

# **FONTI RINNOVABILI E RETE ELETTRICA IN ITALIA**

Considerazioni di base e scenari di evoluzione  
delle fonti rinnovabili elettriche in Italia

MASSIMO FALCHETTA

ENEA – Unità Tecnica Fonti Rinnovabili  
Progettazione Componenti e Impianti  
Centro Ricerche Casaccia, Roma



AGENZIA NAZIONALE PER LE NUOVE TECNOLOGIE,  
L'ENERGIA E LO SVILUPPO ECONOMICO SOSTENIBILE

# FONTI RINNOVABILI E RETE ELETTRICA IN ITALIA

Considerazioni di base e scenari di evoluzione  
delle fonti rinnovabili elettriche in Italia

MASSIMO FALCHETTA

ENEA – Unità Tecnica Fonti Rinnovabili  
Progettazione Componenti e Impianti  
Centro Ricerche Casaccia, Roma

I Rapporti tecnici sono scaricabili in formato pdf dal sito web ENEA alla pagina  
<http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/rapporti-tecnici>

I contenuti tecnico-scientifici dei rapporti tecnici dell'ENEA rispecchiano l'opinione degli autori e non necessariamente quella dell'Agenzia.

The technical and scientific contents of these reports express the opinion of the authors but not necessarily the opinion of ENEA.

## **FONTI RINNOVABILI E RETE ELETTRICA IN ITALIA**

Considerazioni di base e scenari di evoluzione delle fonti rinnovabili elettriche in Italia

MASSIMO FALCHETTA

### **Sommario**

Il presente rapporto analizza le problematiche del sistema di generazione elettrica italiano alla luce dei recenti notevoli sviluppi nel campo delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) elettriche, sotto la spinta degli ambiziosi obiettivi di de-carbonizzazione indicati dalla politica europea e recepiti, anzi enfatizzati, dalla recente Strategia Energetica Nazionale (SEN). Emerge una notevole influenza nella gestione dei gruppi a gas a ciclo combinato (CCGT) cui si richiederanno sempre maggiore esigenza di flessibilità di funzionamento; la necessità di forti adeguamenti della rete elettrica nazionale, sia sul versante della Trasmissione che della Distribuzione (smart-grid); infine la crescente importanza dell'accumulo di energia elettrica. Su questi temi il programma europeo HORIZON2020 prevede già una serie di linee di finanziamento della R&S. Le nuove installazioni rinnovabili dovranno inoltre divenire più "dispacciabili" tramite l'accoppiamento con sistemi di accumulo.

Da uno schema semplificato di scenario "tipo" vengono svolte alcune valutazioni di massima che inquadrano l'ordine di grandezza del problema, segnalando un crescente incremento del rapporto fra Capacità rinnovabile e Carico medio di rete, che arriverà a superare di parecchio valori unitari; mentre la problematica tecnica, pur significativa, non è incompatibile con gli sviluppi previsti, i fattori maggiormente limitanti potrebbero provenire sul piano dei conflitti di tipo ambientale, in particolare l'impatto sul paesaggio e sull'uso eventuale di territorio agricolo.

**Parole chiave:** Fonti rinnovabili, Energia solare, Energia eolica, Rete elettrica, Accumulo di energia, Smart-grid

## **RENEWABLE SOURCES AND ELECTRIC NETWORK IN ITALY**

*Basic considerations and evolution scenarios of grid connected renewable sources in Italy*

### **Abstract**

*The report analyses the prospective problems of the Italian electric generation system as a result of the recent and future significant introduction of Renewable Electricity Sources (RES). In turn such developments are promoted by ambitious de-carbonization goals set by at the European level and further enhanced by the recent Energetic National Strategy (SEN).*

*A first consequence is the influence on the management of the gas fired Combined Cycle Power Stations (CCGT) that will be asked to cope with increasing operation flexibility; the need of significant improvements of the national grid infrastructure, either at the Transmission level and at the Distribution level (Smart-grid); the increasing importance of electric energy storage equipment. Such themes are all object of the recent HORIZON2020 European R&D program. In general terms, the new RES installation will need to be increasingly more "dispatchable" than usually up to now assumed, introducing storage system at the plant level.*

*From a simplified scheme of "typical" scenario some considerations are drawn that allow to evaluate the order of magnitude of the problem and its consequences; it's worth noting that the ratio (RES capacity/Network Load) is expected to significantly increase over the unity. While the resulting technical issues, although significant, are compatible with the foreseeable technical improvements, the major limiting factors could arise on the side of possible environmental conflicts, in particular the impact on the landscape and the conflicting use of agricultural land.*

**Key words:** Renewable sources, Solar energy, Wind Power, Electric Network, Energy Storage, Smart-grid





## Sommario

Glossario .....	7
1 Introduzione .....	8
2 Obiettivi e misure europee .....	9
3 Obiettivi nazionali .....	12
4 La situazione europea e italiana nel settore delle FER elettriche.....	14
4.1 La situazione nei principali paesi europei per lo sviluppo rinnovabile .....	14
4.2 La situazione italiana.....	15
5 Lo sforzo necessario sul sistema di generazione, sulle reti e l'accumulo.....	18
5.1 Effetti sul parco di generazione convenzionale .....	18
5.1.1 Prospettive di R&S .....	20
5.2 Effetti sulla rete.....	20
5.2.1 Prospettive di R&S .....	26
5.3 Incremento della capacità di accumulo .....	28
5.3.1 Prospettive di R&S .....	30
6 Scenari semplificati.....	32
6.1 Evoluzione prevedibile della domanda elettrica e della produzione da RES.....	32
6.2 Scenario ipotetico .....	35
6.3 FER programmabili e non programmabili.....	36
6.4 Limiti di penetrazione delle FER non programmabili.....	37
6.4.1 Sovraccapacità ed esigenze di accumulo.....	37
6.4.2 Limiti di stabilità.....	40
6.5 Impatto territoriale .....	41
6.5.1 Impianti eolici .....	41
6.5.2 Gli impianti solari fotovoltaici.....	42
6.5.3 Impianti solari termodinamici.....	43
6.5.4 Impianti a biomasse.....	43
6.6 Lo squilibrio territoriale nello sfruttamento delle FER elettriche .....	45
6.7 Alternative a lungo termine .....	47
7 Il conflitto energia-ambiente prossimo venturo .....	49
7.1 Impatto dell'Energia Eolica .....	49
7.2 Impatto del fotovoltaico .....	50
7.3 Impatto delle biomasse.....	51
8 Conclusioni.....	53
Riferimenti.....	56

## Glossario

<b>AEEG</b>	Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas
<b>AT</b>	Alta Tensione. In Italia afferisce alla rete di Trasmissione/Trasporto, con livelli da 35 a 150 KV
<b>AAT</b>	Altissima Tensione: il livello superiore a 150 KV. in Italia è il livello 220 KV e 380 KV della rete di Trasmissione
<b>BT</b>	Bassa Tensione. Afferisce alla Distribuzione finale all'utenza, con tensioni tipiche di 220/380 V (fino a 1000 V in ambiente industriale)
<b>CA</b>	Corrente Alternata
<b>CC</b>	Corrente Continua
<b>CCGT</b>	Centrale a Ciclo Combinato con Turbina a Gas
<b>DSO</b>	Distribution System Operator – Operatore di rete di Distribuzione
<b>ENTSO-E</b>	Associazione fra gli Operatori di rete europei
<b>GSE</b>	Gestore dei Servizi Energetici
<b>FER</b>	Fonti Energetiche Rinnovabili
<b>FRNP</b>	Fonti Rinnovabili Non Programmabili
<b>GD</b>	Generazione Distribuita (a livello di utenze)
<b>GW</b>	1000 MW (ordine di grandezza della potenza di una centrale elettrica tradizionale)
<b>HVDC</b>	High Voltage Direct Current: Sistema ad Alta (o Altissima) Tensione in Corrente Continua (es: 400 o 800 KV CC)
<b>ICT</b>	Information and Communication Technologies
<b>MT</b>	Media Tensione. In Italia afferisce alla rete di distribuzione, con tensioni tipiche da 10 KV a 30 KV
<b>Prosumer</b>	Producer/Consumer: Utente in grado di agire sia da Consumatore che Produttore di energia elettrica
<b>TERNA</b>	Operatore di rete italiano
<b>TRL</b>	Technology Readiness Level (Livello di maturità tecnologica) utilizzato in Horizon2020 (si veda Appendice 1)
<b>TSO</b>	Transmission System Operator: Operatore (o gestore) di rete di Trasmissione
<b>TWh</b>	1 miliardo di kWh; il consumo elettrico annuale italiano è dell'ordine di 320 TWh/anno
<b>UPS</b>	Uninterruptible Power Supply – Sistema di Continuità Assoluta
<b>VSC</b>	Voltage Source Converter: Convertitore a Tensione Impressa

# 1 Introduzione

La penetrazione raggiunta dalle fonti rinnovabili (FER) nella rete elettrica italiana ha superato le aspettative più rosee di chi la propugnava e ha nel contempo smentito molti fra i detrattori; questo prendendo in considerazione la discussione che si sviluppava ancora ai primi anni del XXI° secolo.

Obiettivo delle “considerazioni” che seguono è l’analisi degli aspetti di base che contraddistinguono il rapporto rinnovabili/rete elettrica, e un’analisi semplificata degli scenari rinnovabili 2030-2050, sempre in rapporto alla rete elettrica italiana; con un approccio appunto semplificato in quanto, come argomentato nel documento di Strategia Energetica Nazionale – SEN [1], formulare scenari, in termini di mix di fonti e settori di consumo, soprattutto a lungo termine, è un esercizio difficile.

L’analisi si focalizzerà sulle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) elettriche, che sono quelle che per una serie di ragioni hanno avuto il maggiore tasso di sviluppo e continueranno ad averlo nel breve-medio termine.

Lo scopo degli scenari, in particolar di quelli molto semplici discussi qui, è quello di esplorare come – sotto alcune assunzioni - si possa evolvere il sistema e quali siano alcune conseguenze in termini di problematiche tecniche e impatti.

L’analisi non sarà quindi affatto esaustiva, soprattutto sul piano economico, né incontrovertibile; a maggior ragione, gli scenari non hanno alcun valore “predittivo” né di “ottimizzazione”, aspetti troppo complessi – e peraltro comunque spesso discutibili in quanto dipendenti da una serie di assunzioni – per essere trattati in questa sede.

Si tratta quindi di considerazioni che hanno lo scopo di far riflettere gli attori e i decisori su “cosa potrebbe succedere”, non su “cosa succederà”, e di predisporre soprattutto in termini di orientamento delle azioni di R&S.

## 2 Obiettivi e misure europee

Recentemente, si è assistito a una politica di indirizzo molto assertiva da parte degli organi della Comunità Europea. Il driver, ormai esplicito, è la trasformazione dell'intero settore energetico nella direzione di una sostenibilità ambientale, in particolare in rapporto alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti (GHG), in cui la parte del leone sono le emissioni di CO<sub>2</sub>, con obiettivi praticamente "obbligatori".

A questi obiettivi corrispondono anche misure nel campo del finanziamento delle attività di R&S e di facilitazione della penetrazione commerciale di tali soluzioni nell'ambito della C.E. E' evidente, è inutile nascondere, che questi obiettivi sono visti anche come stimolo all'attività economica in generale, e alla commercializzazione di soluzioni innovative da parte dei paesi leader nello sviluppo tecnologico, in particolare la Germania, che impongono la loro linea politica e commerciale.

Fra gli obiettivi europei, si ricordano:

- Il "pacchetto 20-20-20", varato nel 2008 con l'obiettivo dichiarato (al 2020) di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> del 20% rispetto al 1990; produrre il 20% di energia primaria da fonti rinnovabili; aumentare del 20% l'efficienza energetica [2]. Nell'ambito del programma, sono previste 4 azioni legislative: riforma del sistema di mercato delle emissioni europee (EU ETS); obiettivi nazionali annuali obbligatori per ridurre le emissioni non coperte dal mercato delle emissioni; obiettivi nazionali obbligatori per l'introduzione di energia rinnovabile ([3]); questi obiettivi variano dal 10% di Malta al 49% della Svezia, e porteranno globalmente a raddoppiare il livello del 1990, pari al 9.8%, portandolo appunto al 20%, unitamente a un obiettivo del 10% di energia rinnovabile nel settore trasporti; per finire, una direttiva che crea una cornice legale per l'impiego ambientalmente sicuro delle tecnologie di cattura e sequestro della CO<sub>2</sub> emessa da impianti industriali, per esempio in formazioni geologiche.
- La recente piattaforma europea sul clima e l'energia per il 2030, presentata il 22 gennaio 2014 ([4], [5]). Questa prevede infatti "un obiettivo di riduzione di emissioni di gas climalteranti del 40% rispetto ai livelli 1990, e un obiettivo vincolante europeo per l'energia rinnovabile pari al 27%, ambizioni rinnovate per le politiche di efficienza energetica, un nuovo sistema di governo e un insieme di nuovi indicatori per assicurare un sistema energetico europeo competitivo e sicuro". Questa prospettiva è stata subito criticata dalle associazioni di promozione delle energie rinnovabili come riduttiva [6], [7]. Infatti l'obiettivo del 27% è attualmente probabilmente conseguibile già con politiche di tipo "business as usual", visti gli sviluppi recenti, appunto ben più significativi di quanto prevedibile solo alcuni anni fa, e la spinta che proviene dal settore finanziario e industriale; inoltre l'obiettivo proposto era di tipo globale e non venivano fissati obiettivi vincolanti per i singoli stati. Una successiva proposta al rialzo, votata dal Parlamento Europeo il 5 febbraio 2014 mira quindi a portare il target rinnovabile al 30% (oltre al taglio delle emissioni di 40% rispetto al 1990 e al 40% di miglioramento dell'efficienza energetica), oltre a imporre obiettivi nazionali vincolanti [8]. Se il voto sarà confermato si tratterà quindi di un ulteriore importante pronunciamento europeo, che avrà effetti anche a livello internazionale. In ogni caso la nuova strategia attualmente in discussione risponde anche all'obiettivo di rendere la produzione rinnovabile meno o per nulla dipendente da meccanismi di incentivazione economica quali la feed-in tariff (Conto energia).

Oltre alle direttive già citate, il pacchetto 2020 nel concreto ha portato all'istituzione di specifiche azioni nell'ambito dei programmi di R&S (Settimo Programma Quadro - FP7, e ora Horizon2020 [9], [10]). Quest'ultimo programma si caratterizza per fissare degli specifici Livelli di Maturità Tecnologica (TRL), prescritti per ogni sotto-tema. I TRL, descritti in [10] e riportati in Appendice 1 sono 9, e vanno dai principi di base (TRL1) alla dimostrazione commerciale (TRL9).

