soci fondatori e l'azienda madre vantano esperienze decennali nella commercializzazione e produzione di prodotti in diversi ambiti industriali. La missione dell'impresa è di far risparmiare il cliente finale ottimizzando i consumi di energia elettrica, questo per raggiungere l'obiettivo di produzione di energia pulita economicamente ed ambientalmente sostenibile.

La società si propone al mercato come operatore EPC (Engineering, Procurement and Construction) per la fornitura di impianti nel campo dell'efficienza energetica; ovvero nella realizzazione di progetti chiavi in mano, anche per conto terzi, di impianti di produzione ed immagazzinamento dell'energia elettrica.

Nello specifico, il principale focus della società saranno clienti industriali e domestici localizzati nei territori nel Nord Italia tra cui Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Toscana, Trentino Alto Adige, Valle d'Aosta e Veneto.

⁵ Nella presentazione del Business Plan, si farà riferimento alla nuova compagnia con i termini: NewCo, Start up e azienda.

<i>Partners chiave</i> <ul style="list-style-type: none"> Principali operatori nel settore della vendita dell'energia elettrica. 	<i>Attività chiave</i> <ul style="list-style-type: none"> Fornitura di impianti fotovoltaici e di sistemi di accumulo dell'energia elettrica. 	<i>Value Proposition</i> <ul style="list-style-type: none"> Facilitare l'integrazione della produzione di energia da fonti rinnovabili non programmabili; Generare un beneficio economico per l'utente; Permettere il distacco dalla rete di distribuzione nazionale. 	<i>Relazione con il Cliente</i> <ul style="list-style-type: none"> Assistenza al cliente nell'installazione degli impianti; Servizi di manutenzione e riparazione; Assistenza telefonica. 	<i>Segmenti di Clientela</i> <ul style="list-style-type: none"> Clienti industriali; Clienti domestici non in possesso di un impianto fotovoltaico; Clienti domestici già in possesso di un impianto fotovoltaico.
	<i>Risorse chiave</i> <ul style="list-style-type: none"> Know-how strategico; Sistemi di accumulo; Sistemi fotovoltaici; Know-how tecnologico ed industriale. 		<i>Canali</i> <ul style="list-style-type: none"> Vendita diretta; Vendita On-Line. 	
<i>Struttura dei costi</i> <ul style="list-style-type: none"> Costi di struttura; Costi del personale; Costi di installazione; Costi delle materie prime; Oneri finanziari; Costi legati al magazzino. 		<i>Flusso dei ricavi</i> <ul style="list-style-type: none"> Ricavi derivanti dalla vendita ed installazione dell'impianto fotovoltaico e dei sistemi di accumulo; Ricavi derivanti dalla manutenzione dell'impianto. Beneficio sociale derivante dalla produzione e dall'utilizzo di energia pulita e con un impatto ambientale relativamente basso. 		

Figura 48 Business Model Canvas dell'impresa

Come descritto nel Business model Canvas sopra rappresentato, l'offerta della società si declina principalmente in due punti chiave:

- Soluzioni di efficienza energetica per piccoli e medi clienti industriali: questa linea di servizio si specializzerà nella fornitura chiavi in mano di impianti fotovoltaici con un sistema di accumulo integrato. Tali servizi vengono offerti secondo due tipologie contrattuali che si differenziano per le modalità di pagamento da parte del cliente: contratti di vendita diretta a clienti finali e contratti in leasing (attraverso l'intermediazione di una società di leasing terza);
- Soluzioni di accumulo energetico abbinate a impianti fotovoltaici per clienti domestici. Tale servizio prevede la fornitura chiavi in mano di un pacchetto fotovoltaico e batteria (contratti Nuove Installazioni) o della sola soluzione di accumulo (contratti Retrofit). Per queste soluzioni si è considerato di avere solo contratti di vendita diretta.

Il rationale alla base di questo business case, ovvero l'offerta commerciale centrale della società, prevede l'installazione di impianti fotovoltaici abbinati ad un sistema di accumulo elettrico che permetteranno all'utente finale di:

1. Utilizzare l'energia prodotta anche in assenza di radiazione solare generando così un risparmio dell'utente dato da una diminuzione dei costi relativi agli oneri di sistema per l'utilizzo del sistema elettrico nazionale. Attraverso l'autoproduzione e l'autoconsumo di energia elettrica si ottiene una riduzione dei costi della bolletta elettrica e l'indipendenza dalle fluttuazioni dei prezzi dell'energia. Inoltre, l'installazione di impianti fotovoltaici gode, per tutto il 2018, della detrazione fiscale del 50% del valore dell'investimento.
2. Vendere l'energia prodotta in eccesso attraverso il meccanismo dello scambio sul posto.

Per la realizzazione di questo case study si è pensato di partire da una panoramica del mercato della produzione di energia fotovoltaica evidenziando quali sono i macro trend del mercato e come la produzione di energia elettrica sia cambiata e si sia evoluta nel corso degli anni; principalmente verranno analizzati:

- L'evoluzione storica della capacità fotovoltaica installata e della produzione di energia con dettaglio regionale e per settore di attività;
- Gli scenari evolutivi della potenza installata nel breve-medio periodo; ed infine
- Gli scenari di evoluzione dei costi della tecnologia fotovoltaica.

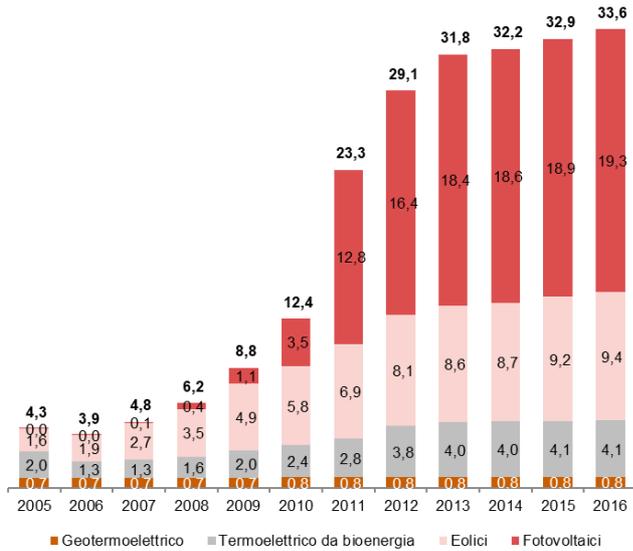
Successivamente verrà analizzato il mercato degli accumulatori elettrochimici descrivendo la tecnologia utilizzata e la relativa evoluzione dei costi nell'arco del tempo. Il terzo punto è composto da un'analisi competitiva identificando quali sono i principali operatori del mercato e le aree di business in cui sono presenti. In ultimo verrà presentato il Business Plan della startup analizzandone i trend economici e finanziari presentando le conclusioni e gli scenari di sviluppo futuri.

Analisi di mercato

Fotovoltaico

Come già evidenziato nei capitoli precedenti, il parco di generazione elettrica in Italia ha subito un forte cambiamento a partire dal 2010. Questo principalmente grazie al forte sviluppo delle tecnologie rinnovabili, che sono passate da 12,4 GW di potenza installata nel 2010 a 33,6 GW nel 2016. Come si evidenzia nel grafico, la forte crescita del settore è principalmente legata allo sviluppo della tecnologia fotovoltaica, la cui potenza installata è cresciuta da 3,5 GW nel 2010 a 19,3 GW nel 2016 grazie alla presenza di incentivi dedicati: Conto Energia.

2005-2016: Capacità installata lorda di energia elettrica da impianti FER – escluso idroelettrico (GW)



2005-2016: Produzione lorda di energia elettrica da impianti FER – escluso idroelettrico (TWh)

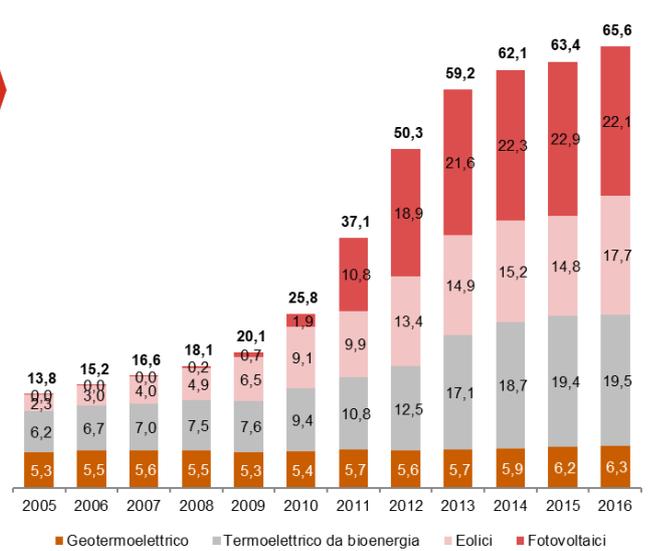
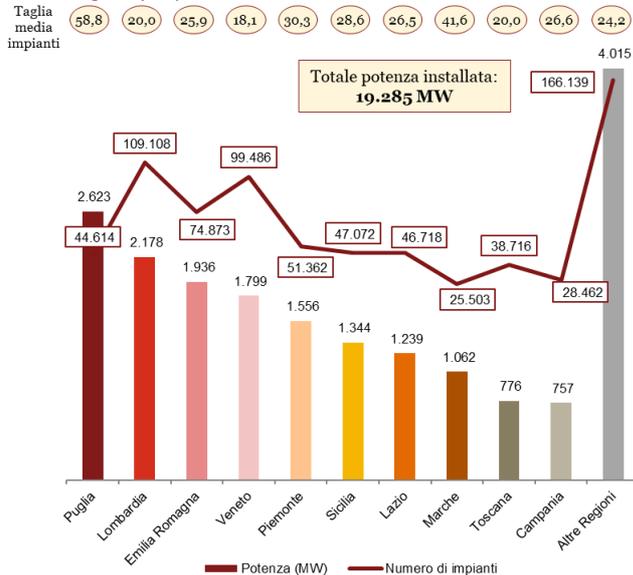


Figura 49 Evoluzione della capacità installata e della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili

Analizzando lo scenario italiano si denota che la Puglia risulta essere la regione con la maggior potenza installata (2.623 MW) ed energia prodotta (3.465 GWh), seguita dalle principali regioni del nord Italia - Lombardia, Emilia-Romagna, Veneto e Piemonte.

2016: Numero di impianti e Potenza installata per Regione (MW)



2016: Produzione lorda degli impianti e ore di funzionamento durante l'anno (GWh)

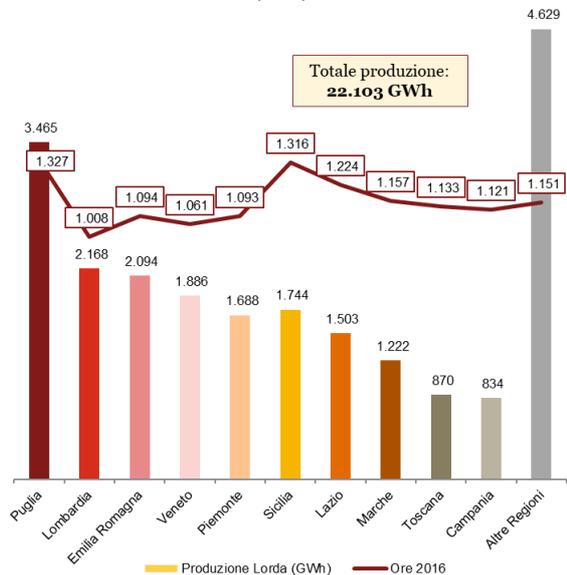


Figura 50 Numero di impianti e produzione lorda di energia elettrica per regione

Da notare è che nel grafico sopra rappresentato sono presi in considerazione solo gli impianti attivi da più di un anno poiché sono quelli che hanno apportato un maggiore valore in termini di energia prodotta.

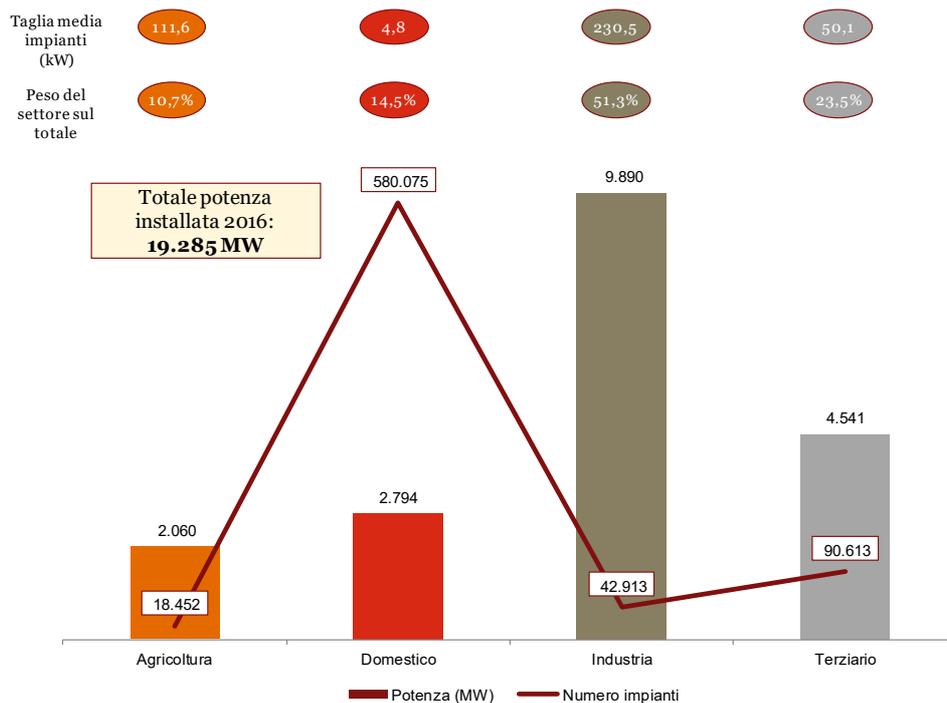


Figura 51 Numero degli impianti e potenza installata per settore (MW) dati relativi al 2016

Il settore industriale ha un maggior peso sulla potenza installata (51,3%) anche se registra un numero relativamente basso di impianti presenti (43 mila). La taglia media degli impianti in questo settore è circa 231 MW. Nel settore terziario si contano circa 91 mila impianti installati, aventi potenza media pari a 50 kW, per una potenza complessiva installata pari a 4,5 GW circa. Un'informazione di rilievo è che nel settore domestico sono presenti il maggior numero di impianti installati, pari a circa 580 mila, aventi taglia media pari a circa 5 kW, per un totale di potenza installata pari a 2,8 GW. Come per il settore industriale questo dato è imputabile alla natura dell'utente finale: infatti gli impianti domestici necessitano di una potenza relativamente bassa per soddisfare il fabbisogno dell'utente, ma sono anche quelli maggiormente diffusi. In ultimo il settore agricolo registra circa 2,1 GW installati distribuiti su 18,5 mila impianti aventi potenza media pari a 111,6 kW.