Degno di nota il fatto che alcune grandi aziende, in particolare tedesche, assumono atteggiamenti decisamente propositivi e proattivi, come nel caso dell'Audi, che recentemente ha lanciato un

proprio programma di sviluppo di carburanti di sintesi, il cosiddetto e-gas, una miscela di sintesi prodotta da fonti rinnovabili. L'e-gas messo a punto dai tecnici di Ingolstadt in un impianto pilota ([11], [12]) consiste infatti in metano prodotto sfruttando energia eolica, in particolare in occasione di picchi di produzione, secondo il concetto dell'accumulo indiretto (Power to gas), mettendo cioè in relazione la rete elettrica e la rete gas. Dall'energia elettrica da fonte rinnovabile si ottiene infatti idrogeno mediante elettrolisi, il quale viene poi fatto reagire con la CO<sub>2</sub> (metanazione) ottenendo come prodotto finale gas metano che può essere immesso nella rete gas, e che in casa Audi hanno scelto di identificare come e-gas. La CO<sub>2</sub> proviene tipicamente a sua volta da impianti di separazione (da un impianto di biogas nel caso Audi); o dall'aria, riducendo quindi il contenuto di CO<sub>2</sub> emesso o già presente, ottenendo un processo globalmente neutro dal punto di vista CO<sub>2</sub>.

Relativamente agli scenari di lungo termine, nella sua Energy Roadmap 2050 [13] l'Unione Europea ha assunto l'impegno di ridurre entro il 2050 le emissioni di gas a effetto serra dell'80-95% rispetto ai livelli del 1990. La quota di produzione da FER prevista a tale data è del 75% del consumo energetico finale lordo, con una percentuale nella produzione elettrica pari al 97%.

L'Energy Roadmap 2050 europea si pone quindi come estremamente aggressiva nel propugnare la totale de-carbonizzazione del settore energetico, rispetto per esempio a scenari predisposti da Organismi internazionali, come la IEA, che pure ha recentemente spostato il suo baricentro dai combustibili fossili alle rinnovabili.

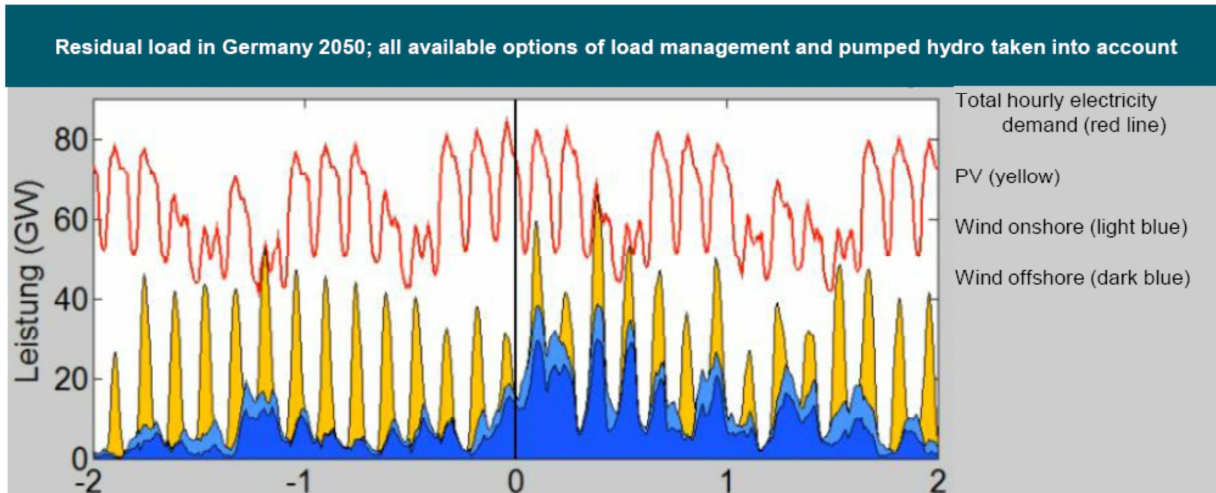
Occorre dire che da tempo solo disponibili studi, prodotti da Istituti di ricerca e Università, che ipotizzano scenari comprendenti fino al 100% di produzione rinnovabile, cosa impensabile solo un decennio fa. In effetti non sembrano ormai sussistere fondamentali limitazioni di tipo tecnico a questo risultato anche se, come si vedrà in seguito, l'effettiva realizzabilità a livello generalizzato pone comunque problemi sia tecnici che economici, e addirittura ambientali.

Fra gli studi più interessanti da questo punto di vista, riguardanti rispettivamente USA e Cina, si citano [14] e [15].

In Germania da molto tempo l'obiettivo prefigurato nell'Energy Roadmap 2050 è considerato seriamente e studiato nel dettaglio da vari Istituti di ricerca; i risultati sono applicati come driver per tutta una serie di operatori industriali, dal settore energetico al settore chimico e auto motive.

In-depth simulations show that scarcity of electricity and surplus will change with increasingly steep gradients even in the near future

Load (red line), onshore and offshore wind energy, and PV feed-in power following NREAP for 2020



Quelle: Fraunhofer IWES



Fig. 1 - Una delle molte simulazioni applicate alla rete tedesca relativamente all'obiettivo 2050  
- Fonte: presentazione Audi e-gas

### 3 Obiettivi nazionali

Gli obiettivi italiani si rifanno agli obiettivi europei, recependone il quadro normativo.

Nel 2010, il Piano di azione Nazionale (PAN), sulla base dell'impegno vincolante assunto in sede europea di produrre il 17% di energia da fonti rinnovabili, compreso un obiettivo del 10% per i biocarburanti, definì una serie di target per le capacità installate al 2020 di varie tecnologie FER; degno di nota che l'obiettivo PAN del fotovoltaico è già stato conseguito nel 2011, dopo appena un anno e con un anticipo di 9 anni su un orizzonte di previsione di 10 !

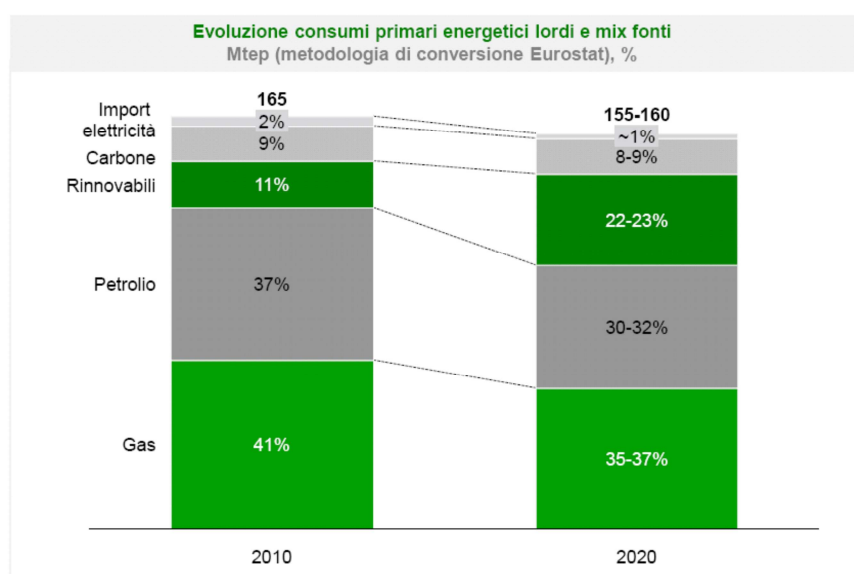
Più recentemente, la SEN ([1]) del 2013 ha ulteriormente recepito gli obiettivi europei, spingendosi anzi oltre, visto il recente forte sviluppo in particolare dell'impiego in Italia di energia solare fotovoltaica.

In particolare, la SEN si propone di raggiungere anzi superare gli obiettivi definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020 (il cosiddetto "20-20-20").

La previsione SEN al 2020 è di un'incidenza rinnovabile pari al 23% sui consumi energetici primari; nel settore elettrico la SEN si attende che le rinnovabili raggiungano o superino i livelli del gas, portandosi a conseguire una quota di circa 35-38% di consumi (rispetto al 23% del 2010), portandosi a 120-130 TWh/anno. Con tale contributo, la produzione rinnovabile diventerà la prima componente del mix di generazione elettrica in Italia, al pari del gas.

Degno di nota il fatto che la SEN vada a fissare un quadro che, dagli obiettivi di breve durata, al 2020, si spinge a prefigurare l'evoluzione del sistema al 2050, mettendosi quindi al passo con le analisi internazionali che fissano tale data come termine per il completamento della transizione energetica, caratterizzata da una significativa e de-carbonizzazione.

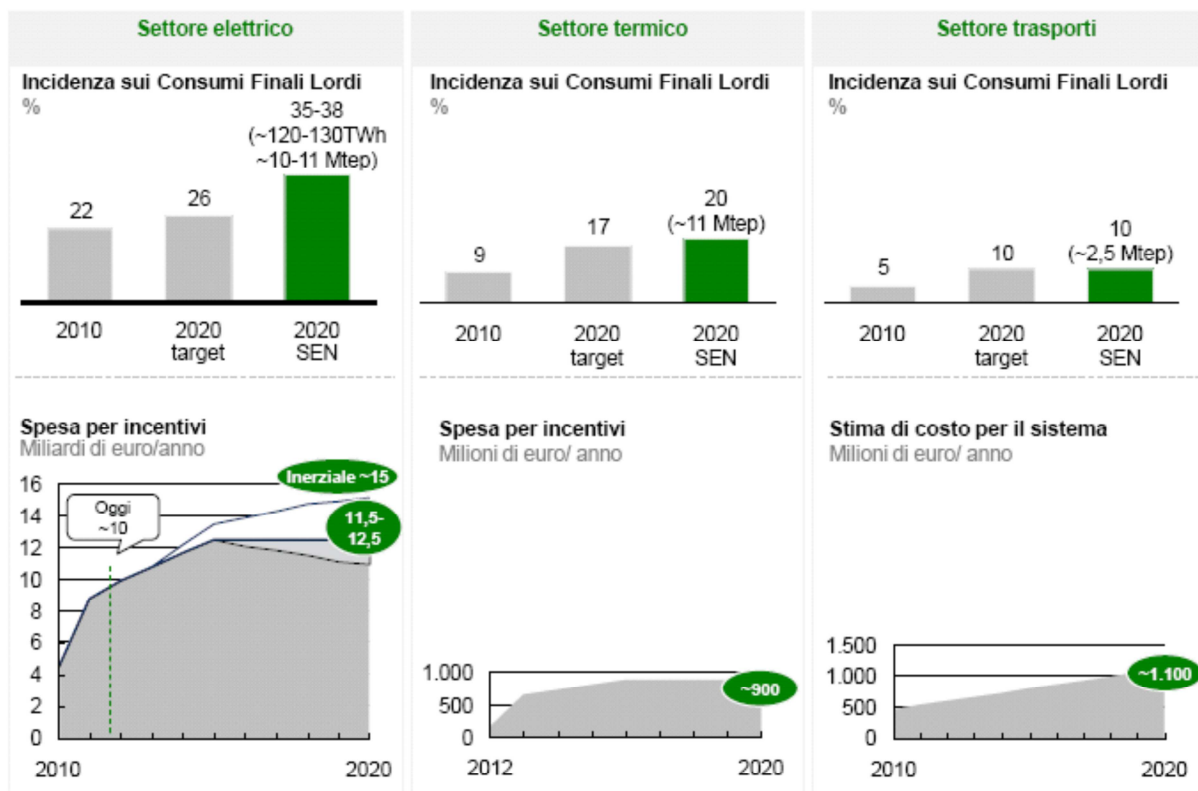
La previsione SEN al 2050 è quindi di un contributo rinnovabile di almeno il 60% dei consumi finali lordi, con livelli più elevati nel settore elettrico (oltre il 75% e fino al 90%) in accordo con l'Energy Roadmap 2050 europea. E' previsto anche un incremento sostanziale del grado di elettrificazione, che dovrà interessare anche i trasporti e il riscaldamento, tramite la diffusione di pompe di calore. Degno di nota il fatto che le rinnovabili iniziano a essere viste anche in chiave di potenziale di esportazione, dato che gli investimenti attesi nel mondo nel periodo 2012-2035 sono dell'ordine di 6.000 miliardi di dollari, di cui 1.300 in Europa.



Fonte: MISE, ENEA

Fig. 2 - Obiettivi nazionali sulle Energie Rinnovabili al 2020 ([1])

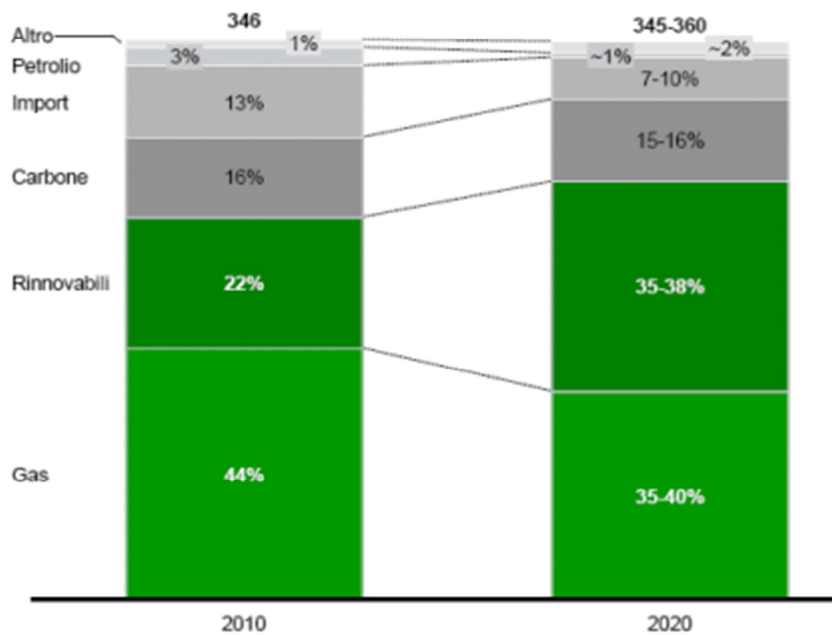




NOTA: grafici non in scala  
Fonte: MISE

Fig. 3 - Evoluzione prevista nei consumi primari e nel mix di fonti, dal 2010 al 2020 ([1]).

Evoluzione dei consumi elettrici lordi, TWh, %



Fonte: MISE; ENEA

Fig. 4 - Evoluzione prevista nei consumi elettrici e nel mix di fonti, dal 2010 al 2020 ([1])

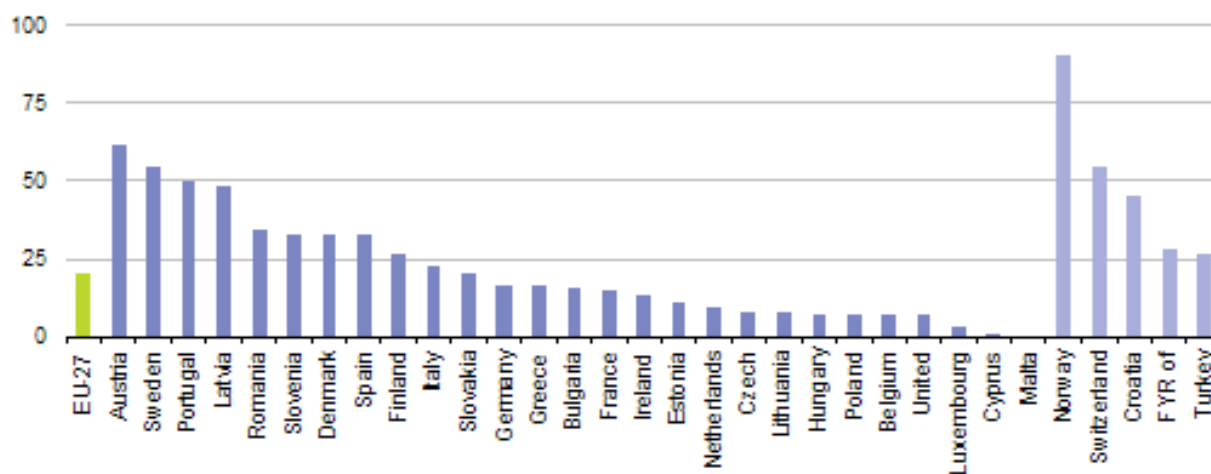
## 4 La situazione europea e italiana nel settore delle FER elettriche

### 4.1 La situazione nei principali paesi europei per lo sviluppo rinnovabile

Nel 2010, la quota rinnovabile europea nelle reti elettriche è stata mediamente del 23%. Alcuni paesi, fra cui Austria, Svezia, Norvegia e Svizzera superavano il 50%, principalmente in virtù della presenza di una quota significativa di impianti idroelettrici.

L'Italia è in linea con la media europea.

Relativamente alle nuove FER “non programmabili” (principalmente eolico e fotovoltaico) i paesi europei che più si sono recentemente maggiormente distinti nello sviluppo sono la Germania, la Spagna, e la Danimarca.



Source: Eurostat (online data code: tsien050)

Fig. 5 - Quota rinnovabile sulla produzione elettrica nel 2010 – fonte Eurostat

**In Germania**, in seguito all’implementazione dell’Energiewende<sup>1</sup> eolico e fotovoltaico nel 2012 hanno raggiunto rispettivamente 31 e 32 GW ([17]), per un totale di 63 GW su un consumo medio in rete dell’ordine di 70 GW. La rete elettrica tedesca è quindi in procinto di raggiungere il rapporto unitario fra “capacità non programmabile” e potenza media assorbita. Questo fatto ha prodotto una situazione in cui in un crescente numero di occasioni il prezzo dell’energia elettrica sul mercato all’ingrosso è stato nullo o addirittura negativo, segnalando la necessità di disconnettere una quota di impianti dalla rete in alcuni frangenti, connotati da alta produzione disponibile e basso consumo. La politica attualmente prosegue con un accento sulle tecnologie di accumulo elettrico e di produzione di combustibili sintetici, pur se la politica di incentivazione tariffaria è stata recentemente rivista, al punto che è stata introdotta una tassazione sull’energia autoprodotta. La Germania si contraddistingue per un fortissimo sviluppo tecnologico in tutti i settori connessi all’Energiewende, compresi gli studi tesi a migliorare la gestione della rete in rapporto a un forte contributo non programmabile.

**In Spagna** ([17]) a fine 2012 risultavano installati 5.1 GW di fotovoltaico, 23 GW di eolico e 2 GW di solare termodinamico. La Spagna infatti è il paese al mondo con il più alto contributo da questa

<sup>1</sup> Transizione Energetica: termine introdotto nel 1980 come titolo di una pubblicazione dell’Öko-Institut, mirata al completo abbandono dell’energia nucleare e fossile; termine poi divenuto di pubblico dominio in Germania

tecnologia solare, che ha la particolarità di consentire l'installazione di un sistema di accumulo termico in grado di fornire – una volta caricato – tipicamente da 6 a 15 ore di produzione nominale in assenza di radiazione solare. Gran parte degli impianti solari termodinamici spagnoli sono infatti dotati di accumulo, ciò che consente di seguire la curva di carico della rete, nelle stagioni ad alta insolazione, indipendentemente dalle variazioni orarie o sub-orarie del flusso solare, con indubbi vantaggi per l'operatore di rete; vantaggi che verranno sempre più remunerati al produttore.

L'operatore di rete Red Eléctrica de España ha annunciato che nell'aprile del 2013 ([18]) l'energia rinnovabile ha contribuito per 54% della produzione elettrica spagnola. Di questo, gran parte è provenuta da idroelettrico ed eolico, 5% da fotovoltaico e solare termodinamico. Di converso, la Spagna ha recentemente adottato una politica restrittiva, che ha provocato un'ondata di fallimenti industriali, come reazione a una situazione in realtà dovuta a uno sbilanciamento fra entrate ed uscite delle Utilities elettriche, obbligate a vendere energia sottocosto agli utenti finali, pur sostenendo i crescenti costi applicati dai produttori, fra cui il costo dei sussidi ai produttori rinnovabili. Il deficit è arrivato a superare i 22.5 miliardi di euro ([18]).

**In Danimarca**, la tecnologia eolica ha avuto un forte sviluppo fin dalla fine degli anni '70 dello scorso secolo ([20]); si può dire che la Danimarca è stata la pioniera di questa tecnologia, sviluppando una fiorente industria che ha assunto dimensioni globali e avvantaggia l'export danese. In Danimarca l'energia eolica è non considerata una fonte energetica come le altre, per di più relativamente fastidiosa per la sua intermittenza, ma “la fonte energetica” per eccellenza, da qui ai prossimi 40 anni, attorno cui il sistema elettrico deve ruotare ([21]). Ciò ha portato a un sistema di generazione ampiamente sovradimensionato; già nel 2002 su una capacità totale di generazione di 6850 MW (di cui 2315 MW eolica) il picco di consumo invernale è stato di 3700 MW (su 4100 pianificati). Nel 2010, con una quota di produzione del 20% sul totale dei consumi elettrici, durante l'inverno la produzione domestica dalle migliaia di turbine installate – sia a terra che a mare – è stata tale da obbligare in un'occasione particolare a esportare il surplus verso le nazioni confinanti pagando delle penali per qualche ora ([19]). Il 3 novembre 2013 la produzione eolica ha superato il consumo. Ciò è possibile in quanto la Danimarca è integrata nel sistema elettrico nord-europeo.

Ciò nonostante il Governo danese ha assunto un obiettivo di soddisfare il 50% del proprio consumo elettrico tramite la fonte eolica entro il 2020 ([17],[19]). E' stato valutato che, in assenza di modifica di sistema, nel 2020 a produzione elettrica potrebbe eccedere la domanda per più di 1000 ore l'anno, aumentando la necessità di ricorrere all'esportazione verso la Norvegia e la Svezia, dove esistono molti impianti idroelettrici che possono facilmente ridurre la produzione; ma a condizioni svantaggiose per i danesi. Al fine di ovviare a questo problema è proposta una serie di miglioramenti, fra cui: un migliore sistema di previsione meteo; investimenti nell'interconnessione elettrica verso altri paesi (Germania e Olanda, ma forse addirittura verso la Gran Bretagna, tramite un cavo sottomarino HVDC); aumento del gas a sfavore del carbone; aumento dell'elettrificazione nei trasporti (200.000 veicoli elettrici previsti al 2020); riscaldamento dei serbatoi di accumulo del sistema di teleriscaldamento cittadino ([21]).

## **4.2 La situazione italiana**

Nel campo delle rinnovabili elettriche, storicamente l'energia idroelettrica ha sempre avuto un ruolo significativo. Nel 1938, il 95% dell'energia elettrica italiana proveniva dalla fonte idroelettrica, che fino agli anni '60 dello scorso secolo ha rappresentato più dell'80% del totale. Negli anni successivi, la quantità prodotta è rimasta stazionaria, a parte variazioni legate ai cicli ideologici, mentre la quota percentuale si è progressivamente ridotta per via dell'aumento dei consumi.

Nel 2012, il 45.4% dell'energia prodotta da fonti rinnovabili in Italia è provenuta dalla fonte idroelettrica, per un totale di circa 42 TWh. Poiché la maggior parte degli impianti dispone di ampi bacini artificiali o naturali con grande capacità di accumulo, la fonte idroelettrica è, a parte

particolari situazioni stagionali, pienamente disponibile (dispacciabile) anzi ha una funzione stabilizzatrice in quanto consente un funzionamento in un'ampia gamma di carico, con variazioni rapide. Il potenziale stimato è di 65 TWh/anno, non molto superiore a quanto già prodotto; anche per motivi di impatto ambientale degli impianti, non si prevede quindi un'ulteriore espansione, a parte rinnovi o ripotenziamenti di impianti esistenti.

Anche la fonte geotermoelettrica, anch'essa sfruttata in Italia da lunga data, è rimasta stazionaria. Nuove energie legate al mare (mareomotrice, correnti e moto ondoso) sono rimaste allo stato prototipico anche perché in Italia non sono presenti situazioni di alta densità energetica di questo tipo, come i grandi estuari soggetti a maree (Francia e Gran Bretagna) o le onde dell'Atlantico.

In Italia nell'ultimo ventennio lo sviluppo rinnovabile si è focalizzato quindi su alcune fra le "nuove" FER, in particolare eolico e solare fotovoltaico, oltre che sull'utilizzo di biomasse, in virtù degli impegni nazionali assunti.

Da questo punto di vista, nel settore elettrico l'obiettivo 20-20-20 è stato già praticamente raggiunto con parecchi anni di anticipo: 93 TWh prodotti nel 2012 rispetto a un obiettivo 2020 di 100 TWh/anno ([1]) con un ulteriore forte incremento fotovoltaico nel 2014. In questo settore dal 2010 al 2013 l'Italia ha incrementato la capacità installata di circa 14.5 GW, raggiungendo 18.2 GW complessivi, seconda in Europa solo alla Germania. Le previsioni di Terna ([16]) al breve-medio periodo sono rispettivamente di 11.745 MW per l'eolico e 21.200 MW per il fotovoltaico. Il solare termodinamico, prototipato nel 2010 con l'impianto ENEL Archimede (realizzato su tecnologia ENEA, [22], [23]), è in Italia agli inizi della fase di commercializzazione.

La rapida crescita del fotovoltaico è stata dovuta al sistema incentivante molto generoso (Conto Energia) in vigore negli ultimi anni. Infatti nel contempo la tecnologia fotovoltaica ha abbattuto notevolmente i suoi costi (del 70% dal 2008 al 2012); gli impianti realizzati dal 2011 al 2013, gli anni del boom di installazioni, sono stati quindi particolarmente redditizi.

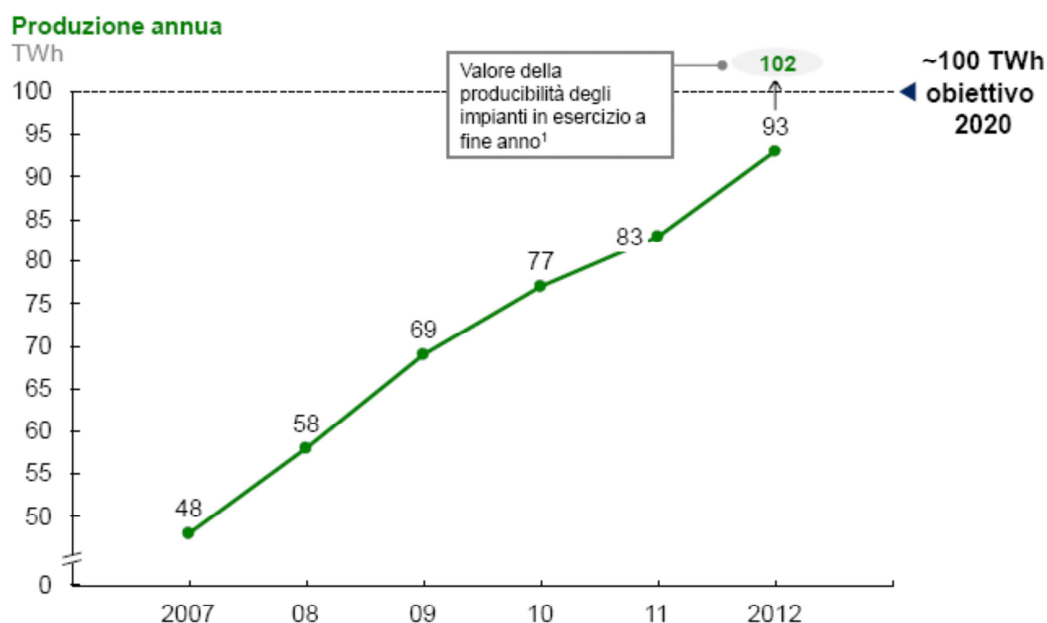


Fig. 6 - Evoluzione della produzione rinnovabile in rete ([1])

In seguito alla recente riduzione degli incentivi, nel 2013 sia eolico che fotovoltaico hanno registrato una relativa battuta d'arresto rispetto agli anni precedenti; le nuove installazioni di

turbine eoliche hanno totalizzato circa 450 MW nel 2013 (di cui 20 MW di minieolico) contro i 1273 MW del 2012, portando comunque il totale installato a fine 2013 a 8.551 MW, mentre il fotovoltaico ha conseguito nel mercato italiano 1.6 GW nel 2013, contro i circa 3.8 GW del 2012.

La SEN prevede per il settore fotovoltaico una crescita di circa 1 GW/anno in condizioni di “grid parity” (produzione in condizioni competitive senza incentivazione) per i prossimi anni; va rimarcato che questo valore è molto inferiore alla potenzialità, che ha raggiunto 9.2 GW/anno nel 2011, e corrisponde a un tasso naturale di mantenimento per un parco di generazione di 20 GW con vita media di 20 anni, ovvero un tasso di mantenimento del parco installato attuale. Del resto anche mantenere un ritmo di installazione dell’ordine di 10 GW/anno sarebbe difficilmente compatibile rispetto all’infrastruttura elettrica attuale.

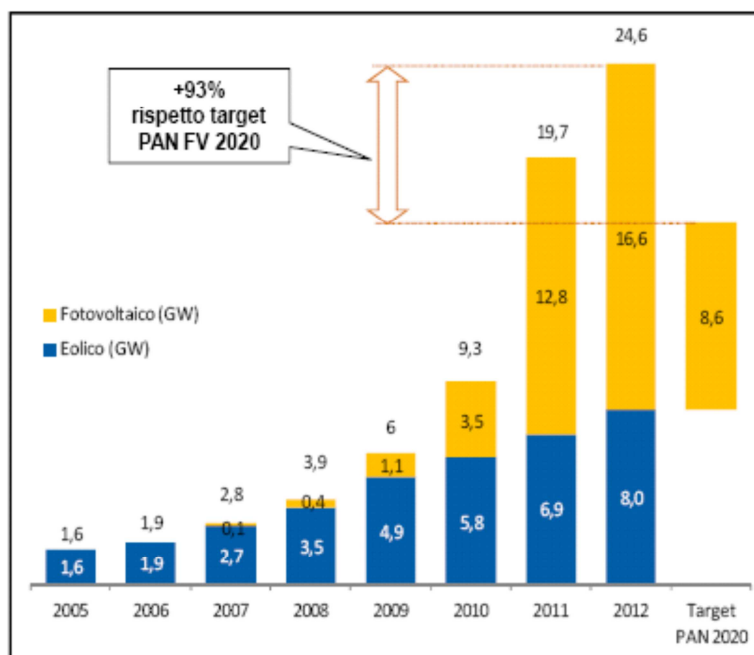


Fig. 7 - Evoluzione della potenza installata eolica e fotovoltaica – Fonte Terna ([16])

Il forte incremento di produzione rinnovabile “intermittente” (non programmabile ma relativamente prevedibile) rappresenta una sfida per l’infrastruttura di rete, il sistema di generazione nel suo complesso e il mercato energetico.