Per ogni settore si è evidenziato il peso della potenza installata sul totale presente in Italia che nel 2016 era 19.285 MW; risulta che il settore industriale è quello con il maggior peso (51,3%) seguito dal settore terziario (23,5%) e dal settore domestico (14,5%), in ultimo troviamo il settore agricolo con peso di 10,7%.

Specificatamente per questo business case si è scelto di utilizzare come area target in cui iniziare la commercializzazione del prodotto il nord Italia, con un focus specifico per le regioni: Lombardia,

Veneto ed Emilia-Romagna. Si è pensato di scegliere il nord Italia perché c'è una maggiore concentrazione di potenza fotovoltaica installata nel settore domestico ed allo stesso tempo questo posizionamento permette di avere un'adeguata copertura anche mondo industriale. Nel 2016 la potenza fotovoltaica installata nel settore domestico risulta pari a 2,8 GW.

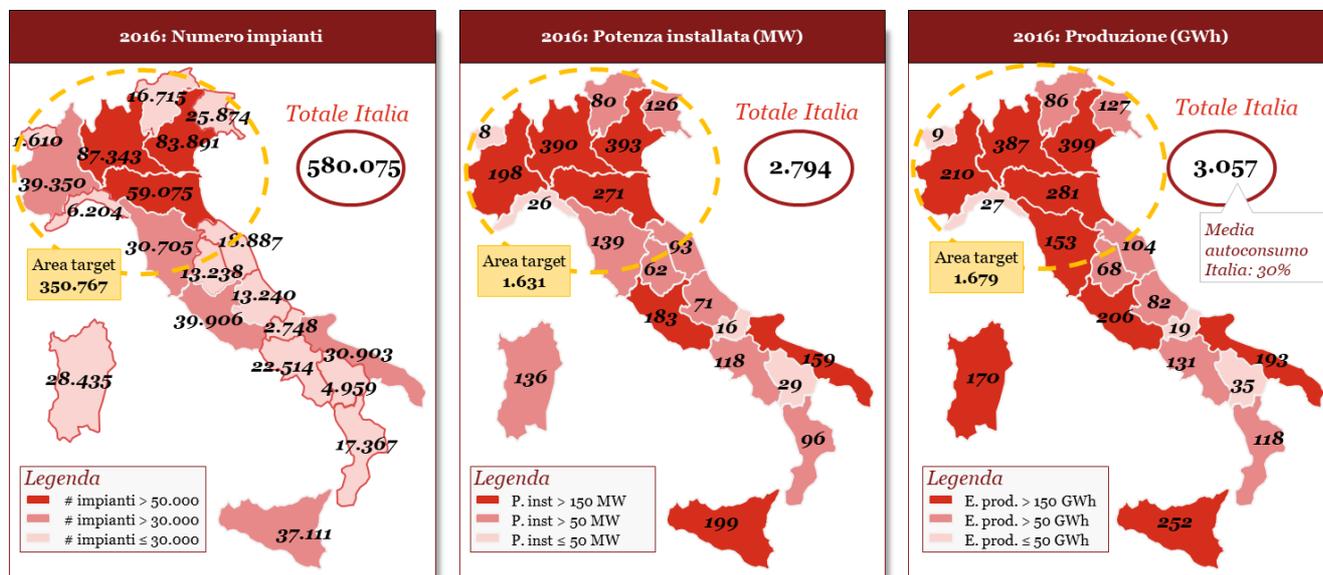


Figura 52 Numero di impianti, Potenza installata e produzione da fotovoltaico in Italia per il settore domestico, dati 2016

Come si può osservare dall'immagine sopra rappresentata dei 508 mila impianti ad uso domestico presenti in Italia il 60% (350 mila) è situato nell'area target; tra questi la Lombardia, il Veneto e l'Emilia-Romagna pesano per circa il 65% evidenziando così ulteriore area di mercato potenziale. Anche per la potenza installata ed i GWh prodotti vale un discorso simile: Veneto, Lombardia ed Emilia-Romagna rimangono le regioni con il maggior numero di potenza installata ed il maggior numero di GWh prodotti.

In aggiunta, analizzando i dati presenti nel database del GSE, si è constatato che dei 3.057 GWh prodotti il 30% è relativo alla quota di autoconsumo: ovvero quella parte di energia prodotta che è destinata all'uso immediato del possessore dell'impianto. Attualmente il restante 70% è rivenduto sul mercato dell'energia ai prezzi fissati per il giorno e per l'orario specifico in cui l'energia viene prodotta.

Un'analisi simile può essere effettuata anche per il settore terziario in cui si denota che gli impianti fotovoltaici installati sono circa 90 mila ed anche in questo caso la maggior parte è concentrato nelle regioni dell'area target (59%). Anche per questo settore le regioni più rilevanti sono la Lombardia, il Veneto e l'Emilia-Romagna a cui si aggiunge anche un numero elevato di impianti presenti in Piemonte. Nel 2016 la potenza fotovoltaica installata nel settore terziario risulta pari a circa 4,5 GW.

L'energia fotovoltaica prodotta da questi impianti è all'incirca 4,9TWh di cui il 39% è dedicato all'autoconsumo del produttore; in questo caso la percentuale di autoconsumo è maggiore perché le imprese del settore terziario sono più energivore rispetto agli utenti di tipo domestico.

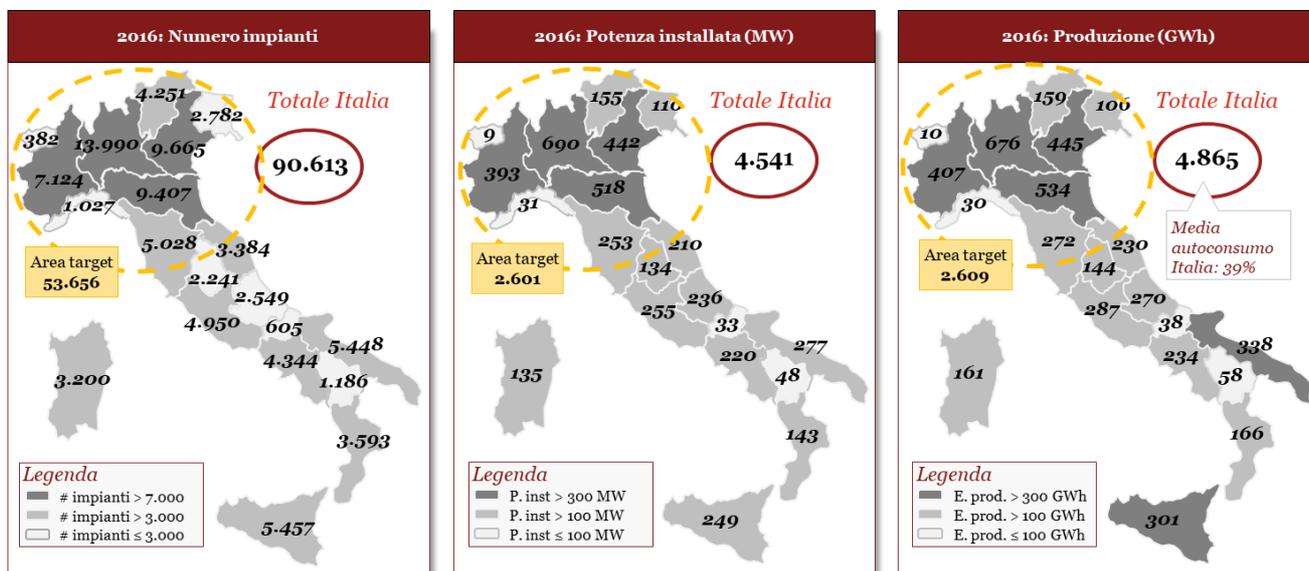


Figura 53 Numero di impianti, Potenza installata e produzione da fotovoltaico in Italia per il settore terziario, dati 2016

Un punto chiave del settore fotovoltaico è che la potenza installata è prevista crescere, tra il 2016 ed il 2017, con un CAGR del 2,1% corrispondente ad una media annuale pari a 400MW per arrivare così ad avere 21,4 GW di potenza installata. Dopo il 2021 e fino al 2030, utilizzando un'ipotesi di crescita lineare e cautelativo si prevede che la potenza installata sarà di 25,2 GW. Questi scenari di sviluppo sono stati delineati da Terna evidenziando uno scenario evolutivo di breve termine (2017-2021) e successivamente tre scenari di crescita differenti, basandosi sull'effetto delle possibili evoluzioni delle normative vigenti – quali per esempio gli incentivi alla costruzione di nuovi impianti fotovoltaici – ed allo sviluppo del grid parity⁶.

⁶ Si dice che una certa fonte raggiunge la grid parity quando il costo unitario equivalente di produzione a fine ciclo di un impianto utilizzato in autoconsumo è uguale al prezzo che il consumatore finale sostiene per l'energia prelevata dalla rete elettrica, comprensivo di tutti gli oneri associati. Si tratta quindi di un valore soglia superato il quale per un consumatore risulta più conveniente prodursi in loco e auto-consumare l'energia elettrica piuttosto che prelevarla dalla rete (34).

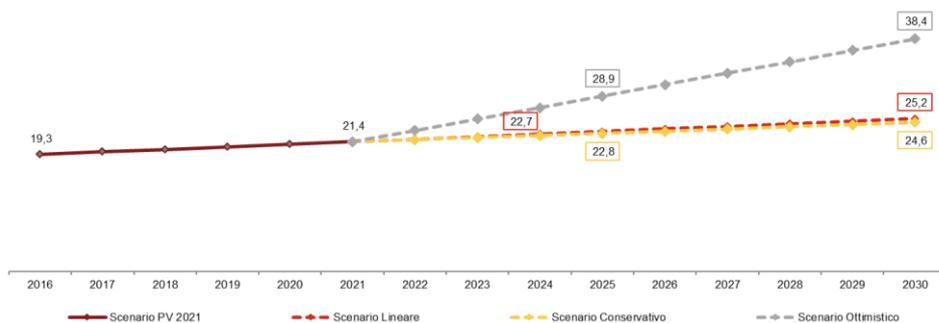


Figura 54 Evoluzione del parco fotovoltaico (GW), 2016-2030

I tre scenari rappresentati, dal 2021 al 2030, presentano medie di crescita annua variabili: (i) per lo scenario lineare ovvero quello che prevede un costante aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili (+0,4 GW), (ii) uno scenario conservativo in cui si prevede un incremento annuale stimato simile a quello dello scenario Lineare (+0,35 GW), ed infine (iii) uno scenario ottimista che prevede una crescita di 1,9 GW.

Un'analisi del genere è particolarmente utile nella creazione del business plan per la NewCO poiché delinea chiaramente quali sono i macro trend del mercato e permette di evidenziare la crescita che questo settore potrebbe registrare nel corso di quindici anni.

Focalizzandoci sulla prima parte della previsione, il quinquennio 2017-2021, si nota che secondo le previsioni di Terna l'installazione di nuovi impianti fotovoltaici porterà al raggiungimento di circa 21,4 GW di potenza installata al 2021 (+ 2 GW circa rispetto al 2016). La crescita stimata per il quinquennio 2017-2021 risulta quindi contenuta e non sono previste variazioni nella classifica delle regioni con i maggiori valori di potenza installata, che rimangono concentrate nel nord Italia, con eccezione di Puglia e Sicilia.

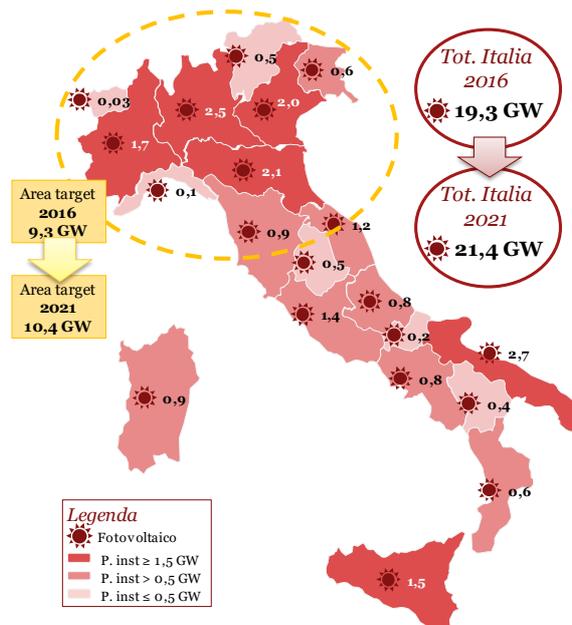


Figura 55 Previsione al breve-medio termine (2021) di capacità fotovoltaica installata (GW)

L'ultimo elemento chiave nella definizione del mercato fotovoltaico sono i costi di installazione. Questo tipo di costi sono generalmente composti da: (i) costi delle componenti, quali modulo, inverter, (ii) costi di manodopera quali l'installazione e (iii) costi per la manutenzione ordinaria dell'impianto.

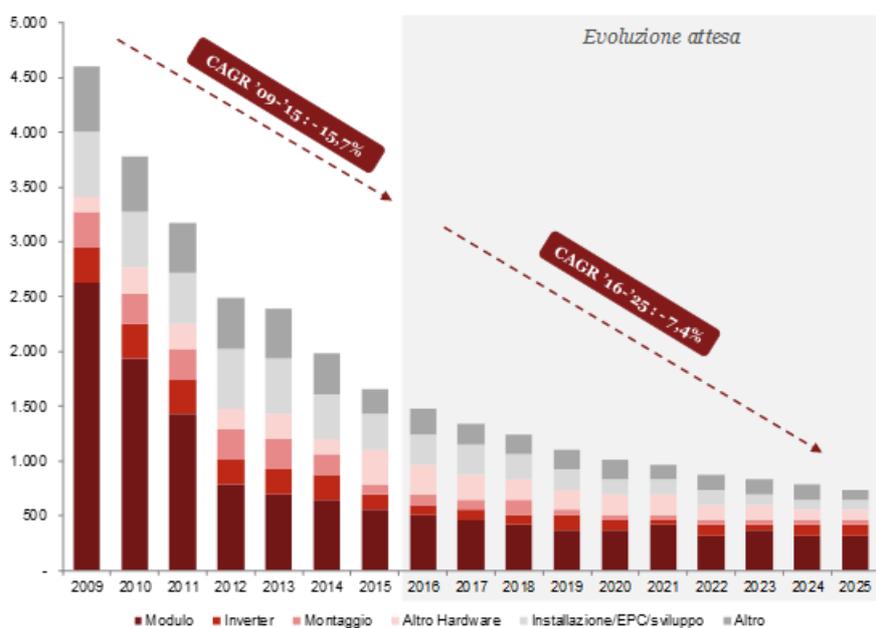


Figura 56 2009-2025: Media dei costi totali di installazione di un impianto fotovoltaico a livello globale (€/KW)

Tra il 2009 e il 2015 il costo di installazione di un impianto fotovoltaico ha registrato un trend di forte diminuzione (CAGR '09-'15: -15,7%), passando da circa 4,6 k€ per KW nel 2009 a circa 1,6 k€

nel 2015. Al 2025 si prevede un ulteriore calo dei costi di installazione (CAGR '16-'25: -7,4%) che sono stimati in decrescita sino a valori inferiori agli 800 € per KW installato.

Come si denota dal grafico il costo che cala in misura maggiore è il costo del modulo fotovoltaico; tale assunzione è dovuta alla previsione di entrata in funzione di nuove tecnologie più performanti e con un'efficienza più elevata di quelle attuali.

Questa stima, elaborata dall'IRENA (International Renewable Energy Agency), delinea un ampio margine di riduzioni costi nel settore della produzione e installazione degli impianti fotovoltaici, situazione che avrebbe un impatto più che positivo sul modello di business pensato per la start-up poichè consentirebbe di vendere impianti più efficienti ad un prezzo minore allargando così la base dei clienti che può accedere a tale servizio.

Sistemi di accumulo

Delle differenti tipologie di accumulo presentate in precedenza, si è scelto di utilizzare i sistemi di accumulo elettrochimici poiché sono quelli che più si adattano allo scopo del progetto; infatti: (i) hanno costi di installazione significativamente più bassi degli altri sistemi, (ii) un ingombro di spazio relativamente basso e (iii) non richiedono un'elevata manutenzione.

Come già trattato in precedenza i sistemi di accumulo hanno un numero significativo di applicazioni dal time shift dell'energia alla regolazione di rete. In questo caso lo scopo del sistema di accumulo è da un lato permettere operazioni di time shift accumulando l'energia quando il prezzo è basso ed utilizzandola quando il prezzo è più elevato, dall'altro permette di integrare l'impianto fotovoltaico rendendo disponibile l'energia prodotta durante la giornata anche in momenti in cui l'irraggiamento solare non è sufficiente o addirittura di notte. Un sistema del genere porterebbe il produttore ad avvicinarsi alla completa indipendenza dal sistema elettrico nazionale generando così un maggior beneficio dell'utente finale dovuto ai minori costi da sostenere per l'approvvigionamento di energia elettrica.

I sistemi di accumulo di energia elettrica possono essere impiegati in molteplici applicazioni, alcune delle quali richiedono "prestazioni in potenza", quindi sistemi in grado di scambiare elevate potenze per tempi brevi (da frazioni di secondo a qualche decina di secondi), mentre altre richiedono "prestazioni in energia", quindi sistemi in grado di scambiare continuamente potenza per diverse ore. In molte applicazioni, di energia o di potenza, i sistemi di accumulo devono essere anche

in grado di portarsi al valore corretto di potenza di carica/scarica, o di commutare tra le fasi di carica e quelle di scarica in tempi molto rapidi.

	Idro	CAES	Na/S	Na/NiCl	Li/ion	Ni/Cd	Ni/MH	Pb/acido	Redox/Vanadio	Volani	SC
Time-shift	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Integrazione rinnovabili	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Differimento investimenti rete	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione primaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione secondaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione terziaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Riaccensione sistema elettrico	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Supporto di tensione	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Qualità del servizio	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

● Sistema adatto all'applicazione
 ● Sistema meno adatto di altri all'applicazione
 ● Sistema non adatto all'applicazione

Figura 57 Matrice applicazioni e tecnologie di accumulo

Per lo scopo del progetto si è deciso di adottare le batterie al litio-ferro-fosfato. Questo tipo di tecnologia è stato commercializzato per la prima volta nel 2004 e da allora è stata notevolmente implementata diminuendone i costi di produzione e aumentandone l'efficienza. Inoltre le batterie al litio-ferro-fosfato sono particolarmente sicure, sono considerate un prodotto "green", ovvero che non inquina l'ambiente durante l'utilizzo ed alla fine della vita utile può essere smaltito o riciclato con facilità, e hanno una vita utile piuttosto elevata: riescono ad operare per un numero di cicli maggiore di 2000 che corrisponde ad una vita in esercizio continuo di circa 6 anni.

Come si nota nella tabella sopra riportata le batterie al litio, pur non essendo completamente adatte a funzioni di time shift, sono particolarmente indicate quando si tratta di integrare l'energia prodotta da fonti rinnovabili ad una rete di trasmissione dell'energia elettrica.

Un'altra ragione fondamentale per cui si sono scelte le batterie al litio è che, secondo un rapporto dell'IRENA il costo unitario di questo tipo di tecnologia decreterà notevolmente nei prossimi 15 anni con un CAGR di -6%, questo permetterà all'impresa di offrire un prodotto affidabile ed efficiente ad un prezzo sempre più conveniente. L'IRENA prevede che al 2030 questo tipo di sistema di accumulo costerà circa 230 €/KWh registrando una diminuzione dei costi del 58% rispetto al 2016.

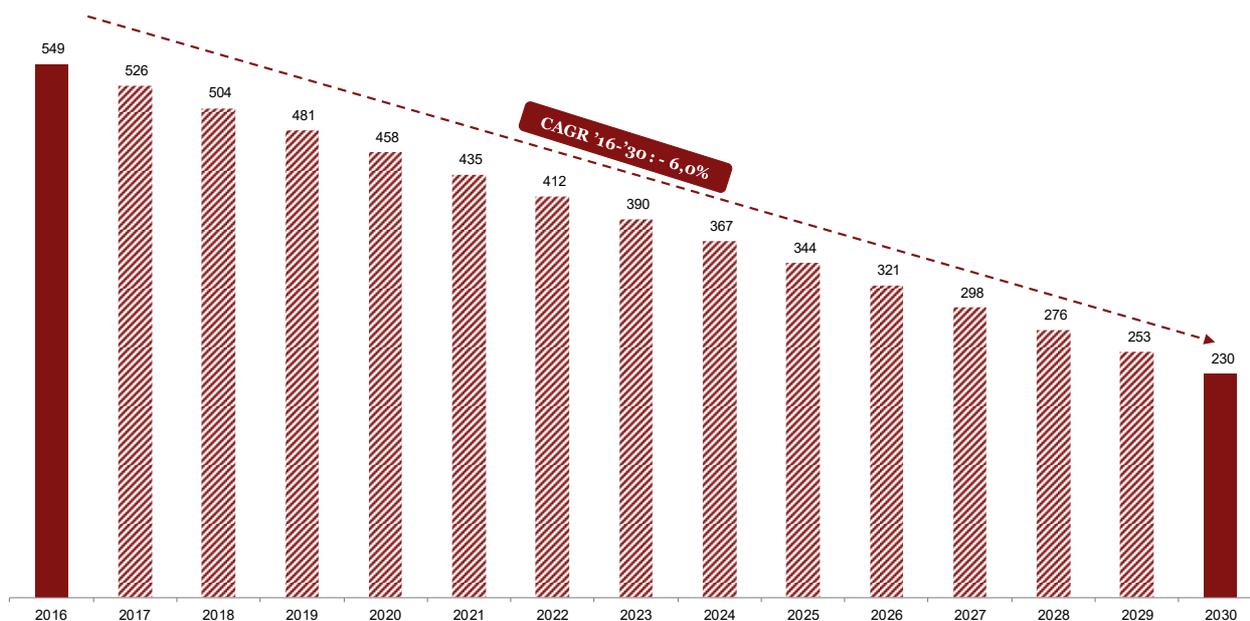


Figura 58 2016-2030: Stima dell'evoluzione attesa dei costi per sistema di accumulo al litio di tipologia LFP (€/kWh)

Analisi competitiva

Attualmente il mercato delle installazioni di impianti fotovoltaici risulta fortemente frammentato, con la presenza di un elevato numero di piccoli installatori locali, elettricisti e impiantisti, ai quali si affiancano grandi società operanti nel mercato della vendita dell'energia. Questi ultimi, in tempi recenti, hanno ampliato l'offerta commerciale entrando anche nel mercato del fotovoltaico per clienti domestici.

Alla luce della proposizione commerciale della startup e del canale scelto per l'acquisizione dei clienti, ovvero una base clienti fortemente legata ai clienti dei grandi operatori industriali che operano nel mercato della vendita dell'energia elettrica, si ipotizza di stringere un accordo strategico con uno di questi operatori. Si è quindi provveduto all'individuazione e successivamente all'analisi dei principali player del mercato fotovoltaico seguendo tre logiche:

1. Analisi delle principali aziende operanti in Italia nella commercializzazione di energia elettrica e gas. I sette operatori sotto riportati sono attivi anche nell'installazione di impianti fotovoltaici e sistemi di accumulo rappresentando circa il 70% dei volumi venduti nel mercato finale con volumi di circa 170 TWh di energia elettrica distribuita.

⁷ Dati da report in 2016 USD/kWh, fattore di conversione 1USD=0,95034EURO (fonte XE)

2. Analisi delle offerte commerciali degli operatori selezionati esaminando le soluzioni proposte al pubblico, i prezzi offerti ed il numero di clienti serviti.
3. Indicazione delle regioni di maggior presidio territoriale dei retailer sopra individuati: tali regioni rappresentano le aree di possibile sviluppo per le imprese individuate che possono contare sulla loro base clienti gas e power per avere un canale privilegiato per l'installazione di impianti fotovoltaici. Lo scopo di questa analisi è di individuare le aree maggiormente competitive in quanto vedono la presenza di retailer attivi nel mercato potenziale della start up.

I principali operatori attivi nel mercato fotovoltaico sono:

- Enel: Enel è un operatore multinazionale dell'energia e uno dei principali operatori integrati globali nei settori dell'elettricità e del gas. Opera in 34 Paesi nei 5 continenti e produce energia attraverso una capacità gestita di più di 86 GW, vendono gas e distribuiscono elettricità su una rete di approssimativamente 2,2 milioni di km. Con quasi 71 milioni di utenze finali nel mondo, hanno la più ampia base di clienti rispetto ai loro competitor europei e sono fra le principali aziende elettriche d'Europa in termini di capacità installata e EBITDA. Attraverso la società controllata Enel Energia, Enel, offre soluzioni flessibili per l'installazione di un impianto fotovoltaico, proponendo più offerte: Start, Plus e Premium in base alle tecnologie utilizzate e ai servizi di monitoraggio offerti. Solo in Italia Enel serve 31 milioni di persone tra fornitura di gas ed energia elettrica. L'azienda è presente su tutto il territorio nazionale ad eccezione della Valle d'Aosta e della Sardegna. Enel sarebbe un partner industriale molto forte sia per presenza nel territorio italiano che per know-how specifico del business.
- Eni: la società opera globalmente nel settore della distribuzione e vendita di energia elettrica e gas. Attraverso la società Eni gas e luce sviluppa servizi di vendita nel mercato retail e business di gas, luce e soluzioni energetiche. Eni gas e luce opera in 4 paesi in Europa, con 1.600 dipendenti. In Italia, serve circa 8 milioni di clienti ed è leader di mercato per la vendita di gas naturale e energia elettrica a famiglie, condomini e imprese. La società offre un pacchetto chiavi in mano comprensivo di analisi di fattibilità, installazione, manutenzione dell'impianto e servizio di monitoraggio da remoto dell'energia prodotta. Eni opera in tutto il territorio nazionale ad esclusione della Sardegna. Come Enel sarebbe un partner strategico importante in termini di dimensioni, base clienti e know-how settoriale.