In particolare aumenta notevolmente il rapporto fra potenza di picco (Capacità) del complesso di impianti FER e consumo; in particolare in condizioni di basso carico tale rapporto tende a diventare unitario, con notevoli effetti sulla stabilità dinamica e controllabilità della rete elettrica. Nel contempo diminuisce la media delle ore di utilizzo dei singoli impianti, portando a una “sovraccapacità” strutturale che sarà sempre più accentuata.

Tali aspetti sono ulteriormente accentuati dal fatto che la produzione rinnovabile discontinua (solare ed eolica) è concentrata nel Sud Italia e nelle isole per ragioni di disponibilità di risorse e di tipologia di territorio, con una Capacità attesa già al 2016 superiore alla domanda di punta di quest’area (25.000 MW contro 21.000 MW) mentre la domanda di energia è maggiore nell’Italia del Nord, per la maggior concentrazione di popolazione e di industrie. Saranno quindi necessari interventi di rafforzamento della rete sulle principali sezioni critiche. Sarà anche necessario rinnovare anche la rete di distribuzione, in media e bassa tensione, in un’ottica di maggiore capacità

di gestire i flussi in modalità bidirezionale, per dare spazio alla generazione distribuita, introducendo sistematicamente i concetti e le tecnologie cosiddette Smart-Grid ([27]).

## **5 Lo sforzo necessario sul sistema di generazione, sulle reti e l'accumulo**

### **5.1 Effetti sul parco di generazione convenzionale**

Uno dei principali effetti del forte incremento di rinnovabili nella rete elettrica è l'evoluzione, del sistema verso un mix gas-rinnovabili. Infatti la flessibilità dei moderni gruppi di produzione a CCGT a gas (Ciclo Combinato con Turbina a Gas) consente di compensare, entro certi limiti, la variabilità del contributo rinnovabile (variabilità, non imprevedibilità, in virtù della sempre maggior efficacia del sistema di previsioni meteorologiche). I moderni gruppi CCGT di taglia 600 MW (Siemens e General Electric in primis) sono quindi in grado di eseguire partenze a freddo in capo a 30', con prese di carico di 30 MW/min. e mantenere efficienze dell'ordine del 60% anche a carico ridotto, cosa impossibile con gli attuali gruppi a carbone. Peraltro, il limitato costo specifico di investimento dei CCGT (circa 0.5 M€/MW) – mentre, al contrario, il costo del gas in Italia è relativamente elevato: nel 2011 il 25% in più rispetto al mercato nord europeo e circa 4 volte in più del mercato statunitense [1] - consente di orientare in prospettiva questi gruppi progressivamente dal servizio di base al servizio di punta o back-up, per esempio quando sia il contributo eolico che solare sono limitati.

Evoluzione che anche in Italia già si configura con evidenza, con la riduzione drastica delle ore equivalenti di produzione da 5100 a 3100 dal 2006 al 2011; in pratica, l'effetto combinato di riduzione globale dei consumi (dai 340 TWh/anno del 2007 ai 328 del 2012 fino ai circa 316 del 2013, con -4% a gennaio 2013 rispetto a gennaio 2012) a causa della crisi economica e del miglioramento nell'efficienza al consumo, e la concorrenza da parte delle rinnovabili, che godono di "priorità di dispacciamento", ha ridotto l'energia specifica prodotta dai gruppi a gas (ore annue equivalenti) e aumentato lo stress (intermittenza e marcia a carico ridotto) sui gruppi, che erano stati programmati per ben altro impiego (base e mid-merit). Si noti che la produzione italiana è storicamente inferiore al consumo – segno che una quota netta di energia è "importata" - per esempio, nel 2012 la produzione è stata pari a 299.2 GWh contro un consumo di 328.2 GWh – ma non perché, come si tendeva a far credere, "mancano le centrali", ma perché è economicamente conveniente una certa quota di importazione.

E' degno di nota che fra il 2002 e il 2012 in Italia sono entrate in servizio 21.8 GW di nuove centrali termoelettriche (o ripotenziamenti), in gran parte con gruppi CCGT ([16]), che ora si trovano appunto a essere poco sfruttate.

Questi fatti hanno creato non pochi problemi ai produttori elettrici, traducendosi in minori introiti rispetto al previsto; questi progetti di investimento erano basati su aspettative di esercizio di 4000-5000 ore/anno, mentre le aspettative attuali spesso non vanno oltre le 1000-2000 ore/anno ([24]). E' evidente interesse dei produttori che gestiscono impianti a combustibili fossili, in particolare i gruppi CCGT, di ottenere una maggiore remunerazione del contributo di potenza, o comunque dei servizi resi alla stabilità della rete, a compensazione delle perdite registrate sulla vendita di energia. La questione della valorizzazione dei contributi in potenza ha recentemente innescando una serie di contenziosi a livello mediatico con i produttori rinnovabili e con i consumatori.

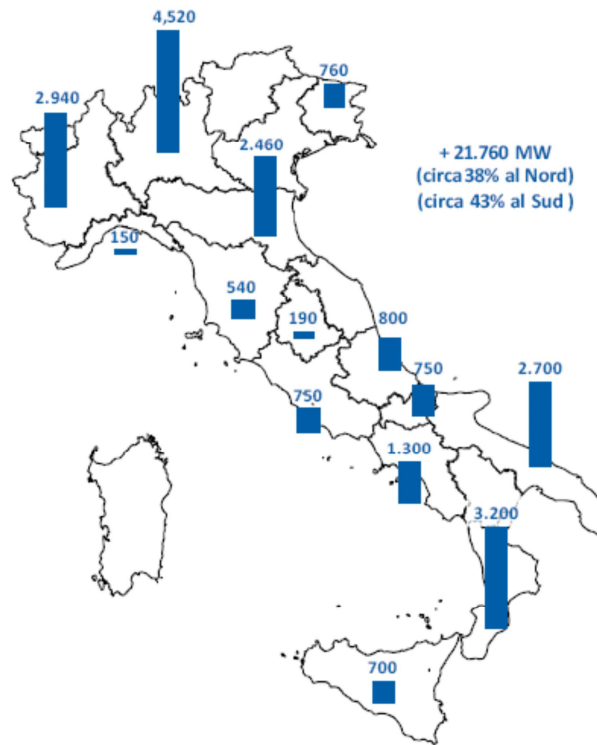


Fig. 8 - Potenza da nuove centrali termoelettriche – 2002-2012 ([16]).

### Ore equivalenti di utilizzazione degli impianti a gas naturale (hh)

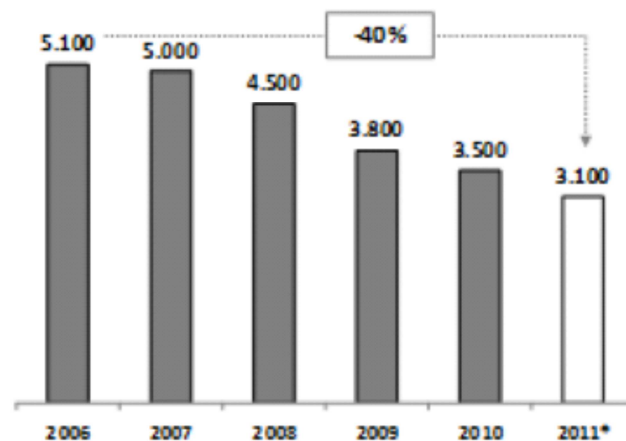


Fig. 9 - riduzione delle ore equivalenti annue di funzionamento gruppi a gas ([27]).

Nella situazione attuale i gruppi CCGT rimangono essenziali proprio per la fornitura dei servizi ancillari di rete, con un ruolo di spicco nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento ([24]); in altre parole rimangono essenziali per garantire la stabilità della rete, con compiti di riserva rapida, pur essendo destinati a produrre molta meno energia di quanto preventivato all'atto del loro concepimento.

Di fronte al rischio, non solo in Italia, che molti impianti CCGT, anche nuovi, vengano chiusi perché non più profittevoli, mettendo a rischio la stabilità della rete, alcuni gestori di rete sono stati obbligati a remunerare espressamente tali impianti. È il caso dell'impianto di Irsching della EON in Baviera, nuovissimo, che sta ricevendo un rimborso specifico dall'Utility Tennet Holding BV, per cui opera, per scongiurare la sua chiusura.

La situazione potrà essere parzialmente bilanciata da un aumento delle esportazioni di elettricità verso i mercati esteri, in particolare dell'Europa settentrionale, qualora il prezzo del gas italiano si allinei, come auspicato dalla SEN [1].

### **5.1.1 Prospettive di R&S**

L'esigenza di incrementare la flessibilità del parco di generazione fossile è comunque conclamato a livello europeo, e valorizzato nell'ambito del programma Horizon2020 ([9]), in cui la sottosezione LCE17 è appunto dedicata a "impianti a fonte fossile altamente flessibili ed efficienti" proprio in rapporto alla quota crescente di energia prodotta da fonti rinnovabili in regime di "priorità di dispacciamento", per cui "gli impianti fossili dovranno progressivamente cambiare il ruolo da servizio di base a potenza fluttuante di soccorso, per consentire di reagire a picchi di domanda imprevedibili o programmati con breve preavviso, al fine di controllare e stabilizzare la rete". Per di più gli impianti saranno chiamati a operare in un'ampia gamma di carico, con alti ratei di variazione di carico e con frequenti fermate e rapidi avviamenti, il tutto col minor consumo di combustibile possibile.

È evidente che questi requisiti sono una fortissima sfida tecnologica a breve-medio termine, su cui si dovrà cimentare anche l'industria italiana.

L'upgrading tecnologico (ammodernamenti e prescrizioni per i nuovi gruppi) dei gruppi CCGT comporta le seguenti azioni ([24]):

- Incremento della banda di modulazione terziaria (differenza fra potenza massima e minima erogabile)
- Riduzione della potenza minima (minimo tecnico ambientale)
- Incremento della banda di regolazione secondaria
- Ottimizzazione degli avviamenti, con riduzione dei tempi e aumento delle rampe degli avviamenti a caldo e a freddo e minimizzazione dei costi complessivi dovuti all'extra consumo di gas e sbilanciamenti
- Riduzione del tempo minimo di permanenza in servizio
- Incremento dell'affidabilità del macchinario

Questi obiettivi tecnologici si traducono in una serie di interventi, alcuni dei quali molto onerosi ([24]), fra cui la sostituzione delle palette fisse e mobili dei compressori, l'installazione di nuovi bruciatori, l'implementazione di nuove procedure di spegnimento e accensione sia del Turbogas che del generatore di vapore a Recupero (GVR), modifiche ai drenaggi del GVR e delle linee vapore.

## **5.2 Effetti sulla rete**

Il notevole sviluppo di impianti FER non programmabili ha avuto ripercussioni anche sul recente sviluppo e gestione della rete elettrica italiana; infatti l'Italia si è avviata rapidamente a una situazione in cui le FER erano considerate "integrative" o marginali, a una situazione in cui entrano a pieno titolo nella generazione, condizionando significativamente il sistema, come si è già visto al paragrafo precedente.



In fig. 10, tratta da [24], è evidenziata la variazione di capacità sulla rete italiana nel periodo 2002 – 2013; in questo periodo sono entrati in servizio ben 57 GW di nuova capacità, a gas e rinnovabile, con la dismissione di 10 GW di centrali a olio combustibile. L’aumento netto di capacità è pari a 47 GW nel periodo. Questo è un classico esempio di evoluzione non guidata centralmente (avendo ENEL perduto il monopolio di una volta) ma guidata dal mercato e stimolata da incentivi.

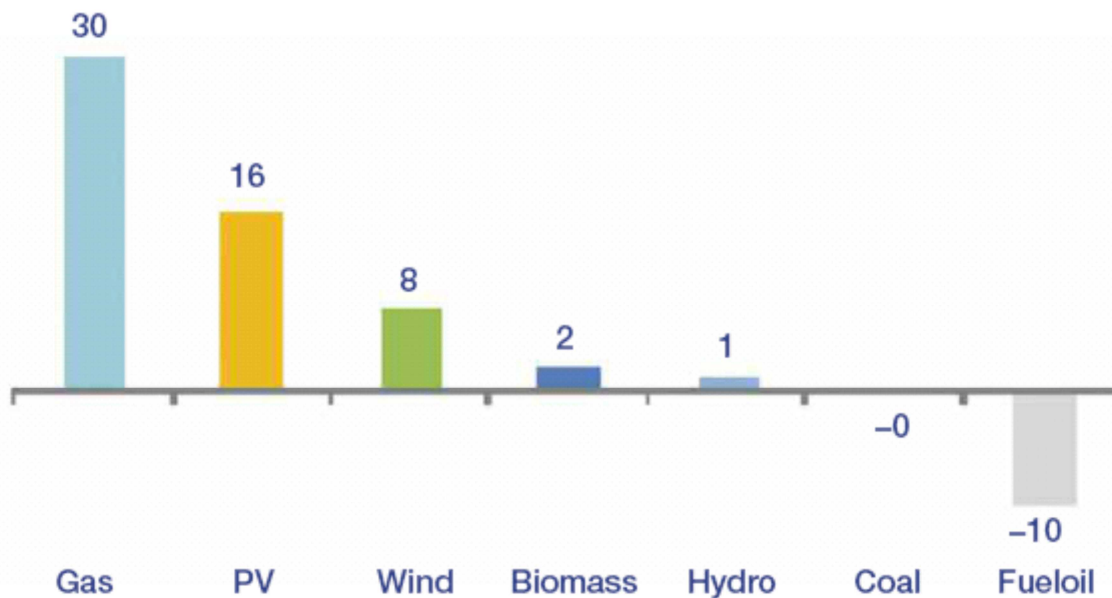


Fig. 10 - Variazione della potenza installata sulla rete dal 2002 al 2013 ([24])

E' comunque aumentato lo spread fra capacità netta installata e domanda alla punta – domanda che si è in realtà ridotta, fig. 11, come effetto della crisi economica e dell'aumento di efficienza – in sintesi vi è un eccesso di “capacità” rispetto alle necessità; eccesso che durerà a lungo e che comporta in generale una sottoutilizzazione di molti impianti.

La fig. 11 mostra come il processo sia notevolmente “strutturale”, dovuto alle mutate condizioni economiche; infatti la punta di consumo non si verifica più in inverno (legata alla produzione industriale) ma in estate (legata ai consumi del terziario e civili, in particolare il condizionamento estivo).