- E.On SpA: E.ON è un fornitore internazionale privato del settore energetico. Sono focalizzati sulle energie rinnovabili, sulle reti energetiche e sulle soluzioni ai clienti. Il gruppo si occupa della commercializzazione di impianti fotovoltaici attraverso la società La Case delle Nuove Energie. La società offre impianti 'chiavi in mano', a seguito di un sopralluogo di prefattibilità e dello svolgimento delle pratiche burocratiche. L'offerta prevede inoltre un servizio di controllo da remoto. La base clienti di E.On è di 800 mila clienti per i settori gas e luce, a cui vende sistemi di accumulo, impianti fotovoltaici e l'aggregazione delle due tecnologie. L'azienda è presente in tutta Italia, nello specifico opera maggiormente nel nord Italia.
- Edison: la società è tra i principali operatori di energia in Italia ed Europa con attività nell'approvvigionamento, produzione e vendita di energia elettrica, nei servizi energetici, ambientali e nell'esplorazione e produzione di idrocarburi. Edison ha una base clienti suddivisa equamente tra fornitura di gas ed energia elettrica e serve all'incirca 1 milione di clienti. Nello specifico l'offerta My Sun di Edison comprende un'analisi di fattibilità, una valutazione tecnico-economica e quindi la fornitura chiavi in mano di un sistema fotovoltaico comprensivo anche di un sistema di accumulo. Un fattore rilevante di Edison è che opera principalmente nel nord Italia ad esclusione del Friuli Venezia Giulia e delle Valle d'Aosta.
- Engie: l'azienda ha una presenza globale nel mondo della commercializzazione dell'energia elettrica e del gas. Engie copre gran parte del territorio Italiano ed offre i suoi servizi a circa 1 milione di clienti. La società si appoggia ad un'impresa partner, Sungevity Italia, per l'installazione di impianti fotovoltaici. Allo stesso tempo offre soluzioni, di impianti fotovoltaici e sistemi di accumulo, personalizzate sulla base delle esigenze del cliente e prevede anche il monitoraggio del funzionamento dell'impianto in tempo reale.
- Hera SpA. Hera è una multy utility che opera in vari settori che vanno dalla gestione dei rifiuti alla vendita di gas ed energia elettrica. La società ha una base clienti di 1,3 milione di utenze per il settore gas e 900 mila utenze per il settore energia elettrica. Opera principalmente in Emilia Romagna e Toscana. Attraverso la società Hera Servizi Energia, società partecipata, il Gruppo Hera è attivo nel settore dell'installazione di impianti fotovoltaici. L'offerta di Hera Servizi Energia prevede, oltre all'installazione dei pannelli fotovoltaici, sopralluoghi e rilievi tecnici includendo anche un'analisi dei fabbisogni energetici (bollette e consumi). Siccome Hera non offre servizi relativi all'accumulo di energia elettrica, la società e la nuova start up

potrebbero entrambe beneficiare da una partnership strategica incentrata all'offerta di servizi di accumulo dell'energia elettrica per l'attuale base clienti di Hera.

- Iren: l'azienda opera principalmente in Piemonte, Liguria, Emilia Romagna e Molise. La base clienti di Iren si divide equamente tra il settore della vendita di energia elettrica e la vendita di gas servendo circa 1,6 milioni di utenti. Attraverso la società Iren Mercato il Gruppo Iren è attivo nel settore della commercializzazione e dell'installazione di impianti fotovoltaici. L'offerta di Iren Mercato prevede due tipologie di pacchetti chiavi in mano: (i) pacchetto Base (modulo+inverter)e, (ii) pacchetto Premium (P. Base+SdA con upgrade di garanzie e ottimizzazioni).

L'analisi dei principali player di mercato è fondamentale per l'individuazione di un partner strategico con cui avviare una collaborazione basata su di un beneficio reciproco. In tal senso si è ritenuto più appropriato focalizzarsi su di un partner di medie dimensioni come Edison o Hera, in modo tale da riuscire ad avviare una partnership strategica in maniera più immediata. Attraverso la collaborazione, la NewCo, riuscirebbe ad entrare in contatto con un'ampia e solida base clienti e, nel contempo, generando sinergie industriali volte all'efficientamento dei costi e ad un comune beneficio.

Il piano Industriale

Il Business Plan della start up è stato strutturato secondo le seguenti quattro assunzioni fondamentali:

1. Evoluzione della base clienti industriali e domestici per la fornitura di impianti fotovoltaici e di accumulo ed evoluzione della base clienti domestici che sono già in possesso di un impianto fotovoltaico a cui si offriranno servizi legati ai sistemi di accumulo.
2. Analisi dei prezzi di vendita e delle marginalità che l'impresa sarebbe in grado di ottenere nei prossimi cinque anni.
3. Analisi dei costi d'acquisto delle materie prime tra cui il costo di acquisto dei moduli fotovoltaici ed il costo di acquisto delle batterie al Litio Ferro Fosfato (LFP).
4. Analisi dell'evoluzione dei costi di struttura della nuova società considerando il costo del personale, il costo delle attività commerciali ed infine gli altri costi di struttura.

Per la redazione del Business Plan è stato anche fatto uno studio sulla ragionevolezza delle principali assunzioni che ha poi portato a definire una scala di incidenza dell'assunzione in base all'impatto

che tale assunzione avrebbe sull'azienda unito alla probabilità di accadimento. Gli assunti più impattanti risultano essere sfidanti in termini di rilevanza degli importi associati, e/o di rischio di esecuzione dell'assunto da parte del Management e/o probabilità di accadimento; L'assumption intermedia risulta essere meno rischiosa rispetto alla categoria evidenziata in precedenza, in termini di rilevanza degli impatti unitamente o al minor rischio di esecuzione o alla maggiore probabilità di accadimento. In ultimo, gli assunti meno rischiosi presentano comunque alcuni elementi d'incognita, tuttavia sono caratterizzati da un basso rischio di esecuzione e/o probabilità di accadimento e/o rilevanza degli importi.

Analisi SWOT e principali indicatori del Piano Industriale

Grazie agli studi presentati nei precedenti capitoli si è provveduto ad identificare come area ottimale per l'avvio delle attività il Nord Italia; per la precisione le regioni: Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Toscana, Trentino Alto Adige, Valle d'Aosta e Veneto.

Operativamente, l'offerta commerciale si declina in tre tipologie di prodotto: (i) impianti fotovoltaici e di accumulo per clienti industriali, (ii) impianti fotovoltaici e storage per clienti domestici ed (iii) impianti storage per clienti domestici.

Nello specifico l'offerta commerciale presentata ai clienti industriali prevede: l'installazione di un impianto fotovoltaico di almeno 55KW, unito ad un sistema di accumulo da minimo 12 KWh. I costi che la società deve sostenere per l'installazione di tali impianti sono all'incirca di 63,2 mila euro; prevedendo di riuscire ad applicare un margine per la società di circa il 25% si possono ipotizzare che i ricavi che la società riesce a generare dall'installazione di queste strutture è di circa 79 mila euro ad impianto. La commessa per l'installazione del prodotto ha una durata attesa di sei mesi e prevede un pagamento suddiviso in sei rate da 17% l'una.

Per quanto riguarda i clienti facenti parte del settore domestico, i prodotti offerti dell'azienda, si dividono in due sottocategorie: (i) l'installazione di nuovi impianti Ad Hoc per il cliente, comprendenti una batteria da 7,2 KWh ed un impianto fotovoltaico da 4,5 MW e (ii) soluzioni specifiche offerte ai clienti già in possesso di un impianto fotovoltaico, ai quali si offre la sola installazione del sistema di accumulo da 7,2 KWh.

Nel primo caso l'installazione dell'impianto, comprensivo di sistema di accumulo, genererebbe un costo per la società di circa 8 mila euro; applicando un margine del 40% si potrebbero ottenere ricavi per 11,4 mila euro ad impianto. Nel secondo caso invece i costi d'installazione si ridurrebbero a circa

5 mila euro e si potrebbero generare ricavi per 6,9 mila euro ad impianto, sempre considerando un margine dell'impresa del 40%. Per entrambi i casi si presume di completare la commessa in un mese e si prevede di offrire al cliente la possibilità di suddividere il pagamento di due rate: una appena prima che inizino i lavori e l'altra una volta che saranno terminati.

Clienti Industriali		Clienti Domestici – Nuova installazione		Clienti Domestici – Retrofit	
Caratteristiche impianto					
 Potenza PV	55 kW	 Potenza PV	4,5 kW	 Potenza PV	-
 Capacità SdA	12 kWh	 Capacità SdA	7,2 kWh	 Capacità SdA	7,2 kWh
 Costo installazione impianto (2018)	63,2 k€	 Costo installazione impianto (2018)	8,1 k€	 Costo installazione impianto (2018)	5,1 €
 Margine	25%	 Margine	40%	 Margine	40%
 Ricavi (2018)	78,9 k€	 Ricavi (2018)	11,4 k€	 Ricavi (2018)	6,9 k€
Struttura commessa					
Durata commessa	6 mesi	Durata commessa	1 mese	Durata commessa	1 mese
Tempi di fatturazione	6 (17% ogni mese)	Tempi di fatturazione	2 (50% inizio, 50% fine mese)	Tempi di fatturazione	2 (50% inizio, 50% fine mese)
Tempi di incasso	6 (17% ogni mese)	Tempi di incasso	2 (50% inizio, 50% fine mese)	Tempi di incasso	2 (50% inizio, 50% fine mese)
Giorni di magazzino	60 giorni	Giorni di magazzino	60 giorni	Giorni di magazzino	60 giorni
Giorni debito fornitori	60 giorni	Giorni debito fornitori	60 giorni	Giorni debito fornitori	60 giorni
Giorni credito clienti	nulli	Giorni credito clienti	30 gg per il 50% dell'importo fatturato	Giorni credito clienti	30 gg per il 50% dell'importo fatturato

Figura 59 Caratteristiche offerte commerciali per clienti industriali e domestici

Come si denota dalla Figura 60, le commesse relative ai contratti con clienti industriali prevedono una durata pari a 6 mesi, durante i quali viene emessa una fattura per un importo pari ad 1/6 del totale da saldare all'emissione da parte del cliente applicando una logica di pagamento che segue lo stato di avanzamento lavori. Nello specifico, le materie prime vengono acquistate due mesi prima dell'avvio della commessa ed il relativo pagamento ai fornitori avviene 60 giorni dopo l'acquisto (al secondo mese). Questo genera un'uscita di cassa, per l'azienda, al secondo mese per poi registrare ingressi di cassa una volta che lo stato della commessa avanza. Relativamente ai contratti con i clienti domestici si prevede una durata di 1 mese. All'inizio dei lavori viene emessa una fattura di acconto che viene incassata alla data di emissione della fattura di saldo, ovvero il giorno prima della consegna dell'impianto. Le materie prime vengono acquistate due mesi prima dell'avvio della commessa ed il relativo pagamento ai fornitori avviene 60 giorni dopo l'acquisto. Generando così due soli flussi di cassa: uno negativo al terzo mese dalla presa in carico della commessa ed uno positivo una volta che l'installazione sarà terminata.

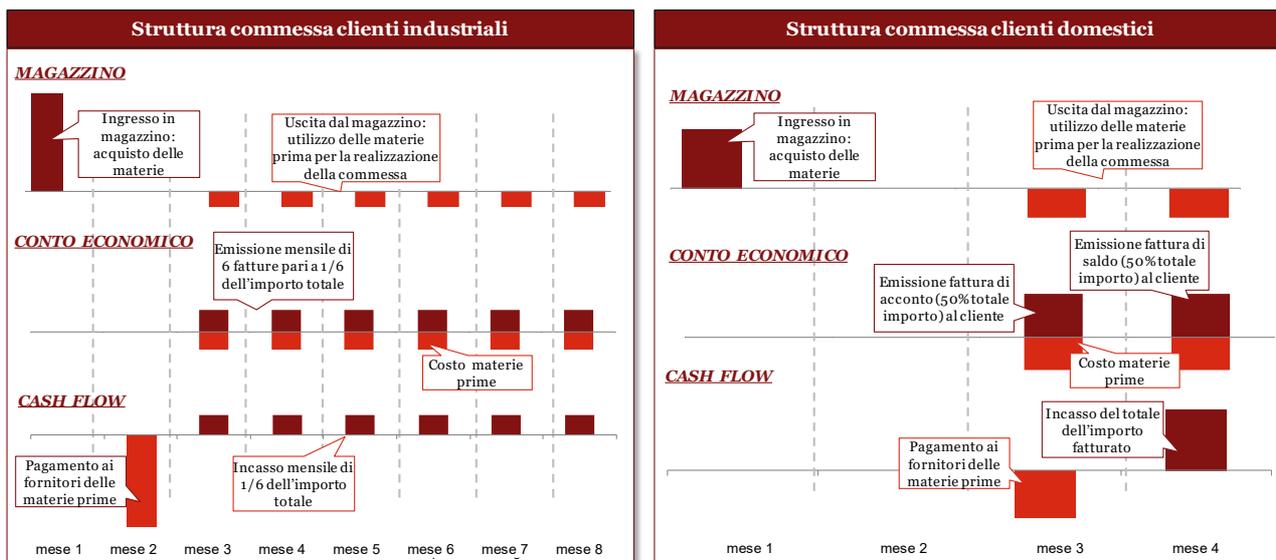


Figura 60 Struttura della commessa per clienti industriali e commerciali

Una volta identificata la base clienti ed i relativi metodi di fatturazione si è provveduto ad effettuare un'analisi SWOT per identificare chiaramente quali sono i punti di forza, le debolezze, le opportunità e le minacce in cui l'azienda potrebbe incorrere.

I punti di forza identificati si basano principalmente sull'attuale tendenza verso il mondo della produzione di energia da fonti rinnovabili e nello specifico quelle non programmabili. Tale cambiamento di paradigma favorisce l'ingresso nei mercati elettrici dei sistemi di accumulo e ne risalta le potenzialità. Un altro punto di forza risiede nel fatto che le tecnologie dei sistemi di accumulo sono molteplici ed i relativi costi stanno via a via diminuendo grazie alla creazione di economie di scala sempre più ampie. Tuttavia, il fattore tecnologico è allo stesso tempo anche una minaccia ed un punto di debolezza: la rapida evoluzione tecnologica e la nascita di sempre nuovi metodi di accumulo rischia di minare la stabilità del progetto se non si riesce a rimanere al passo con i tempi ed adeguarsi alle evoluzioni tecnologiche.

Un altro fattore che ha un notevole impatto sulla riuscita del progetto è la regolamentazione e come il Regolatore e gli enti competenti favoriranno o meno l'inserimento della tecnologia nel mercato. Una presa di posizione a favore delle tecnologie di accumulo abbasserebbe notevolmente le barriere d'ingresso nel mercato e favorirebbe lo sviluppo di tale settore.