La situazione di aumento della potenza disponibile in linea ha già rivoluzionato i servizi ancillari o di dispacciamento, necessari alla gestione in sicurezza del sistema elettrico, che implicano che ogni impianto sia in grado di fornire adeguati servizi di regolazione, in termini di potenza attiva e reattiva erogata e/o assorbita. Si sta da una parte verificando un incremento del fabbisogno di servizi di dispacciamento da parte del TSO (Terna nel caso italiano) dall'altra una modifica nelle caratteristiche dinamiche richieste per l'erogazione di tali servizi.

Nel periodo in cui si assiste da un lato all'incremento della domanda per il picco serale e dall'altro ad una rapida riduzione dell'apporto fotovoltaico (al tramonto) è presente una rilevante variazione del carico residuo (fino a 10-12 GW in due ore) che deve essere coperto appunto da impianti pienamente dispacciabili e con brevi tempi di reazione (pompaggi, idroelettrico con serbatoio e appunto CCGT).

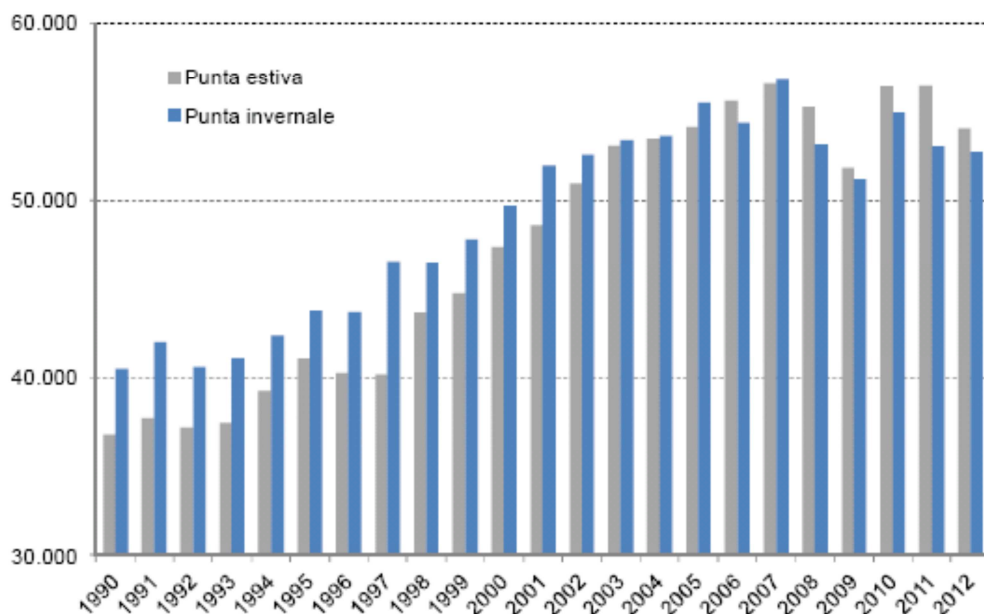


Fig. 11 - Evoluzione del carico massimo sulla rete – Fonte Terna ([16])

La situazione è rappresentata in fig. 12, tratta da [16], che rappresenta il carico residuo (in rosso) che deve essere fronteggiato dai gruppi idroelettrici e CCGT in una giornata tipica festiva del 2012.

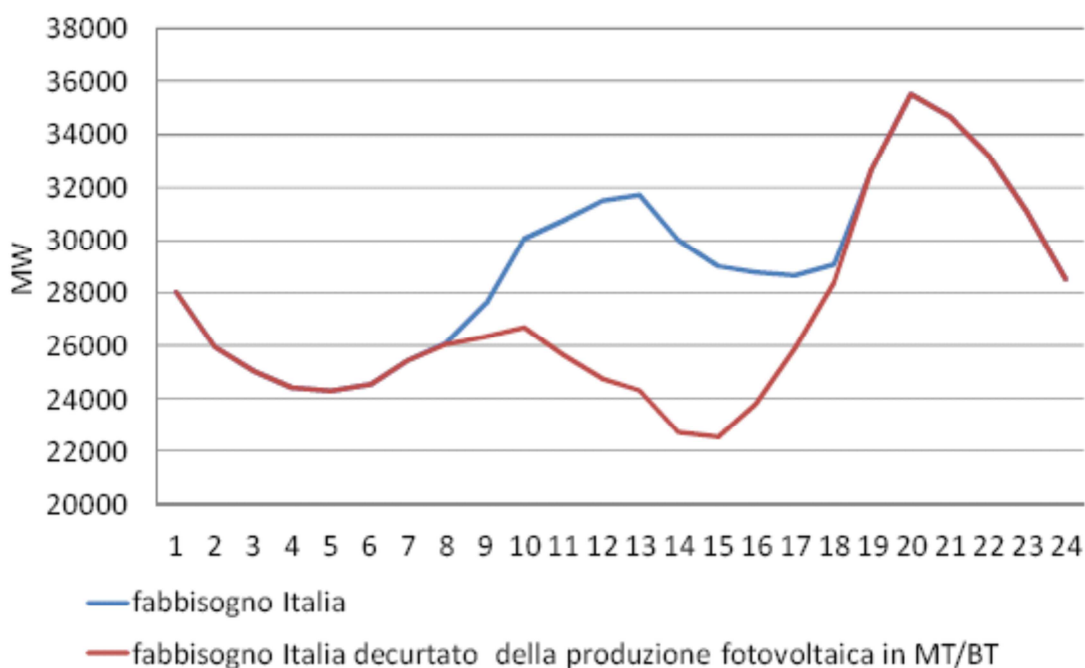


Fig. 12 - Variazione tipica del carico residuo in una giornata festiva 2012 ([16])

Si noti che, nel caso specifico, verso le 15 il carico residuo risulta molto basso; ciò significa che alcuni gruppi CCGT hanno dovuto essere spenti o lavorare per caricare l'accumulo idrico. In questa situazione aumenta la competizione tra produttori nell'offerta dei servizi ancillari (mercato

dei servizi di dispacciamento – MSD). La giornata rappresentata in fig. 12 tende a diventare sempre più tipica della situazione estiva, e all'aumentare della penetrazione solare il minimo intorno alle 14 si ridurrà ulteriormente. Per inciso, impianti solari con accumulo come quelli solari termodinamici ([22], [23]) sarebbero perfettamente in grado di prendersi cura del carico residuo - fra le 17 e le 24 - rappresentato in fig. 12, e troverebbero quindi un ottimo accoppiamento con il solare fotovoltaico.

Per adesso, il Gestore dei Servizi Energetici (GSE), in applicazione della delibera AEEG 426/2013/R/eel, ha deliberato di trasferire ai produttori aderenti al regime di ritiro dedicato (che interessa impianti FER non programmabili) una parte degli oneri di sbilanciamento, a partire da ottobre 2013.

Riguardo alla possibilità di Sovrapproduzione (Overgeneration - OG) nel medio termine, Terna ha eseguito una serie di simulazioni assumendo una serie di condizioni, qui esemplificate, tenendo conto dei vincoli di stabilità che obbligano a tenere in servizio una parte di impianti fossili. La possibilità di Sovrapproduzione è elevata soprattutto nei giorni festivi del periodo estivo, in cui il carico di rete è basso e la produzione fotovoltaica elevata; la presenza di elevati valori di OG obbligheranno probabilmente a imporre la riduzione della produzione solare in tali frangenti, o a installare sistemi di accumulo in prossimità delle zone a maggior incidenza di generazione solare.

Un primo esempio è illustrato in fig. 13, in relazione al “caso 1”, in cui si cerca di massimizzare la convenienza all'import di energia dall'estero, totalizzando 86 TWh di import a fronte di 3 TWh di OG. Modificando la gestione dei sistemi di pompaggio esistenti, si riesce a ridurre il valore di OG a 1.7 TWh.

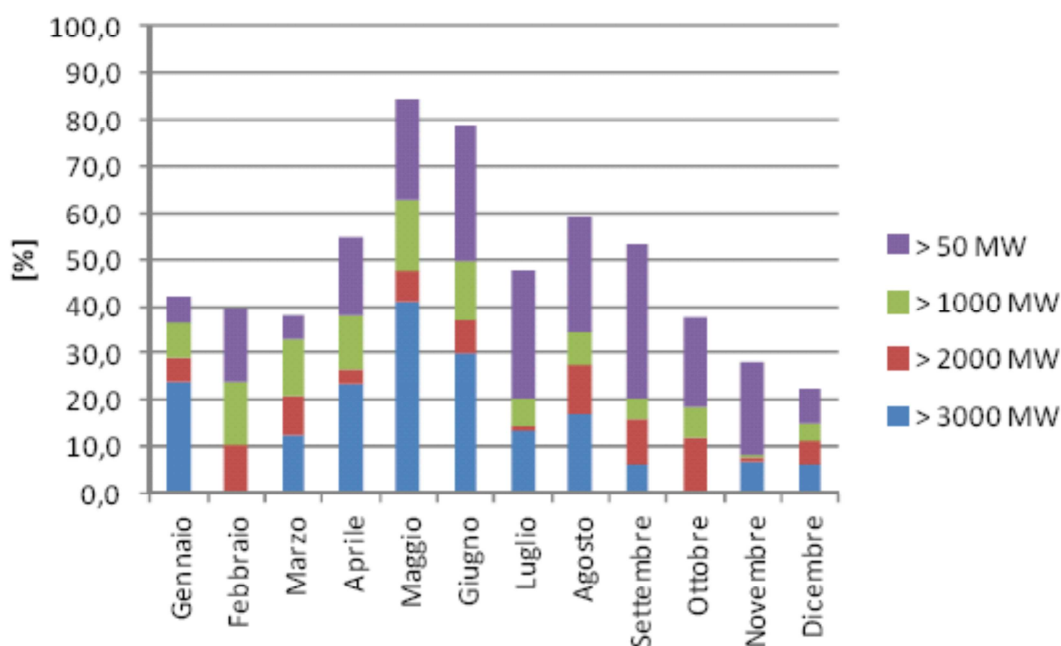


Fig. 13 - Incidenza di ore con Sovrapproduzione per classe – giorni festivi – caso 1 [16]

Simulando invece l'effetto di un sistema integrato di mercati esteso anche ai servizi di bilanciamento in tempo reale sulle frontiere settentrionali (caso 3), l'OG si riduce ulteriormente a 0.35 TWh.

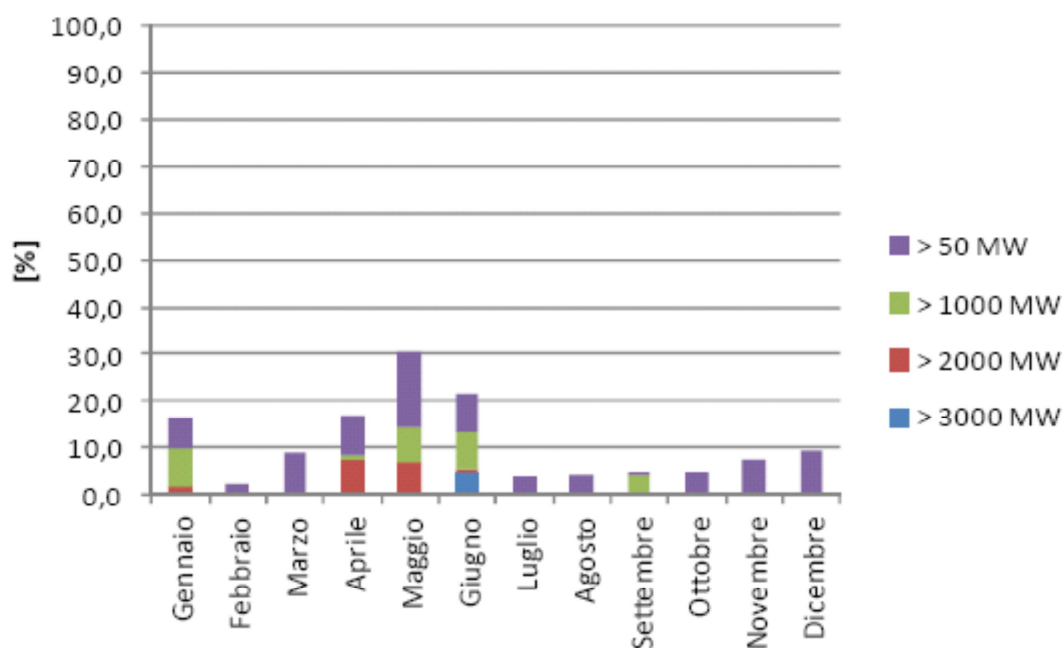


Fig. 14 - Incidenza di ore con Sovrapproduzione per classe – giorni festivi – caso 3 [16]

Emerge quindi come sia importante stimolare un processo già in atto, ma che dovrà subire un'accelerazione nelle circostanze attuali, in funzione di veicolare i flussi di energia rinnovabile, ovvero l'interazione fra i diversi mercati elettrici, in previsione di un aumento degli scambi. L'italiana Terna in particolare, già ampiamente integrata in ENTSO-E, associazione che integra 41 Gestori di Rete europei, ha recentemente promosso, assieme all'algerina Sonelgaz e alla tunisina STEG, la nascita di Med-TSO, associazione dei 17 operatori di rete del Mediterraneo, con l'obiettivo di realizzare l'integrazione dei sistemi elettrici del Mediterraneo [16]. Questa azione potrebbe fra l'altro costituire un passo in avanti verso prospettive di "grande integrazione rinnovabile" propugnate da anni dal progetto TREC (Trans Mediterranean Renewable Energy Cooperation) progetto promosso dal Club di Roma e presentato a Roma nel 2005 [25], poi preso in carico dalla Desertec Foundation (DESERTEC – [www.desertec.org](http://www.desertec.org)). Il progetto, che ha prodotto una prima iniziativa industriale – la Desertec Industrial Initiative, cui partecipano ENEL e la stessa TERNA - inizialmente prevedeva la produzione di grandi quantità di energia solare (fino a 700 TWh/anno) nei deserti nord-africani per trasferirla in Europa, in particolare in Germania, con linee sottomarine HVDC ; inizialmente il focus era sulla tecnologia solare a concentrazione, ora prevede un mix di fonti rinnovabili, con un accento maggiore ai consumi nelle stesse aree nord-africane, ma sempre con un forte ruolo dell'integrazione elettrica. La prospettiva TREC-Desertec ha per adesso subito una battuta d'arresto sia a causa della turbolenta situazione politica in tutto il Nord Africa, sia per lo sviluppo rinnovabile nello stesso territorio tedesco, ma potrebbe avere una rivisitazione in futuro, se cambiassero le condizioni geo-politiche.

Sul versante del potenziamento della rete di trasmissione nazionale, la presenza di un aumento di potenza generata da fonti rinnovabili soprattutto al Sud impone il rafforzamento delle linee AAT di quest'area; gli interventi previsti da Terna sono evidenziati in fig. 15, tratta da [16].