Tra le minacce del progetto figura la mobilità elettrica poiché la crescita delle macchine elettriche ed il conseguente sviluppo di sistemi di accumulo sempre più compatti e potenti, andrebbe ad impattare notevolmente l'offerta verso i clienti domestici, in quanto questi ultimi potrebbero

utilizzare la macchina stessa come sistema di accumulo da integrare all'impianto di produzione fotovoltaica.

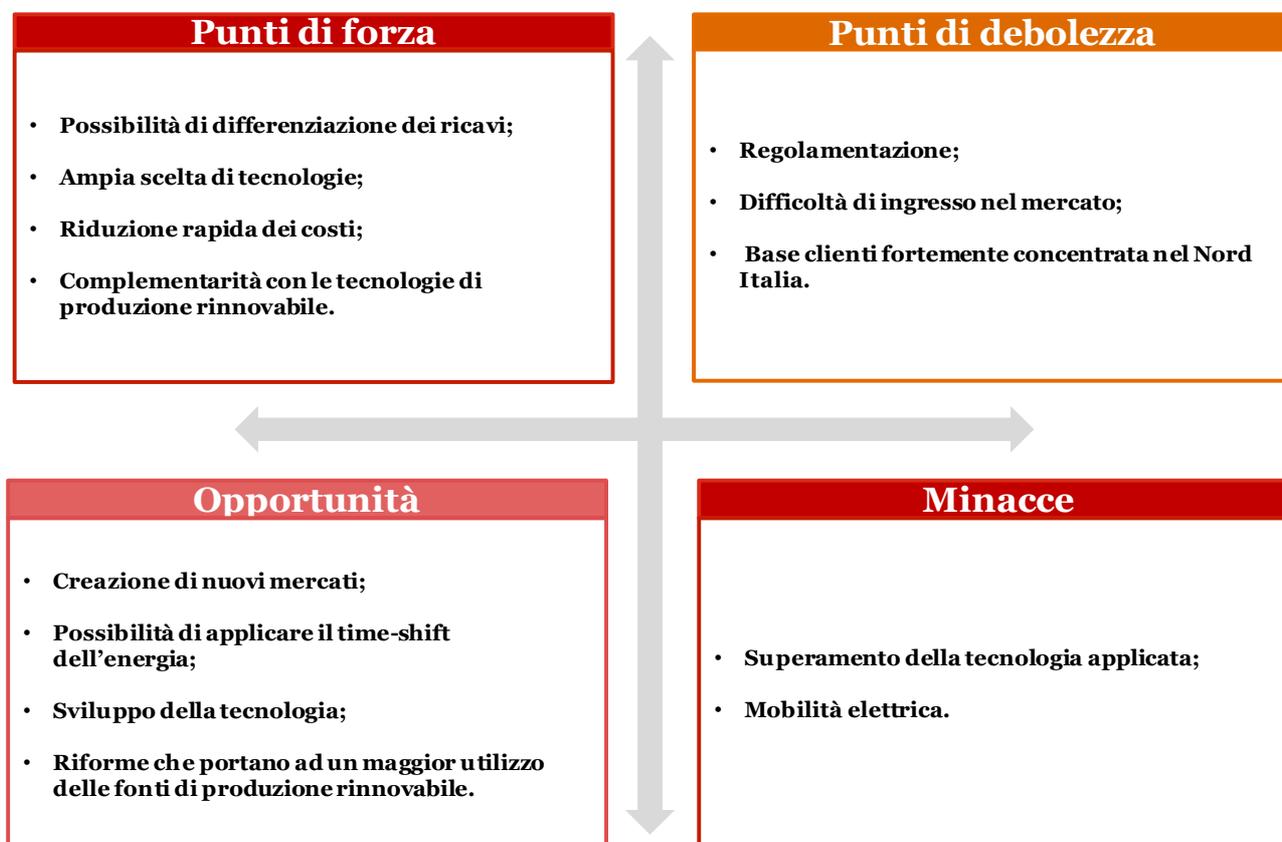


Figura 61 Analisi SWOT del progetto

Come rappresentato in Figura 63, Piano Industriale della startup prevede una crescita costante dei ricavi – che sono previsti giungere a 34,7 Milioni di euro nel 2023 – e dell'EBITDA (Earnings before interest, tax, depreciation and amortization) ovvero il margine operativo lordo calcolato come la differenza fra i ricavi dell'anno ed i relativi costi operativi e di struttura che l'impresa deve sostenere al fine dello svolgimento delle attività – che è previsto pari a 5,6 milioni di euro generando una marginalità pari al 16,0% nel 2023. La Posizione Finanziaria Netta, ovvero la differenza tra debiti finanziari di medio e lungo periodo e le disponibilità liquide dell'azienda, cresce negativamente generando una disponibilità di cassa nel periodo preso in considerazione, sino al valore di 5,9 milioni di euro nel 2023.

2018-2023: Ricavi, Gross Margin, Gross Margin %, EBITDA, EBITDA %, PFN (k€)

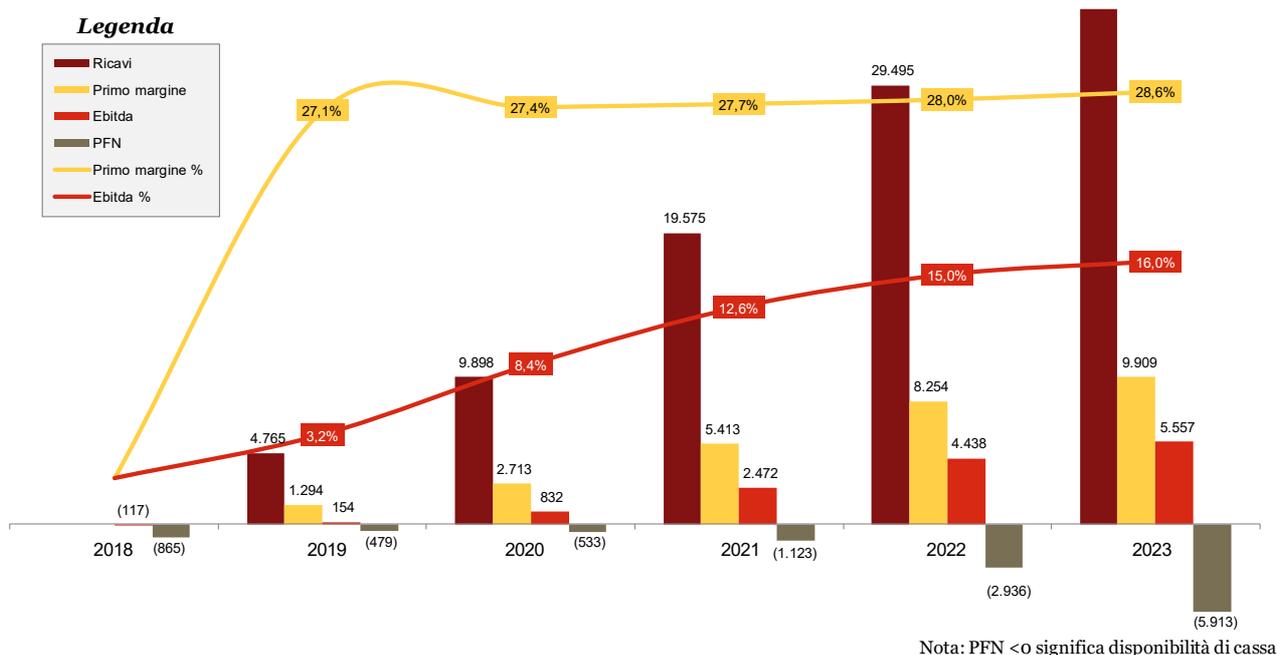


Figura 62 Principali indicatori economico/finanziari del Piano Industriale, 208-2023 k€

Contestualmente al periodo preso in considerazione, l'azienda, ha segnato una crescita costante del fatturato e dell'EBITDA dovuta principalmente all'aumento della base clienti tanto domestici come quelli industriali. Tuttavia il margine tra costi e ricavi, che la NewCo, riesce a generare rimane pressoché costante (circa 28%) lasciando quindi aperti spazi di miglioramento a livello di efficientamento dei costi operativi.

In generale però, a livello di Ebit, il piano aziendale evidenzia ampi margini di miglioramento dei profitti che passano da 154 mila euro nel 2019 (primo anno di Utile positivo) a circa 5,5 milioni di euro nel 2023 (ultimo anno considerato per il piano industriale). Un risultato del genere lascia intendere che l'azienda negli anni futuri sarebbe in grado di espandersi ed attaccare nuovi mercati, come ad esempio quello del sud Italia, per mantenere tassi di crescita altrettanto elevati.

Evoluzione della base clienti

Partendo dunque dall'analisi dell'evoluzione della base clienti ci focalizzeremo ora sulla crescita presentata dei clienti appartenenti al settore industriale che necessitano della fornitura di un impianto fotovoltaico unito ad un sistema di accumulo dell'energia elettrica.

Secondo le stime effettuate, il numero di clienti industriali, è ipotizzato in crescita da 17 nuovi contratti, ovvero clienti, all'anno nel 2019 sino a 120 nuovi contratti all'anno nel 2023. Considerando che, nel settore terziario, nell'area target si prevedono nuovi impianti fotovoltaici per circa 4 mila

installazioni all'anno, emerge come il numero di installazioni annue ipotizzato dalla start up rappresenti lo 0,4% del mercato potenziale annuo nel 2019 e il 3,0% nel 2023.

La crescita del numero degli impianti fotovoltaici è stata stimata partendo: (i) dall'analisi della distribuzione della potenza installata, unita alla (ii) taglia media degli impianti installati per ogni singolo settore e, (iii) allo scenario evolutivo. Da qui si è provveduto a calcolare il totale della nuova potenza installata annualmente in Italia per il settore terziario ed il totale dei nuovi impianti annualmente installati. Una volta ottenuto il numero dei nuovi impianti installati in Italia si è provveduto a calcolare il numero dei nuovi impianti installati annualmente nell'area target moltiplicando il numero di impianti installati in Italia per la quota parte degli impianti fotovoltaici presenti nell'area target.

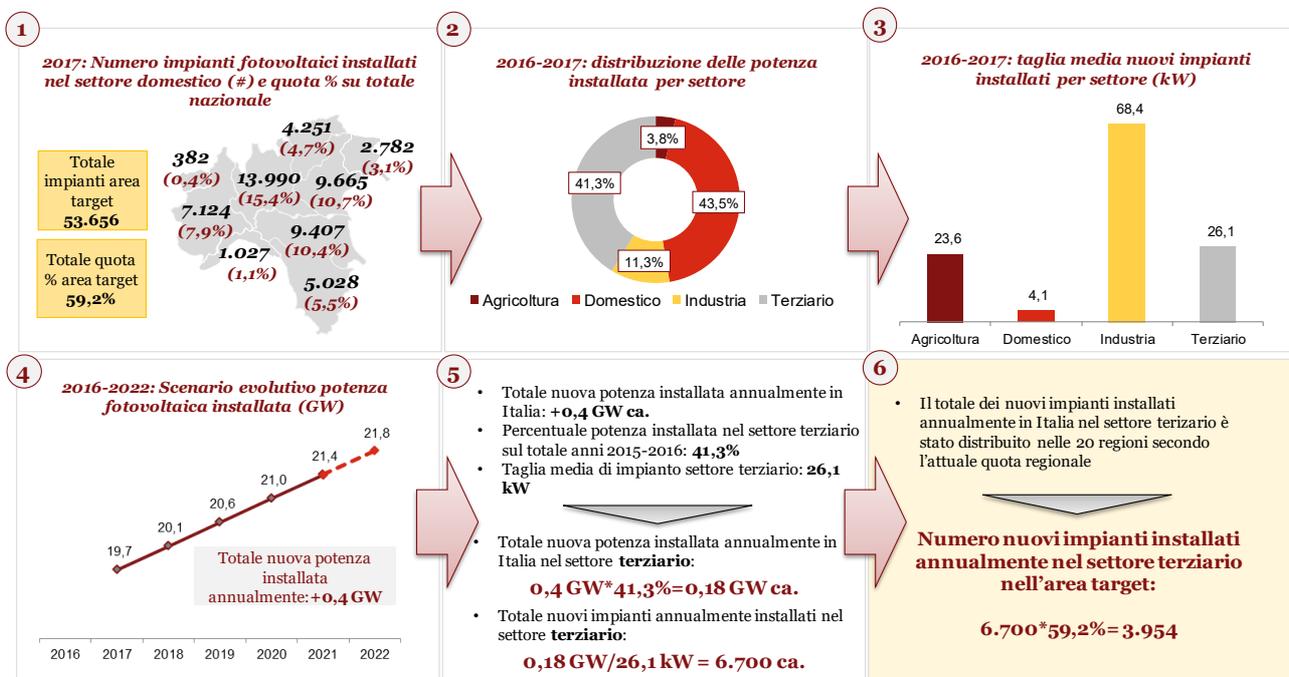


Figura 63 Stima del numero di installazioni di impianti fotovoltaici per il periodo 2019-2023 nel settore terziario nell'area target

In considerazione del (i) trend di sviluppo atteso nel numero di installazioni fotovoltaiche nel settore terziario ed, alla luce della (ii) pressione competitiva legata all'attuale presenza nel mercato sia di rivenditori di energia elettrica di dimensioni nazionali sia di altri operatori di piccole dimensioni radicati nel territorio, ma anche in considerazione degli (iii) accordi commerciali che si prevede di stringere con operatori dell'energia per avere un accesso privilegiato alla loro base clienti, l'assunzione di raggiungere un numero di installazioni annue pari a 120 (al 2023) risulta caratterizzata da un livello di rischio complessivo medio.