L'aumento di interconnessione non comporta solo la realizzazione di linee di trasmissione (che subiranno sempre maggiori vincoli ambientali e dovranno trasferirsi in molti frangenti da aeree a "in cavo") ma anche di grandi infrastrutture elettriche quali stazioni di trasformazione, gruppi di conversione CA/CC e CC/CA per le linee HVDC, e "phase shifting transformers" (PST) in grado

di controllare il flusso di potenza trasmessa su una certa linea di trasmissione a seconda delle esigenze (potenza altrimenti determinata da un insieme di fattori non direttamente controllabili), ovvero controllare i flussi di potenza fra aree contigue.

A questo riguardo Terna ha recentemente introdotto due complessi PST ciascuno dei quali composto da due unità gemelle da 1800 MVA sulla rete primaria interna a 380 KV ([16]) al fine di incrementare i limiti di scambio fra le zone Sud e Centro-Sud, anche in funzione di veicolare la potenza generata dalle fonti rinnovabili ubicate nel Sud Italia.



Fig. 15 Principali interventi previsti da Terna sulla rete a 380 KV, finalizzati alla maggior produzione da FER ([16]).

Per aumentare la stabilità e la sicurezza dovranno anche essere installati nuovi compensatori sincroni.

Sul versante della distribuzione in media e bassa tensione (MT/BT) sarà invece necessario introdurre i concetti definiti dal paradigma “**smart-grid**” (**rete intelligente**), ben descritti in [27]. In realtà, già dal IV conto energia la normativa italiana sugli impianti fotovoltaici ha iniziato a includere questi concetti ([28]). La smart-grid infatti è il paradigma di rete che più si adatta alla gestione della Generazione Distribuita (GD) – che comprende per esempio i piccoli impianti fotovoltaici domestici connessi a rete - sfruttando il monitoraggio capillare, la comunicazione, il controllo coordinato, l’accumulo distribuito e la gestione Attiva della Domanda (il consumo viene modulato dall’utente o da gestori di utenti sulla base di segnali di prezzo).

Infatti anche sulla rete di distribuzione, gestita dai DSO, negli ultimi anni si è assistito contemporaneamente alla diminuzione dell’energia assorbita dai carichi e a un aumento della

produzione da FER (Generazione Distribuita), con fenomeni di riduzione o addirittura inversione del flusso in certi tratti, che diventano quindi produttori di energia, invece che consumatori, situazione che destabilizza la regolazione della tensione in una rete di distribuzione concepita in maniera tradizionale. Anche i sistemi di protezione vengono coinvolti negativamente da questi fenomeni.

Sostanzialmente, la smart-grid prevede di rendere la rete di distribuzione, da una rete meramente “passiva” con flussi previsti come monodirezionali (dalla produzione centralizzata ai consumatori/utenti) qual è stata finora, a una rete: **1 bidirezionale**, ovvero in grado di supportare flussi in entrata e in uscita verso i consumatori, che divengono “prosumer”, cioè produttori-consumatori, e **2 più controllabile**, ovvero in grado di controllare parzialmente i flussi, con la partecipazione attiva dei prosumer, e contribuire al controllo di tensione e frequenza al livello di Distribuzione, coordinandosi con la Trasmissione.

Questo comportamento intelligente e coordinato tende a rendere la rete di distribuzione simile alla rete di Trasmissione, che storicamente è sempre stata necessariamente “smart”. Si noti che l’Italia è già ben posizionata su questi temi, essendo all’avanguardia per esempio nell’installazione generalizzata di contatori intelligenti, elemento di base per il monitoraggio. Il mercato connesso all’implementazione della smart-grid in Italia è stato valutato dai 4.5 ai 10 Miliardi di euro [27].

Le funzionalità principali da sviluppare nei progetti smart-grid dei DSO sono [27]:

- Comunicazione bidirezionale
- Partecipazione agli utenti attivi (telescato, regolazione di tensione, modulazione di potenza attiva)
- Automazione avanzata e selettività logica
- Monitoraggio della GD e invio dati verso il TSO (Terna)
- Sistemi di accumulo
- Infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica
- Demand response (Risposta attiva della Domanda); quest’ultima tenderà a servirsi di strumenti di gestione automatica (Automated Demand Response - ADR) sia nel settore residenziale ma soprattutto nel settore Commerciale e Industriale

### 5.2.1 Prospettive di R&S

L’evoluzione della rete elettrica non può semplicemente inseguire ma deve necessariamente anticipare i cambiamenti negli assetti produttivi, al fine di evitare situazioni di squilibrio con conseguenze notevoli sui cittadini.

Dal punto di vista della R&S, oltre alle già richiamate azioni sul versante smart-grid sulla distribuzione, sarà necessario proseguire lo sviluppo di studi approfonditi di scenario con sufficiente anticipo, attività già normalmente svolta dagli Operatori di rete, Terna nel caso italiano.

Dato lo sforzo particolare che si prospetta nel raggiungimento degli obiettivi europei, a partire dal programma 20-20-20 fino alla Roadmap 2050, la Commissione Europea ha previsto uno specifico Tema “Modernizing the European electricity grid” nell’ambito del suo Programma di R&S Horizon2020 [9]. Il tema è suddiviso in tre sottotemi: Innovazione e Tecnologie per la realizzazione di reti magliate offshore; Rete di trasmissione e mercato elettrico all’ingrosso; rete di distribuzione e mercato elettrico al dettaglio. Oltre a queste azioni previsto il finanziamento di uno studio sulla “Realizzazione di un sistema di produzione di elettricità stabile e affidabile che integri una quota crescente di rinnovabili non programmabili e accumulo”; questo studio sin articolerà

essenzialmente in simulazioni e analisi di scenari, prendendo in considerazione serie temporali dettagliate dell'input energetico dalle varie fonti associato a espansioni di rete, introduzione di accumulo, gestione ottimizzata del sistema.

Il sottotema sulle **Reti smagliate offshore** (LCE 5) prende spunto dal Regolamento 347/2013 sulle Linee Guida per l'infrastruttura energetica trans-Europea, che identifica la realizzazione di una serie di collegamenti transnazionali fra i cosiddetti "Corridoi Prioritari". Oggetto specifico sono le tecnologie dei componenti di reti HVDC smagliate per applicazioni Off-Shore, con particolare riguardo all'interoperabilità dei componenti, che dovranno essere provati a scala 1:1, in particolare cavi e pub (piattaforme di connessione/conversione) ([26]), che impiegano convertitori VSC multi-terminali.

Il livello (TRL) di maturità dei progetti va dal 6 al 9, quindi con una visione applicativa immediatamente precedente all'applicazione commerciale, da effettuare prima del 2020.

Queste reti e tecnologie associate assumono notevole importanza immediata soprattutto per la realizzazione dei grandi progetti eolici off-shore nell'Europa settentrionale, progetti che comportano potenze installate dell'ordine del GW ciascuno. Sono traggiate anche le applicazioni per altre tecnologie energetiche, quali energie dal mare, solare, geotermica, non appena tali applicazioni richiederanno grandi capacità di trasporto – es. la prospettiva Deserte.

Il sottotema sulla **Rete di Trasmissione e il mercato elettrico all'ingrosso** (LCE6) prevede attività di dimostrazione e RAS in tecnologie interoperabili, servizi, strumenti, integrazione di sistema, sincronizzazione di reti, schemi di coordinamento, modelli di mercato, analisi costi-benefici, architetture di mercato, regole e regimi regolativi per pianificare, costruire, monitorare, controllare e gestire in sicurezza reti di interconnessione fra i confini nazionali. L'accento è anche sull'implementazione di concetti di "SMART grida" applicati fra i confini nazionali. Le priorità individuate sono:

- La dimostrazione e validazione di tecnologie emergenti nel campo della trasmissione e ICT, inclusa la sincronizzazione di reti usando lo GNSS (Global Navigati Satellite System)
- La dimostrazione di nuovi approcci ai mercati elettrici all'ingrosso che facilitino la partecipazione delle FER
- La dimostrazione dell'integrazione della Risposta Attiva della Domanda (active demand response) e della generazione rinnovabile connessa a livello di distribuzione a vantaggio della gestione di rete ai livelli di Distribuzione e Trasmissione.

Aspetti prioritari di R&S sono:

- La modellazione e simulazione congiunta dei sistemi elettrici di potenza e dell'infrastruttura ICT connessa
- L'interazione fra TSO e DSO, lo scambio di informazioni sulla disponibilità delle FER, i parametri operativi e i vincoli fra sistemi di Trasmissione e Distribuzione
- I metodi e gli strumenti analitici nell'ambito delle tecnologie emergenti di trasmissione, al fine di aumentare la flessibilità e la sicurezza, ridurre i costi di manutenzione e di rinforzo della rete in presenza di grandi quote di contributo provenienti da RES, anche tenendo in considerazione la Risposta Attiva della Domanda.
- Le architetture avanzate e gli strumenti per i mercati pan-Europei dei servizi ancillari e di bilanciamento; l'integrazione di tecnologie che impiegano l'elettronica di potenza nei sottosistemi che aumentano la capacità disponibile e la flessibilità della rete.

Il sottotema sulla **Rete di Distribuzione e il Mercato elettrico al dettaglio** (LCE7) contempla la dimostrazione in ambiente reale nell'ambito dell'integrazione di sistema, di servizi, strumenti, sincronizzazione di rete, schemi di coordinamento, modelli di mercato, analisi costi-benefici, architetture di mercato, regole e regimi regolativi per pianificare, realizzare, monitorare, controllare e gestire in sicurezza reti punto a punto con maggiore flessibilità e che permettano l'integrazione a costi convenienti di Generazione Distribuita intermittente e Gestione Attiva della Domanda, secondo il paradigma smart-grid.

Uno degli aspetti chiave è l'infrastruttura ICT al servizio di questi obiettivi; da questo punto di vista sono possibili diverse opzioni ancora aperte, in particolare è possibile sfruttare l'infrastruttura ICT già esistente o sviluppare un'infrastruttura ad-hoc.

Il focus principale, sempre con l'ottica di integrare grandi quantità di RES, è su:

- Sviluppo di strumenti ICT e integrazione e uso innovativo delle tecnologie ICT per i servizi smart-grid
- Offerta di servizi innovativi per il mercato elettrico al dettaglio, tesi a migliorare il monitoraggio e controllo delle reti MT e BT: controllo attivo intelligente dei flussi di potenza attiva e reattiva, gestione dei guasti e dei fuori servizio, nuovi concetti di controllo automatico, sincronizzazione utilizzando ad esempio il sistema GNSS europeo (Galileo), controllo dei carichi ed eventualmente integrazione di Accumulo Distribuito).

Applicazione concreta di un'architettura flessibile per sistemi di misura flessibili che disaccoppino la parte metrologica dalle funzionalità dell'utente e permettano di aggiungere funzionalità smart-grid durante lo sfruttamento del sistema in modalità "plug and play". Sarà prevista la possibilità di connessione ai sistemi di Building Management Systems (BMS), a elettrodomestici intelligenti, ai sistemi di generazione e accumulo a livello di utenza. Il costo per un prosumer tipico non deve eccedere i 100 € (per produzioni di 10.000 esemplari o più).

### **5.3 Incremento della capacità di accumulo**

Nell'ottica di integrare grandi quantità di contributi da RES (in potenza ed energia) ai vari livelli del sistema elettrico, l'accumulo interviene per aumentare la flessibilità quando altre soluzioni, come il controllo della domanda e la gestione flessibile del sistema di back-up fossile, raggiungono il loro limite operativo o risultano troppo costosi.

L'accumulo non è cioè quasi mai una finalità di per se – se non in casi particolari in cui sia richiesta un'alta affidabilità della fornitura, come nel caso degli UPS - almeno fin quando esisterà la possibilità di utilizzare combustibili, che dal punto di vista tecnico non sono altro che "energia accumulata pronta all'uso" ma un rimedio. In effetti l'introduzione di accumulo addizionale in rete a qualsiasi livello (produzione, trasmissione o distribuzione/utenza) comporta in generale una perdita, a causa delle inefficienze di conversione nelle fasi di carica e scarica; oltre che un costo aggiuntivo.

In particolare l'efficienza nel ciclo carica/scarica (round-trip) varia in generale dal 50 all'85% a seconda delle tecnologie; ciò significa che dal 15 al 50% dell'energia disponibile si perde incorporando un sistema di accumulo. Caso particolare è l'accumulo termico negli impianti solari termodinamici ([30]); il sistema ormai classico a doppio serbatoio a sali fusi ( $\text{NaNO}_3\text{-KNO}_3$ ) tipicamente presenta una perdita di energia accumulata dell'ordine dell'1% al giorno, mentre la fase di carica e scarica avvengono con un'efficienza superiore al 99.5%, determinata solo dalle perdite termiche nelle tubazioni di connessione.



D'altro canto questo tipo di accumulo non è in grado di ricevere in modo efficiente energia elettrica dalla rete e restituirla, ma solo di accumulare energia termica dalla fonte solare e rilasciarla al processo termodinamico di produzione alla bisogna.

Nel campo dell'accumulo, L'Italia dispone storicamente di una notevole capacità di accumulo elettrico sulla rete di trasmissione, costituita dagli impianti di pompaggio/turbinaggio, realizzati soprattutto sull'arco alpino già a partire dagli anni '30 dello scorso secolo ([29]). Questi impianti, la cui capacità assommava nel 2010 a 7.659 MW (15 al Nord e 7 al Sud e isole, con capacità da 5 a 52 ore di produzione) furono introdotti soprattutto negli anni '60 e '70 allo scopo di bilanciare la produzione "di base" termoelettrica (a olio combustibile e a carbone) e in prospettiva nucleare – poco modulabili - rispetto alla curva di consumo industriale dell'Italia del Nord, fortemente concentrata nelle ore diurne; in altre parole, coprendo le punte di carico diurno utilizzando la sovrapproduzione notturna disponibile al costo marginale del combustibile. L'efficienza globale (round-trip) è dell'ordine del 70%.

Attualmente gli impianti di pompaggio sono sotto-utilizzati, tanto che la produzione destinata al pompaggio è passata dai 10,65 TWh del 2002 ai 2,7 TWh del 2012 ([35]).

La sempre maggiore concentrazione di impianti rinnovabili nel Centro-Sud, meno favorita per la realizzazione di impianti di accumulo idroelettrico, e lo sviluppo generalizzato della Generazione Distribuita porranno prevedibilmente un forte accento sulle nuove tecnologie di accumulo, in particolare elettrochimico, come strumento per incrementare l'apporto rinnovabile mantenendo la stabilità della rete ed evitando i surplus energetici, in concorso con i gruppi CCGT.

Attualmente nel mondo sono installati solo 450 MW di accumuli elettrochimici, ma sia in termini di R&S che di start-up industriali il settore è in forte crescita a livello mondiale, in particolare negli USA, in Giappone, e Cina.

Nel campo dell'accumulo elettrochimico di rete, le applicazioni in generale si distinguono in "Energy Intensive" (con capacità elevate, equivalenti a 7-10 ore di accumulo) e "Power Intensive" (con capacità equivalente a 0.5-1 h di accumulo).

In Italia il target attuale comprende ([31]) 75 MW di accumulo elettrochimico di rete, di cui 35 MW nella categoria "Energy Intensive".

ENEL e Terna hanno recentemente avviato alcune esperienze pilota.

**I progetti Terna** sulla rete di trasmissione [32], comprendono 6 impianti Energy Intensive per una potenza complessiva di 35 MW e una capacità complessiva di 232 MWh, in grado quindi di assicurare cicli di carica e scarica completa di 6-7 ore, con efficienza round-trip > 75%. Almeno tre di questi sistemi saranno in grado di gestire anche i flussi di potenza reattiva, coordinati con i sistemi di regolazione della tensione. Il fornitore prescelto è la NGK, con batterie Sodio Zolfo ad alta temperatura (305-340 °C).

Altri due progetti pilota sono invece di tipo "Power Intensive", di taglia pari a 8 MW ciascuno; saranno seguiti da altri 24 MW. Le tecnologie prescelte sono la "Base Sodio" e la "Base Litio".

Terna ha stimato che con l'installazione di 240 MW di Potenza di accumulo (con CAPEX pari a 3.1 M€/MW) in grado di accumulare 8-10 ore equivalenti (1920-2400 MWh di capacità) si possa ottenere un risparmio netto per il sistema di circa 45 M€/anno [33].

**I progetti sulla rete di distribuzione** comprendono alcune prime sperimentazioni, partite nel 2011 [27], tutte di tipo Power Intensive:

- Un sistema di accumulo da 1 MW/0.5 MWh con tecnologia a Ioni di Litio di ENEL distribuzione a Carpinone (IS)

- Tre sistemi per un totale di 360 kW/107.6 kWh sempre basati su tecnologia a Ioni di Litio, di ACEA
- Un sistema da 181 kW progettato dal gruppo FIAMM in collaborazione con Galileia (spin-off dell'Università di Padova), Terni Energia ed Elettronica Santerno.

ENEL Distribuzione ha poi individuato 46 siti in cui applicare l'accumulo distribuito su particolari sottostazioni AT/MT, per un totale di 60-80 MW, con potenze di 1-2 MVA e capacità di 1-2 MWh per sottostazione, e messo in cantiere 3 progetti (Grid4EU -1 MVA, Ventotene, -1 MVA/0.5 MWh, POI – 3x2MVA/1 MWh, 1 MWh, 2 MWh) [34].

### 5.3.1 Prospettive di R&S

Le tecnologie di accumulo disponibili sono molteplici, con vari gradi di maturità; su tutte sono possibili azioni di R&S.

Fra le più applicate o studiate: l'accumulo idraulico con impianti di pompaggio/turbinaggio idrico, sia su impianti montani che sottomarini; l'accumulo di aria compressa (CAES), possibilmente con recupero termico; l'accumulo ad aria liquida; l'accumulo termico o termochimico con successiva conversione termodinamica; la produzione di combustibili di sintesi (ad esempio idrogeno tramite elettrolisi o tramite conversione termochimica diretta ed eventuale conversione in gas di sintesi) con o senza successiva riconversione elettrica; infine le varie forme di accumulo elettrochimico (batterie).

Queste ultime, dalle iniziali e commercialmente diffuse batterie al Pb, stanno avendo uno sviluppo notevole, con una serie di linee di ricerca focalizzate all'applicazione industriale e tendenti a renderle appetibili anche per le applicazioni di rete, con target di costo [31] di 250 \$/kWh a breve termine e 150 \$/kWh a lungo termine. Fra le batterie in fase di commercializzazione o in fase di sviluppo:

- Ioni di Litio (Li-ion) ormai diffuse commercialmente, oltre che nel mercato dei prodotti di consumo (30 GWh previsti al 2015) anche nel mercato veicolare elettrico e in fase di penetrazione per applicazioni di rete, tipicamente "Power Intensive"; alcune applicazioni arrivano anche a 4 h di accumulo.
- Sodio-Zolfo (NaS), già commercializzate (es. NGK), Energy Intensive (> 6 h)
- Cloruro di Sodio-Nichel, sviluppate dalla FIAMM, Energy Intensive.
- Zinco-Aria
- AHI – Aqueous Hybrid Ion (Aquion: sostiene di essere prossima al target di 250 \$/kWh)
- Nichel-idruri metallici (NiMh)
- Ioni di Sodio
- Piombo-acido-carbonio
- Piombo-acido "avanzate"
- Litio-aria (a livello di laboratorio)
- Infine, le batterie a flusso (redox Flow batteries), dette anche celle a combustibile rigenerative, che promettono capacità limitate solo dalla dimensione dei serbatoi di accumulo dell'elettrolita; fra queste le Vanadio redox (VRB), già dimostrate nel range 600 kW/3600 kWh, Ferro-cromo, Zinco-Bromo.

La ricerca di base e industriale nel settore –soprattutto sul versante dell’accumulo elettrochimico - ha luogo in Istituti di ricerca e start-up industriali molto dinamiche che perseguono nel loro insieme una grande quantità di linee tecnologiche diverse in condizioni di relativa riservatezza, per i rilevanti interessi commerciali connessi.

Anche relativamente alle tecnologie di accumulo elettrico il programma europeo HORIZON2020 ([9]) può comunque segnalare la linea di tendenza.

In HORIZON2020 viene preso in considerazione sia l’accumulo c.d. “diretto” (elettricità in ingresso e in uscita) che “indiretto” (elettricità in ingresso – calore, freddo, idrogeno, metano sintetico o altri vettori energetici in uscita). Per il campo dei combustibili di sintesi, solo l’integrazione Power-to-gas (produzione di idrogeno o metano di sintesi da energia elettrica) è coperta nel settore accumulo di rete, che è stato comunque suddiviso in tre sottotemi: Local / small-scale storage; Large scale energy storage; Next generation technologies for energy storage.

Il sottotema **Local / small-scale storage** (LCE 8) si dedica alle applicazioni a livello di rete di distribuzione e di singola utenza domestica. Vengono considerate le interazioni fra l’uso elettrico e altri sistemi o usi energetici, come la rete di teleriscaldamento/raffrescamento, la produzione combinata di elettricità e calore (CHP), la micro-generazione, le rinnovabili distribuite, includendo le tecnologie ICT per l’ottimizzazione del sistema. I progetti dovranno essere rivolti a tecnologie che si trovano già a livelli TRL5 o TRL6 (si veda Appendice 1).

La priorità è su:

- Dimostrazione e verifica delle prestazioni di tecnologie di accumulo elettrochimico o di altre tecnologie di accumulo collegate a sottostazioni a Bassa Tensione o a Generazione Distribuita o a singole abitazioni.
- Dimostrazione e verifica delle prestazioni di tecnologie di accumulo di calore/freddo connesse alla rete elettrica, inclusi sistemi con pompe di calore e micro-cogenerazione.

Il focus è su sistemi stazionari o mobili; l’integrazione dei vicoli elettrici è sempre coperta da HORIZON2020, ma su un'altra area.

Il sottotema **Large scale energy storage** è indirizzato alle soluzioni per bilanciare la produzione e il consumo di grandi quantità di energia durante periodi significativi di tempo.

I progetti si dovranno focalizzare su tecnologie già al livello TRL5 per portarle al livello TRL6 o TRL7, sia per accumulo diretto che indiretto, affrontando le problematiche connesse con l’integrazione dell’accumulo nella gestione della rete, comprese le tecnologie per produrre gas di sintesi da immettere nella rete gas (analogamente all’e-gas di Audi [11]) ma non idrogeno puro, che è coperto in un’altra area (Hydrogen/fuel cells Joint undertaking).

Le priorità individuate sono:

- Pompaggio idroelettrico in nuovi siti e con nuovi concetti, come il pompaggio sotterraneo e il pompaggio marino, con l’obiettivo di accumuli dell’ordine dei GWh.
- Accumulo con aria compressa, aria liquida e simili, con scala > 100 MWh
- Ammodernamento di pompaggi a bacino esistenti, per abilitare la gestione flessibile, il bilanciamento e l’accumulo a grande scala, con attenzione all’impatto ambientale
- Gestione integrata di sistemi di pompaggio esistenti, introducendo pompe/turbine a velocità variabile, anche con gestione integrata fra più paesi (ad esempio nell’arco alpino).
- Legame fra questi progetti di accumulo e sviluppo degli anelli elettrici del mar del Nord, del Mediterraneo o di altri concetti Trans-Europei.

Il sottotema **Next generation technologies for energy storage** (LCE10) si focalizza su tecnologie non meglio specificate attualmente al livello TRL2 o superiore, da portare al livello TRL5 (si veda Appendice 1), senza limiti di taglia o di applicazione (Locale, Distribuzione o Trasmissione).

## 6 Scenari semplificati

### 6.1 Evoluzione prevedibile della domanda elettrica e della produzione da RES

L'evoluzione della domanda elettrica è il driver principale nel delineare qualsiasi scenario. Quest'ultima cresceva fortemente negli anni '60 e '70 dello scorso secolo tanto che era invalso in ambito ENEL assumere la cosiddetta legge del "raddoppio decennale", che prevedeva il raddoppio del consumo, e quindi della capacità di impianti in servizio, ogni 10 anni. In realtà questa legge empirica derivava dall'osservazione del trend di sviluppo tipico degli anni del boom economico. Secondo l'autorevole testo [29], edito nel 1978, la potenza installata italiana era prevista addirittura a 65.000 MW nel 1985 rispetto ai 30.000 MW alla data della redazione del testo (1975-78). Questo andamento epidemico è ovviamente andato incontro a una saturazione già a partire dagli anni '80 dello scorso secolo, con una riduzione accentuata negli anni recenti, caratterizzati dal 2008 da una situazione di "crisi economica" che si riflette sui consumi elettrici oltre alla riduzione dell'intensità energetica dovuta alle azioni di miglioramento dell'efficienza.

Nella definizione degli scenari futuri una buona base di partenza è comunque il documento Terna più recente [16].

Per quanto riguarda gli scenari successivi al 2020, Terna parte dagli scenari ENTSO-E, l'associazione europea fra Gestori di rete, cui afferisce anche Terna.

ENTSO-E indica il 2030 come "ponte" tra i target europei 20-20-20 e la decarbonizzazione definita nell'Energy Roadmap 2050, e definisce 4 ipotesi cui uniformarsi:

- Vision 1 – Slow Progress: bassa cooperazione fra gli stati e ritardo rispetto all'Energy Roadmap 2050, causa condizioni economiche e finanziarie poco favorevoli.
- Vision 2 – Money Rules: forte cooperazione fra gli stati, ma in ritardo sugli obiettivi dell'Energy Roadmap 2050, in virtù di condizioni economico-finanziarie che non sostengono le politiche energetiche di decarbonizzazione.
- Vision 3 – Green Transition: pur con bassa cooperazione fra gli stati, le politiche di decarbonizzazione sono sostenute dal sistema economico-finanziario.
- Vision 4 – Green Revolution: forte cooperazione fra stati e in linea con gli obiettivi dell'Energy Roadmap 2050.

A sua volta Terna ha elaborato due scenari di sviluppo della rete, uno corrispondente a un'ipotesi di "sviluppo" (alto) dei consumi e intensità elettrica crescente e uno corrispondente a uno scenario "di base" (basso), con consumi lievemente crescenti e intensità elettrica decrescente, sviluppato su un'ipotesi di più incisiva attuazione degli scenari di risparmio energetico, illustrati nelle figure 16 e 17.

E' anche importante definire la domanda di potenza, ovvero il picco di potenza della punta di carico sulla rete, al fine di poter definire il rapporto fra capacità disponibile e potenza (di picco) effettivamente assorbita; questa è definita in Tab. 1, tratta da [16].

Al 2030, l'applicazione invece degli scenari proposti in ambito ENTSO-E (che vanno da "Slow Progress" a "Green Transition", comporta una domanda prevista compresa fra 368 e 460 TWh/anno.

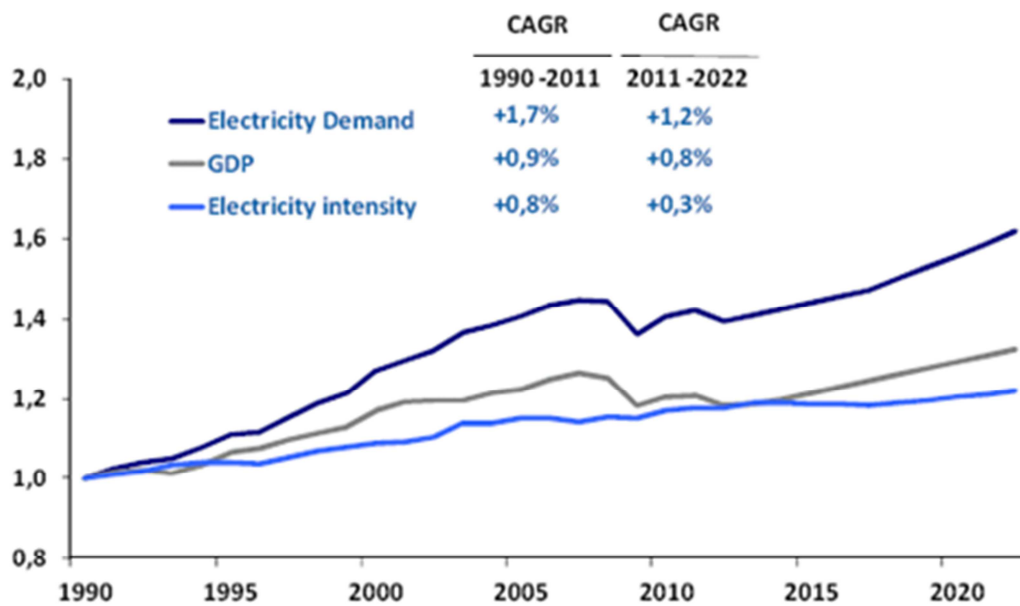


Fig. 16 - Evoluzione della domanda elettrica nello “scenario di sviluppo” ([16])

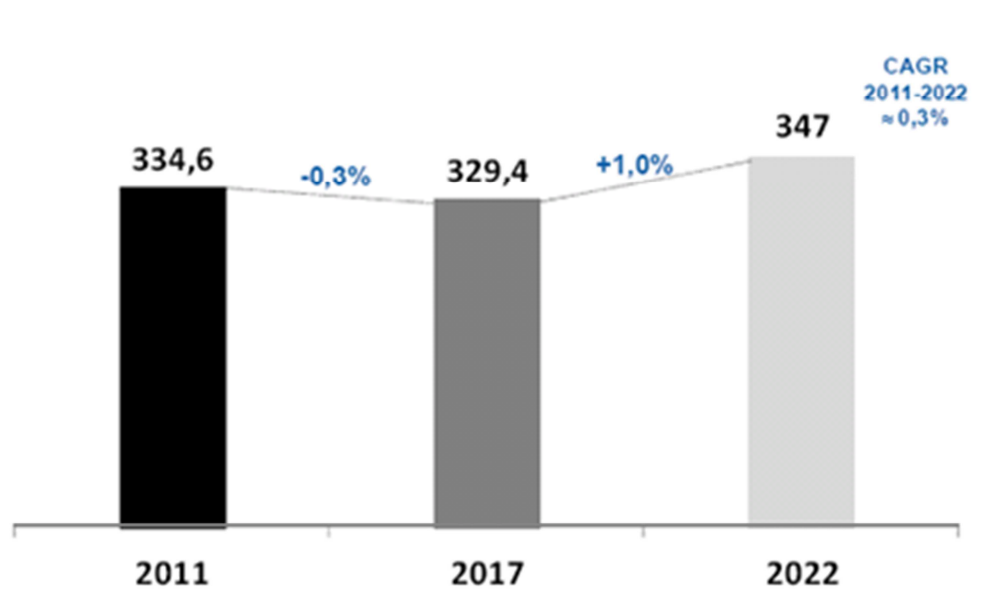


Fig. 17 - Evoluzione della domanda elettrica nello “scenario di base” ([16])

Anno	Potenza (GW)	
	2011	56.5
	Ipotesi Bassa	Ipotesi Alta
2018	60	62
2022	66	70

Tab. 1 - Evoluzione della domanda in potenza nei due scenari ([16])

Per quanto riguarda la generazione da FER, il PAN (Piano di Azione Nazionale del 2010) aveva definito una serie di target minimi, rappresentati in Tab. 2.