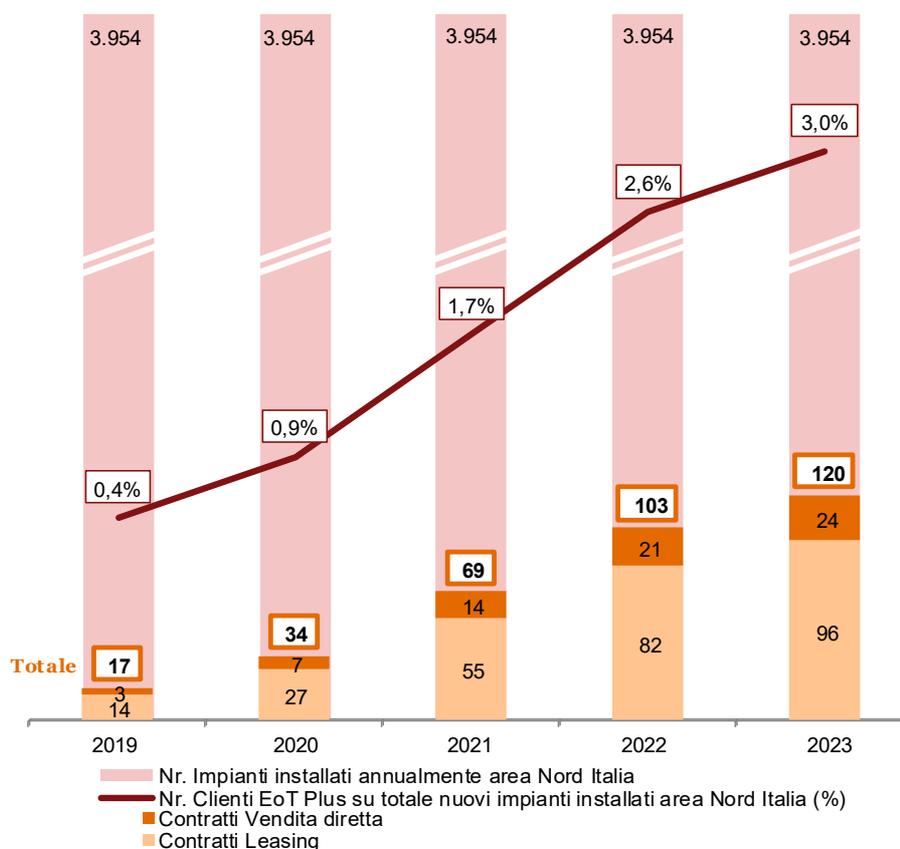


Figura 64 Evoluzione dei clienti industriali acquisiti dalla start up nel periodo 2019-2022

In secondo luogo si è analizzata la crescita dei clienti domestici che richiedono l'installazione del sistema di accumulo dell'energia elettrica unito alla fornitura di un nuovo impianto fotovoltaico. Per questa tipologia di clienti si ipotizza una crescita da 150 nuovi contratti all'anno nel 2019 sino a 1.050 nuovi contratti all'anno nel 2023.

Considerando che, nel settore domestico, nell'area target si prevedono circa 27 mila nuovi impianti all'anno, emerge come il numero di installazioni annue ipotizzato dalla start up rappresenti lo 0,6% del mercato potenziale annuo nel 2019 e il 3,9% nel 2023.

Come per il caso dei clienti industriali, la crescita del numero degli impianti fotovoltaici è stata stimata partendo: (i) dall'analisi della distribuzione della potenza installata, unita alla (ii) taglia media degli impianti installati per ogni singolo settore e, (iii) allo scenario evolutivo. Da qui si è provveduto a calcolare il totale della nuova potenza installata annualmente, nella nazione, per il settore domestico ed il totale dei nuovi impianti annualmente installati. Una volta ottenuto il numero dei nuovi impianti installati in Italia si è provveduto a calcolare il numero dei nuovi impianti

installati annualmente nell'area target moltiplicando il numero di impianti installati in Italia per la quota parte degli impianti fotovoltaici presenti nell'area target.

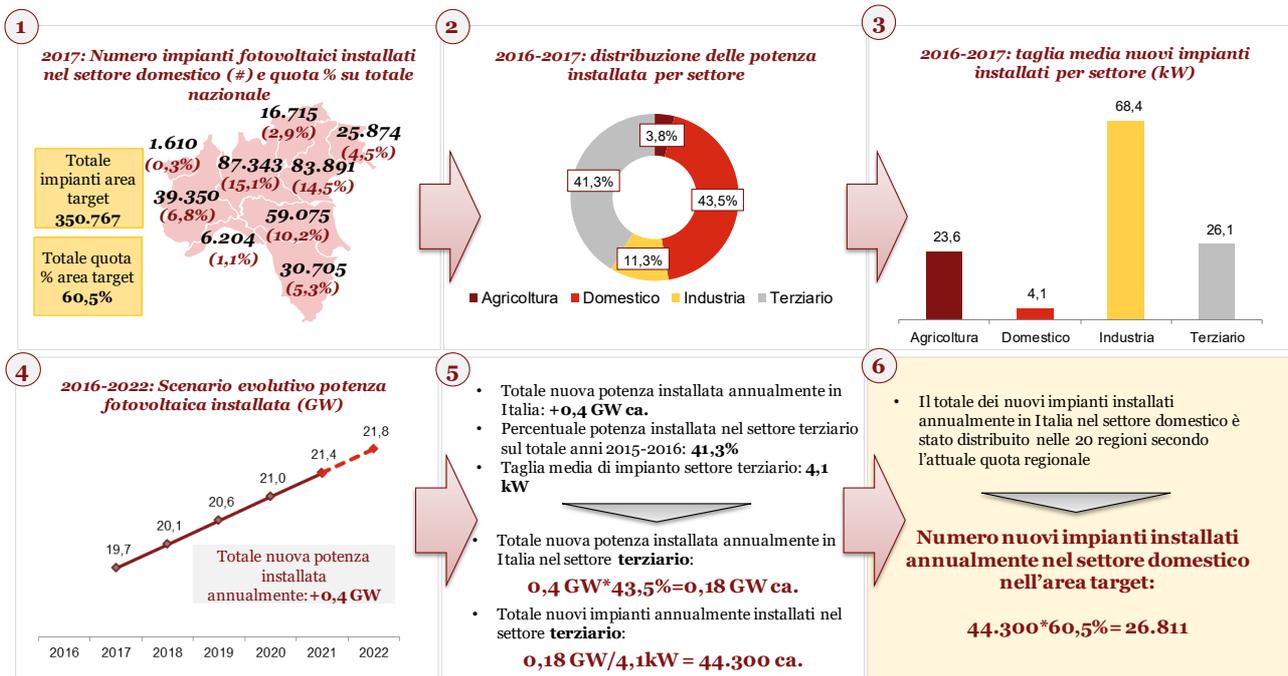


Figura 65 Stima del numero di installazioni di impianti fotovoltaici per il periodo 2019-2023 nel settore domestico nell'area target

In considerazione del (i) trend di sviluppo atteso nel numero di installazioni fotovoltaiche nel settore domestico e alla luce della (ii) pressione competitiva legata all'attuale presenza nel mercato sia di retailer di dimensioni nazionali sia di altri operatori di piccole dimensioni radicati nel territorio, ma in considerazione degli (iii) accordi commerciali che si prevede di stringere con retailer dell'energia per avere un accesso privilegiato alla loro base clienti, l'assunzione di raggiungere un numero di installazioni annue pari a 1.050 (al 2023) risulta caratterizzata da un livello di rischio complessivo medio.

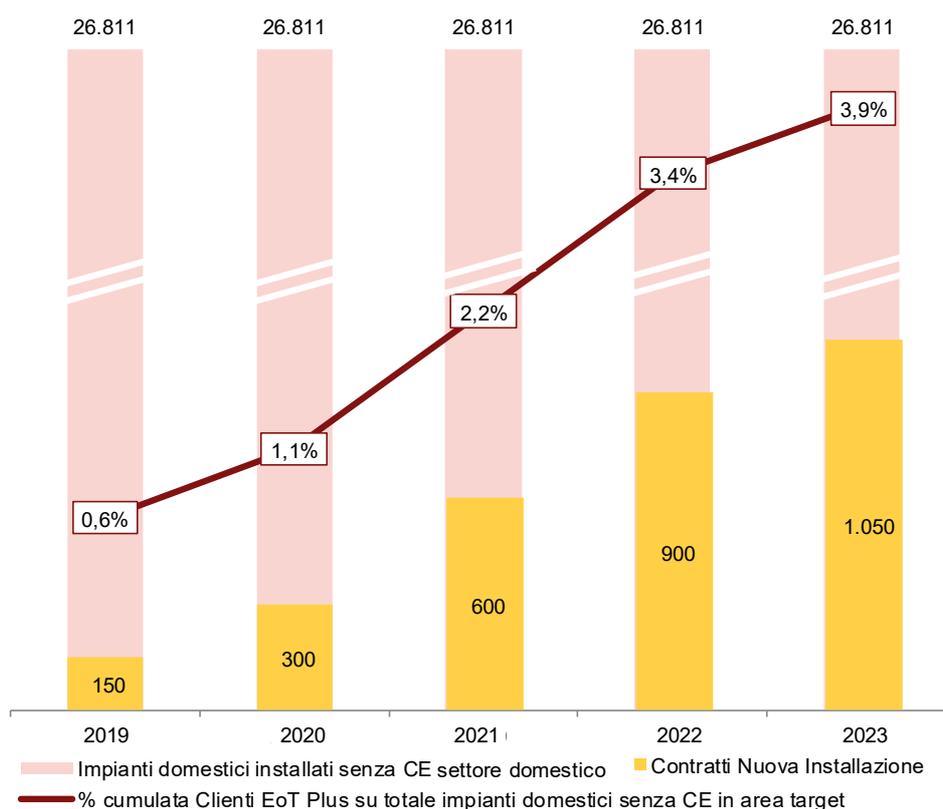


Figura 66 Evoluzione dei clienti domestici - contratto Nuova installazione - acquisiti dalla start up, periodo 2019 - 2022

L'ultima tipologia di clienti presa in considerazione riguarda la fornitura dei soli sistemi di accumulo per clienti domestici che sono già in possesso di un impianto fotovoltaico.

I clienti domestici per i quali si prevede di installare un sistema di accumulo a supporto di un impianto fotovoltaico già precedentemente installato (contratti cosiddetti Retrofit) sono ipotizzati crescere da 300 nuovi contratti all'anno nel 2019 sino a 2.100 nuovi contratti all'anno nel 2023.

Considerando che al 2018 nell'area target si stima siano installati circa 122 mila impianti fotovoltaici senza incentivi in Conto Energia nel settore domestico, emerge come il numero di installazioni annue ipotizzato dalla start up rappresenti lo 0,2% del mercato potenziale annuo nel 2019 ed il 4,9% (valore cumulato '20-'23) nel 2023;

A differenza dei casi precedenti, la stima degli impianti fotovoltaici, installati nel settore domestico, che non usufruiscono di incentivi in Conto Energia è stata effettuata partendo da: (i) l'analisi della distribuzione del numero degli impianti installati per settore e classe di potenza, (ii) l'identificazione del numero di impianti incentivati con il Conto Energia suddividendoli per la potenza dell'impianto installato: impianti con potenza fino a 3 KW ed impianti con potenza compresa tra i 3 KW ed i 20

KW, (iii) da qui si è provveduto a calcolare il numero degli impianti che usufruiscono degli incentivi e quelli che non ne usufruiscono per le varie tipologie di potenza, successivamente ,dopo aver identificato (iv) il numero di impianti fotovoltaici installati nel settore domestico e la relativa quota in percentuale sul totale, si è provveduto a (v) calcolare il numero degli impianti incentivati attraverso il Conto Economico per classe di potenza nel settore domestico all'interno dell'area target; la suddetta stima è stata calcolata riproporzionando i valori totali nazionali sulla quota relativa all'area di interesse (60,5%). In ultimo (vi) si sono stimati gli impianti fotovoltaici domestici, non incentivati, all'interno dell'area target.

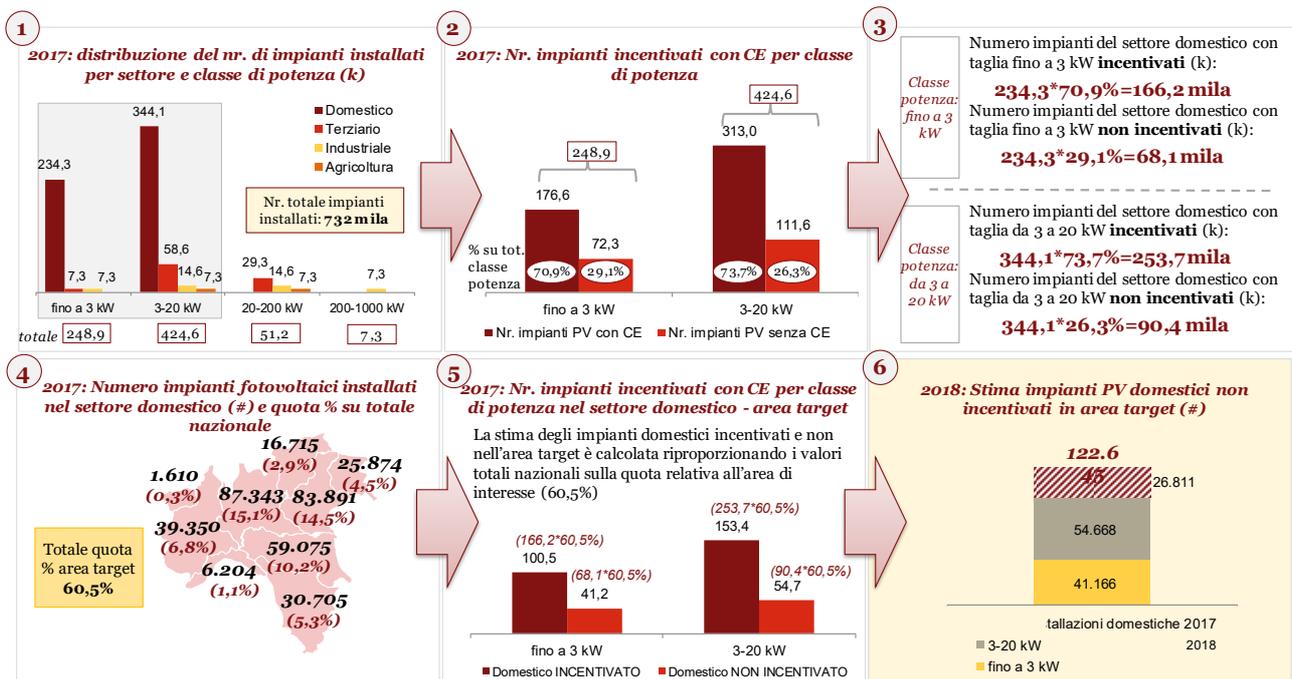


Figura 67 Stima del numero di installazioni di impianti fotovoltaici non aderenti al Conto Energia nel settore domestico nell'area target

In considerazione delle dimensioni del mercato potenziale ed alla luce della pressione competitiva legata all'attuale presenza nel mercato sia di retailer di dimensioni nazionali sia di altri operatori di piccole dimensioni radicati nel territorio, ma in considerazione degli accordi commerciali che si prevede di stringere con operatori dell'energia per avere un accesso privilegiato alla loro base clienti, l'assunzione di raggiungere un numero di installazioni annue pari a 2.100, al 2023, risulta caratterizzata da un livello di rischio complessivo medio/alto.

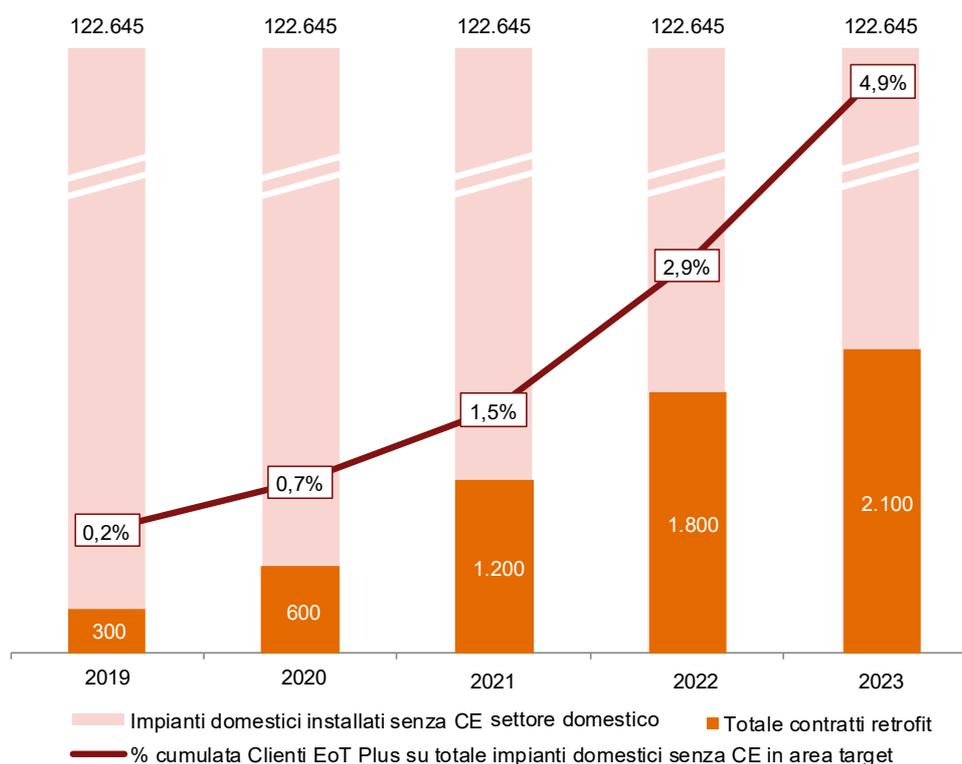


Figura 68 Evoluzione dei clienti domestici - contratto Retrofit - acquisiti dalla start up 2019-2023

Ricavi e marginalità

Il secondo punto fondamentale nella redazione del Business Plan pensato per la nuova compagnia è l'analisi dell'evoluzione dei prezzi e della definizione della marginalità che l'impresa potrà ottenere.

Per quanto riguarda il settore industriale, il prezzo ipotizzato a piano per il 2018, IVA inclusa, di un impianto fotovoltaico da 55 KW comprensivo di un sistema di accumulo da 12 KWh è pari a circa 86,9 k€ e prevede un margine per l'impresa pari al 25%.

Diversamente per il settore domestico, il prezzo ipotizzato a piano per il 2018, IVA inclusa, di un impianto fotovoltaico da 4,5 KW comprensivo di un sistema di accumulo da 7,2 KWh è all'incirca 12,5k€ e prevede un margine per la start up che si aggira attorno al 40%. Ai clienti facente parte del settore domestico, ma che sono già in possesso di un impianto fotovoltaico non incentivato si prevede di fornire il solo sistema di accumulo da 7,2 KWh per un prezzo, 7,9 k€, inferiore rispetto a quello offerto a clienti non in possesso di un impianto fotovoltaico ma che permette di mantenere lo stesso margine tra ricavi e costi.

Un fattore importante che influisce notevolmente sui risultati economici della società è la diminuzione dei costi degli impianti relativi ad un miglioramento della tecnologia, tanto quella fotovoltaica quanto quella di accumulo; si prevede che una diminuzione dei costi degli impianti, dettata da un incremento nella tecnologia porterà l'impresa a fornire servizi di maggiore qualità a prezzi più bassi, mantenendo invariato il margine richiesto alla start up.

I prezzi proposti per la start up sono stati calcolati facendo una media degli attuali valori di mercato e risultano essere inferiori rispetto a quelli offerti dagli altri grandi operatori del settore tra cui Enel. La riduzione dei prezzi prevista in arco piano, considerando di tenere la percentuale di margine invariata, ha l'obiettivo di mantenere competitiva l'offerta commerciale della start up. In considerazione di quanto sopra, l'assunzione risulta caratterizzata da un livello di rischio complessivo medio/basso.

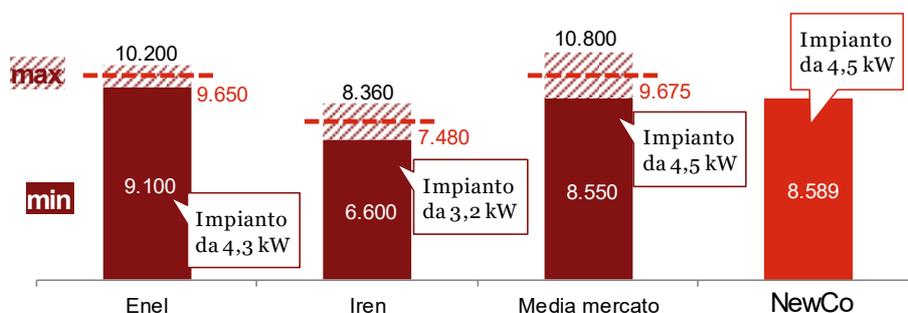


Figura 69 Valori unitari di mercato prezzo di installazione di un impianto fotovoltaico (€) – potenza impianto 3-4,5 kW

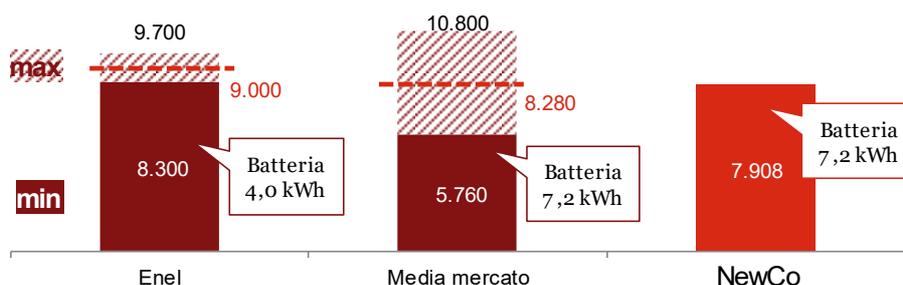


Figura 70 Valori unitari di mercato prezzo di installazione di un sistema di accumulo (€) – capacità 4 e 7,2 kWh

Da notare è che i prezzi includono la componente dell'inverter: utile a convertire la corrente dell'energia prodotta al fine di essere utilizzabile dall'utente finale ed i costi relativi all'installazione; inoltre i prezzi sono anche comprensivi dell'IVA. Il prezzo di un impianto fotovoltaico è stato stimato come somma delle componenti previste per un contratto «Nuova Installazione» (Generatore, Accumulatore, Regolatore, Invert) ad esclusione del prezzo relativo alla sola batteria e la voce «altri costi», tra cui il costo dei cavi per il trasporto dell'energia, i costi relativi alla pulizia del pannello

dopo l'installazione ed i costi per il primo avvio dell'impianto. Per quanto riguarda i prezzi medi di mercato, si riferiscono a valori unitari stimati dall'Associazione Tecnici Energie Rinnovabili (ATER) e sono pari a 1.900-2.400 €/kW di fotovoltaico installato e a 800-1.500 €/kWh di storage installato.

Dall'analisi effettuata nello sviluppo del Business Plan si è constatato che il primo margine, ovvero la differenza fra i ricavi generati dell'azienda ed i costi legati alle attività produttive, è previsto crescere fino a 9,9 milioni di euro nel 2023. In particolare, tale risultato è raggiungibile grazie al contributo dei contratti stipulati con clienti domestici, sia «Retrofit» - che al 2023 rappresentano il 43% del margine totale - sia quelli che usufruiscono del contratto relativo all'installazione di un nuovo impianto fotovoltaico unito ad un sistema di accumulo - pari al 28% del margine totale.

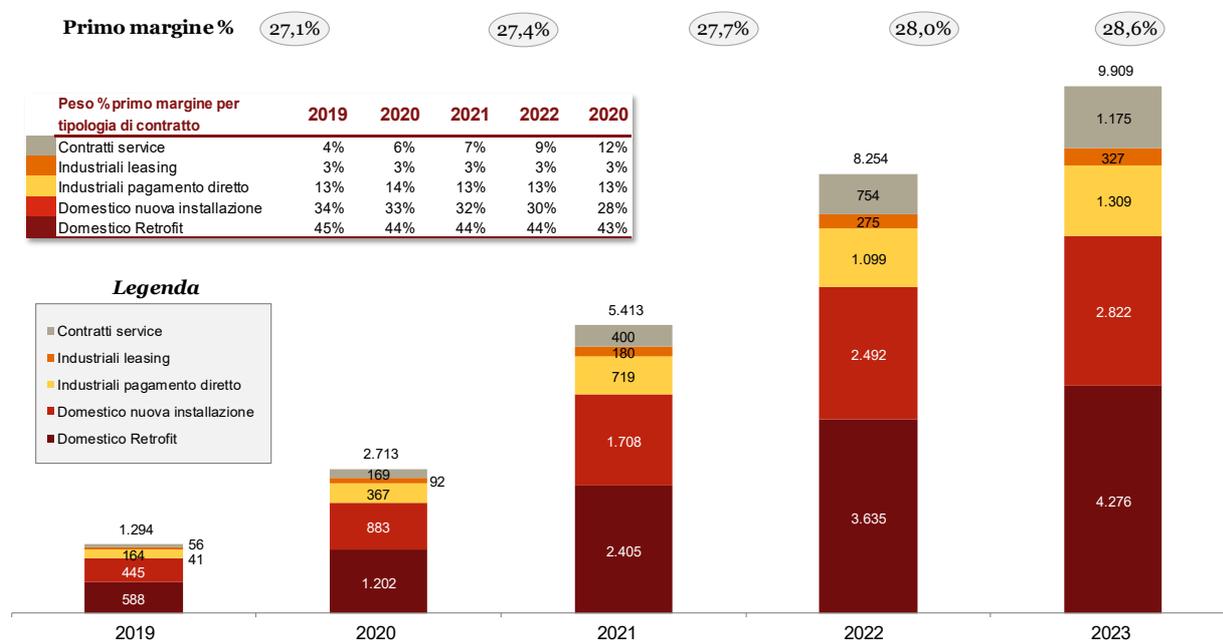


Figura 71 Stima del primo margine della NewCo, 2019-2023 k€

Struttura dei costi dell'impresa

Costi di acquisto delle materie prime

Il costo di acquisto dei moduli fotovoltaici e dei sistemi di accumulo utilizzato all'interno del piano industriale, per il 2018, è stato stimato sulla base di indagini e preventivi commerciali con fornitori di impianti fotovoltaici e di accumulo dell'energia elettrica.

L'evoluzione dei costi della tecnologia fotovoltaica risulta in linea con le previsioni degli scenari internazionali previsti dall'IRENA, ai quali si prevede di allinearsi durante la durata del piano aziendale (2018- 2023).

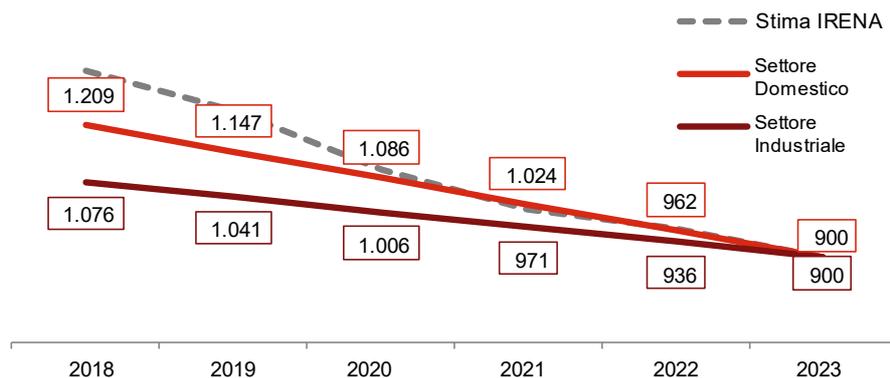


Figura 72 2018-2023: Evoluzione attesa costi unitari per un impianto fotovoltaico (€/KW)

Come si diceva anche in precedenza il calo dei suddetti costi è principalmente derivante da un significativo progresso della tecnologia fotovoltaica. In aggiunta, la presenza di sempre più operatori di mercato unita con una forte spinta innovativa ha permesso e permetterà di raggiungere sempre più ampie economie di scala che porteranno ad una maggiore efficienza e a costi sempre minori.

Il costo delle batterie è stimato dal management della start up e risulta rimanere pari a quanto inizialmente preventivato poiché tale valore sembra essere già di molto inferiore rispetto alle previsioni degli scenari internazionali.

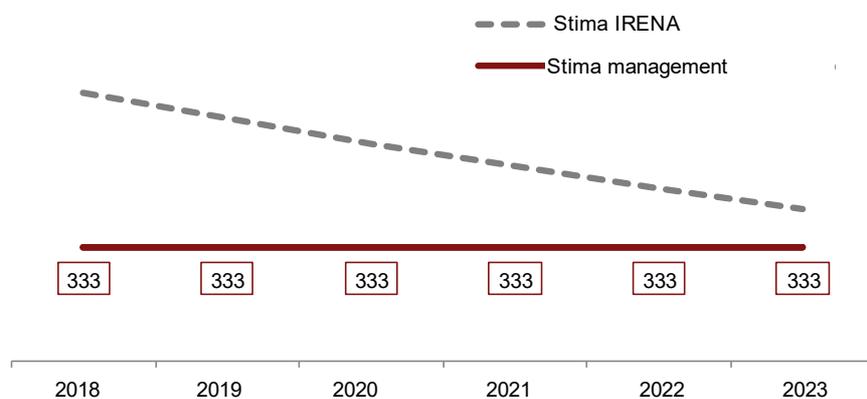


Figura 73 2018-2023: Evoluzione attesa costi unitari dei sistemi di accumulo al litro LFP (€/kWh)

In considerazione di quanto sopra e soprattutto considerando che un minor calo dei costi delle tecnologie rispetto a quanto previsto, comporterebbe un ulteriore aumento del margine in valore assoluto l'assunzione risulta caratterizzata da un livello di rischio complessivo medio basso.

Costi di struttura e di personale

In questa sezione verrà presentata una spaccatura dei principali costi di struttura e dei costi relativi al personale che la nuova società dovrà sostenere per permettere il normale svolgimento delle attività produttive. Principalmente con costi di struttura si intendono tutti i costi non direttamente legati alle attività di produzione, ovvero costi che devono essere sostenuti per il fatto stesso che la struttura esiste; possono essere classificati all'interno dei costi di struttura i costi relativi alle attività di marketing, i costi inerenti ad alcune attività interne quali manutenzioni, leasing e persino le spese generali della struttura (telefonia, posta, cartoleria).

I costi del personale invece si riferiscono a tutti i rapporti economici e finanziari che intercorrono tra il personale dipendente e l'impresa; sono compresi all'interno di questa voce i costi relativi a salari e stipendi e gli accantonamenti per il pagamento dei TFR (Trattamento di Fine Rapporto).

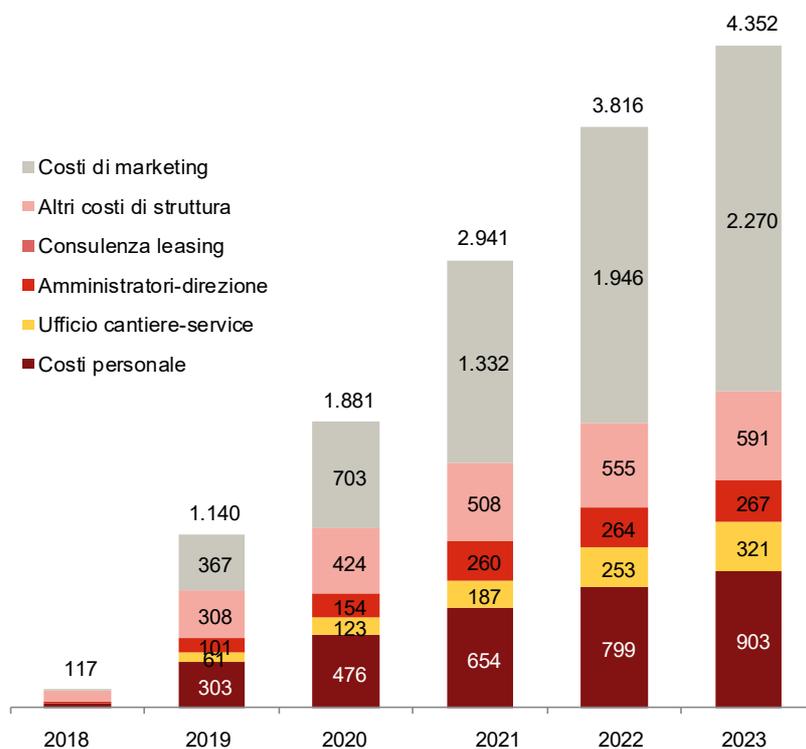


Figura 74 2018-2023: Costi di struttura e di personale, 2018-2023 k€

I costi di struttura e del personale previsti per la start up, al 2023, sono circa 4,3 milioni e sono così stimati:

- costi legati alle attività commerciali che comprendono le attività di marketing, ufficio commerciale oltre che i costi connessi agli accordi commerciali che si prevede di avviare con uno o più degli operatori, attivi nel settore della vendita di energia elettrica, sopra elencati;

si è stimato che tali rapporti comporterebbero il pagamento di commissioni per circa il 7% dei ricavi inerenti ai contratti avviati con i clienti domestici e commissioni del 2,5% per i contratti sottoscritti da clienti industriali. L’impatto economico di tali accordi è stimato essere, al 2018, pari a 796 € per contratto di nuova installazione e 503 € per contratto Retrofit sottoscritti da clienti domestici mentre per i clienti industriali, la risultate della commissione sarebbe stimata attorno a 1.974 €/contratto al 2018. Al 2023, i costi relativi alle attività di marketing hanno un maggiore impatto sul totale dei degli oneri pesando per circa il 53% del totale.

- costi di personale riguardano l’assunzione, in arco piano, di 18 dipendenti di cui 2 impiegati in Amministrazione, 4 figure commerciali e 12 figure tecniche e di cantiere. Tale numero è stato stimato sulla base del numero di commesse gestite annualmente.

Numero dipendenti	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Numero FTE inizio periodo	-	2	7	11	15	18
Ingressi						
Segreteria/amministrazione	1	-	1	1	-	-
Area tecnica	1	1	1	1	1	1
Area commerciale	-	2	1	1	-	-
Cantiere/service	-	2	1	1	2	1
Numero FTE fine periodo	2	7	11	15	18	20

Figura 75 Evoluzione del personale 2018 - 2023, Nr.

In considerazione di quanto sopra l’assunzione risulta caratterizzata da un livello di rischio complessivo medio basso.

Conclusioni

Nel corso dell’elaborato abbiamo visto come i sistemi di accumulo possano essere un’opzione più che efficace per gestire le criticità riscontrate sul sistema elettrico italiano: dall’integrazione delle fonti di produzione rinnovabili non programmabili, alla gestione delle congestioni di rete, dalla gestione efficace e di qualità del sistema alla generazione distribuita e la reale possibilità per l’utente finale di essere indipendente dal sistema elettrico italiano.

In questo senso l’Italia è all’avanguardia ed il gestore della rete di trasmissione nazionale, Terna, ha già compiuto passi in avanti in questa direzione iniziando ad installare impianti di medie e grandi dimensione nei punti di maggiore criticità del sistema elettrico italiano.

Tuttavia ancora ad oggi i business case realizzati permettono una profittabilità tanto per l’utente finale quanto per i grossi player industriali, solo a seguito di un miglioramento della tecnologia e

delle performance delle batterie ed una sostanziale diminuzione dei costi di produzione e acquisto delle stesse. Tali condizioni sono necessarie per ottenere un effettivo beneficio economico e strutturale dall'installazione dei sistemi di accumulo. Allo stesso modo non si può tralasciare il ruolo fondamentale che potrebbe giocare l'introduzione di un elevato numero di veicoli elettrici commerciali; una svolta di questo tipo incrementerebbe in maniera esponenziale il numero di batterie prodotte e, conseguentemente, consentirebbe la creazione di economie di scala ed una sostanziale riduzione nel prezzo di produzione delle batterie.

Grazie alla loro versatilità i sistemi di accumulo possono essere installati sia a livello centralizzato che a livello distribuito su tutto il territorio, adempiendo per la maggior parte le stesse finalità: sarà dovere del regolatore valutare se le installazioni da parte di soggetti regolati - quali Terna o i vari distributori nazionali - rappresentino la soluzione più adeguata per l'intero sistema elettrico, oppure se l'evoluzione dei sistemi di accumulo vada lasciata al libero mercato, favorendo le medio/piccole installazioni domestiche.

Bibliografia

1. **Ministero dello Sviluppo Economico; Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare;** "Strategia Energetica Nazionale". 10 Novembre 2017.
2. **Terna.** "Bilancio Elettrico 2017 - Introduzione". <https://www.terna.it/it/sistemaelettrico/statisticheeprevisoni/datistatistici.aspx>. 2017.
3. —. "Bilancio Elettrico 2017 - Impianti di generazione". <https://www.terna.it/it/sistemaelettrico/statisticheeprevisoni/datistatistici.aspx>. 2017.
4. —. "Bilancio Elettrico 2017 - Carichi". <https://www.terna.it/it/sistemaelettrico/statisticheeprevisoni/datistatistici.aspx>. 2017.
5. —. "Piano di sviluppo". 2012.
6. —. "Piano di sviluppo". <https://www.terna.it/it/sistemaelettrico/pianodisviluppodellarete/pianidisviluppo.aspx>. 2018.
7. —. "Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete". *ex art. 1, comma 4, DPCM 11 maggio 2004* . 27 Novembre 2015.
8. **Treccani.** "Dizionario di Economia e Finanza". http://www.treccani.it/enciclopedia/congestione_%28Dizionario-di-Economia-e-Finanza%29/. 2012.
9. **Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.** "Rapporto statistico - Energia da fonti rinnovabili in Italia anno 2016". <https://www.gse.it/documenti>. Gennaio 2018.
10. —. "Rapporto statistico 2010 - Impianti a fonti rinnovabili" . <https://www.gse.it/documenti>. 2010.
11. —. "Rapporto statistico 2011 - Solare fotovoltaico". <https://www.gse.it/documenti>. 2012.
12. —. "Rapporto statistico 2016 - Solare fotovoltaico". <https://www.gse.it/documenti>. 2016.
13. **Politecnico di Milano.** "Mini e micro eolico". [a cura di] Nicola Fergnani. 18 Febbraio 2014.
14. **ERSE- Progetto Studi sui potenziali sviluppi delle energie rinnovabili.** "Guida per l'utilizzo dell'atlante eolico in Italia". [a cura di] C.Casale. 2009.

15. **ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile.** "Le fonti rinnovabili 2010 - Ricerca e innovazione per un futuro low-carbon". 2010.
16. **NEEDS.** "Final report on technical data, costs and life cycle inventories of solar thermal power plants". [a cura di] Peter Viebahn et al. 2008.
17. **Università di Bologna, Dipartimento di Ingegneria dell'Energia Elettrica e dell'Informazione.** "Accumolo Elettrochimico". www.die.ing.unibo.it/pers/ribani/elettrotecnica-GM/accumulo.pdf.
18. **Ricerca sul Sistema Energetico - RSE SpA.** "L'accumulo di energia elettrica". s.l. : Il Melograno Editore srl , 2011.
19. **IEA.** "Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonized Power Grids". 2009.
20. **Politecnico di Milano.** "Possibili modalità innovative di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento da fonti rinnovabili non programmabili e generazione distribuita". [a cura di] Maurizio Delfanti e Valeria Olivieri. Giugno 2013.
21. —. "Energy Storage Report - Le applicazioni ed il potenziale di mercato delle soluzioni di storage in Italia: dall'accumulo di energia alla fornitura di servizi di rete". [a cura di] Davide Chiaroni e Federico Frattini. Novembre 2016.
22. —. "Sistemi di storage elettrochimico - Tecnologie, applicazioni ed evoluzione del sistema elettrico nazionale". 2017.
23. **Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie, l'Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile (Enea); Ministero dello sviluppo economico.** "Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione attive automatizzate". [a cura di] M. Conte, et al. 2011.
24. **Oak Ridge National Laboratory.** "What is the Correct Time-Averaging Period for the Regulation Ancillary Service?". [a cura di] Eric Hirst e Brendan Kirby. Aprile 2000.
25. **Ricerca sul Sistema Energetico - RSE.** "I sistemi di accumulo nel settore elettrico". Marzo 2015.
26. **Ricerca sul Sistema Energetico - RSE SpA.** "Rapporto RSE 07005530 - Soluzioni innovative di PPP: dimensionamento e strategie di controllo coordinato dei dispositivi CUSPO per la compensazione di disturbi di rete". [a cura di] A. Agustoni, et al. 2007.
27. **Terna.** "Bilancio Elettrico 2017 - Dati produzione". <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisionsi/datistatistici.aspx>. 2017.

28. —. "Bilancio Elettrico 2017 - Dati generali". <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisionsi/datistatistici.aspx>. 2017.
29. —. "Bilancio Elettrico 2017 - Rete elettrica". <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisionsi/datistatistici.aspx>. 2017.
30. —. "Dati storici". <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisionsi/datistatistici.aspx>. 2017.
31. —. "Previsioni della domanda elettrica in Italia e del Fabbisogno di potenza necessario anni 2015 - 2025". <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisionsi/previsionidelladomandaelettrica.aspx>. 31 Dicembre 2015.
32. —. "Bilancio Elettrico 2017 - Consumi". <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisionsi/datistatistici.aspx>. 2017.
33. **Ricerca sul Sistema Energetico - RSE SpA.** "I sistemi di accumulo elettrochimico: prospettive e opportunità". www.rse-web.it. 2017.
34. **Data Energia.** [Online] <http://dataenergia.altervista.org/portale/?q=glossario>.