	2005		2010		2020	
	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh
Fonte energetica						
Idroelettrica	15.5	43.8	16.6	42.1	17.8	42.0
Geotermoelettrica	0.7	5.3	0.75	5.6	0.9	6.7
Solare	0.03	0.03	2.5	2.0	8.6	11.4
Marina	0	0	0	0	<0.1	<0.1
Eolica	1.6	2.6	5.8	8.4	12.7	20.0
Biomasse	0.9	4.7	1.9	8.6	3.8	18.8
<b>Totale</b>	<b>18.8</b>	<b>56.4</b>	<b>27.5</b>	<b>66.8</b>	<b>43.8</b>	<b>98.9</b>

Tab. 2 – Target minimi per le FER, programmati dal PAN nel 2010 [16]

Degno di nota il fatto che la potenza installata fotovoltaica prevista al 2020 dal PAN 2010 è già stata conseguita nel 2011. Anche l'eolico sembra lanciato verso il superamento, al 2020, dell'obiettivo PAN2010.

Considerando gli elementi più critici per il sistema di generazione, al contempo più dinamici, ovvero eolico e fotovoltaico, gli scenari previsti da Terna rispettivamente a breve-medio/lungo termine e al 2030 sono rappresentati nelle Tabelle 3 e 4.

In Tabella 3, lungo termine dovrebbe corrispondere più o meno al 2020, mentre la situazione al 2030 è coerente con le assunzioni relative alle Vision 1 e 3 di ENTSO-E. Si noti che la Vision 1 (Slow Progress) comporta in realtà una riduzione rispetto al “lungo termine” di Tab. 3, in quanto si suppone che a partire dal 2020 cessi del tutto qualsiasi quadro normativo favorevole nonché qualsiasi forma di incentivazione delle fonti eolica e fotovoltaica.

Potenza installata (MW)	Breve-Medio Termine	Lungo Termine
Fotovoltaico	21.200	27.195
Eolico	11.745	14.540
Di cui off-shore	650	650
<b>Totale</b>	<b>32.950</b>	<b>41.735</b>

Tab. 3 – Capacità fotovoltaica ed eolica prevista a medio/lungo termine [16]

<b>Potenza installata Al 2030 (MW)</b>	<b>Vision 1</b>	<b>Vision 3</b>
Fotovoltaico	24.583	41.344
Eolico	13.421	22.106
Di cui on-shore	12.771	21.118
Di cui off-shore	650	988
<b>Totale</b>	<b>38.004</b>	<b>63.450</b>

*Tab. 4- Previsione della potenza eolica e fotovoltaica al 2030 ([16])*

## **6.2 Scenario ipotetico**

L'obiettivo dell'elaborazione è discutere l'ordine di grandezza delle implicazioni degli obiettivi europei, piuttosto che analizzare il range dei possibili scenari e magari delineare un optimum economico, impresa invero ardua e che presenterebbe tutta una serie di aspetti opinabili. Verrà quindi analizzato un unico scenario che risponda agli obiettivi europei, in un'ipotesi di sviluppo dei consumi intermedia rispetto all'andamento previsto da Terna fino al 2030, con una stabilizzazione fino al 2050. I driver sono da una parte la progressiva elettrificazione (nei trasporti e nel riscaldamento con pompe di calore) dall'altra l'aumento dell'efficienza, con conseguente diminuzione dell'intensità energetica.

La produzione rinnovabile viene invece assunta in linea con gli obiettivi nazionali della SEN e successivamente dell'Energy Roadmap 2050 europea; ciò comporta comunque un superamento degli obiettivi della strategia europea al 2030.

I dati relativi al 2012 sono stati assunti da [35], ove applicabile.

La produzione da FER può essere "allocata" in linea di principio come dalla tabella 5 seguente. In essa si è assunto:

- Un limite per la potenza eolica installata pari a 25 GW, per ragioni di impatto ambientale; un numero di ore equivalenti medio pari a 1650/anno
- Un limite per la potenza da solare termodinamico pari a 1.5 GW, per ragioni di impatto ambientale (necessità di grandi impianti, a meno di ora come ora imprevedibili breakthrough tecnologici che ne consentano un impiego competitivo con il fotovoltaico nella GD); un numero di ore equivalenti pari a 2000 a breve termine e 3000 a lungo termine, adottando grandi sistemi di accumulo termico, che sono una delle principali prerogative di tale tecnologia.
- Un limite per l'energia idroelettrica pari a 60 TWh/anno, a fronte di un potenziale massimo stimato di 65 TWh/anno
- Un'evoluzione "moderata" dell'incremento nell'energia geotermoelettrica e marina
- Un'evoluzione sostanziale dell'impiego di biomasse energetiche con crescita lineare di 7.5 TWh/a per decade nel periodo 2020-2050. Occorre notare che la tecnologia di impiego delle biomasse è multiforme e l'evoluzione prevedibile è soggetta a numerosi vincoli di vario tipo (politici, economici e ambientali), per cui si tratta di una stima.
- Un'evoluzione fotovoltaica a coprire la differenza, con un numero medio di ore equivalenti di produzione pari a 1300/anno.

	2012	2020	2030	2050
Consumi (TWh/anno)	328	367	415	420
Quota rinnovabile (%)	28.4	35.4	52	85
Produzione rinnovabile (TWh/anno)	93	130	216	357
Idroelettrica	49.4 <sup>a</sup>	52.5	55	60
Geotermoelettrica	5.6	6	7.5	10
Marina	0	0.1	0.2	1
Solare Termodinamica	0	0.6	1.5	4.5
Biomasse	12.5 <sup>b</sup>	20	27.5	42.5
Eolica	13.1	20	33	41
Fotovoltaica	19.2	30.8	91.3	198
Eolico+Fotovoltaico+Marina (non programmabili) <sup>c</sup>	32.3	50.9	124.5	240
<b>Rapporto Produzione non programmabile/ Consumo (%)</b>	<b>9.85</b>	<b>13.86</b>	<b>30.0</b>	<b>57.14</b>

<sup>a</sup> Media degli anni 2008-2012

<sup>b</sup> Stima.

<sup>c</sup> Si è assunta tutta l'idroelettrica come "programmabile" trascurando l'acqua fluente (comunque ben prevedibile)

*Tab. 5- Scenario ipotizzato di evoluzione consumi e produzione FER elettriche*

### 6.3 FER programmabili e non programmabili

Per i ragionamenti che seguono è importante distinguere fra FER elettriche **programmabili** (o dispacciabili) e **non programmabili**.

Nella prima categoria (**programmabili**) sono stati inclusi:

- Gli impianti idroelettrici; in assenza di dati specifici sono stati inclusi anche gli impianti ad acqua fluente, che hanno una produzione ben prevedibile e comunque costituiscono una quota minoritaria. Gli impianti idroelettrici a bacino hanno una notevole capacità di programmazione a breve/medio termine, essendo dotati di bacino di accumulo e di notevole flessibilità nell'impostazione della potenza motrice agendo sulla regolazione della turbina idraulica che aziona il generatore sincrono. Sono quindi in grado di partecipare attivamente alla regolazione di frequenza-potenza, alla stabilizzazione della frequenza e alla copertura delle punte di carico.
- Gli impianti geotermoelettrici, che lavorano praticamente con servizio continuo di base (8000 ore equivalenti/anno).
- Gli impianti a biomasse, che sono impianti termoelettrici a tutti gli effetti, con elevato numero di ore equivalenti di produzione (tipicamente oltre le 5.000 ore/anno, e fino a 8.000)
- Gli impianti solari termodinamici, che essendo in generale dotati di un sistema di accumulo per 6-15 ore di produzione, almeno nel ciclo giornaliero hanno una produzione programmabile (comunque prevedibile).

Tutti questi impianti partecipano o possono partecipare alla stabilità della rete, in particolare fornendo riserva primaria quando sono in servizio.



Nella seconda categoria (**non programmabili**) sono stati inclusi:

- Gli impianti eolici, legati al regime ventoso
- Gli impianti marini (moto ondoso e correnti), legati al regime marino
- Gli impianti solari fotovoltaici, legati all'irraggiamento solare

Occorre dire che anche gli impianti non programmabili hanno una produzione abbastanza prevedibile con ore di anticipo, sulla base delle moderne tecniche di previsione meteo, al pari del carico elettrico, virtualmente non prevedibile eppure regolarmente previsto.

Inoltre l'aggiunta di sistemi di accumulo ad-hoc potrebbe in futuro rendere anche questi impianti sempre più programmabili.

Nella Tabella 5 si è comunque già evidenziato il rapporto fra Produzione da FER non programmabili e Consumi (che comprendono anche la quota di importazioni); infatti questo rapporto indica quanto la rete elettrica e il sistema saranno stressati da tali apporti e quindi dovranno essere soggetti a miglioramenti. Come si vede, dalla situazione odierna al 2050 il rapporto cresce più di cinque volte, e la rete si avvia a dover assorbire produzione non programmabile per più di metà dell'energia veicolata, contro il 10% attuale.

## **6.4 Limiti di penetrazione delle FER non programmabili**

### **6.4.1 Sovraccapacità ed esigenze di accumulo**

Un'ulteriore elaborazione è presentata in Tabella 6, dove si prendono in considerazione le potenze, ovvero la capacità del carico, al picco di consumo, e le capacità installate delle fonti non programmabili più significative, eolico e fotovoltaico. Per il calcolo si sono assunte 1650 ore/anno di produzione per l'eolico e 1300 per il fotovoltaico – dati medi nazionali per le installazioni attuali.

Il "rateo" è una figura empirica dello stress sulla rete, che da una misura del rapporto fra Picco al consumo e capacità installata, rispettivamente eolica, fotovoltaica e totale (trascuando la marina), ed il suo andamento è illustrato in fig. 18, in cui le curve sono interpolate.

	<b>2012</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
Picco di consumo (GW)	54	65	73	75
Potenza eolica (GW)	8	12.1	20	25
Potenza fotovoltaica (GW)	16.6	23.7	70.2	152.3
Rateo eolico	0.15	0.186	0.274	0.33
Rateo fotovoltaico	0.31	0.364	0.998	2.03
<b>Rateo non programmabile</b>	<b>0.46</b>	<b>0.55</b>	<b>1.273</b>	<b>2.36</b>

*Tab. 6- Evoluzione ipotizzata del picco di consumo e delle capacità delle FER elettriche non programmabili*

Si vede come, a partire dal 2020 la situazione inizi a discostarsi notevolmente da quella attuale, comportando ratei non programmabili che verso il 2030 superano il valore unitario e si avviano al raddoppio al 2050.

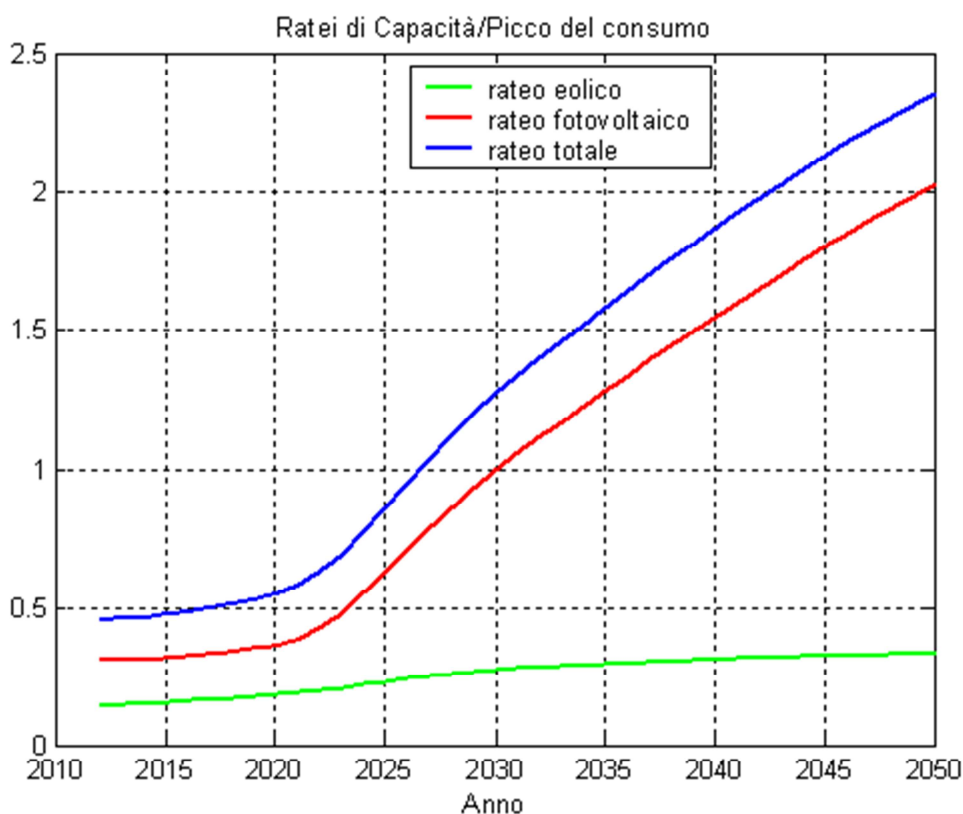


Fig. 18 - Ratei di Capacità non programmabile/Picco di consumo

La situazione è anche più seria considerando, invece che il Picco del consumo, il “Consumo a mezzogiorno” nelle giornate di basso consumo (a mezzogiorno perché è il momento di massima produzione fotovoltaica presunta). Il rapporto fra “Consumo a mezzogiorno nella giornata di minimo consumo annuale” e “Picco di consumo annuale” è ricavabile dai diagrammi di fig. 19, tratta da [36], relativa agli anni 2008 - 2011.

Nei 4 anni considerati il valore è variato da 0.48 a 0.69, con una media pari a 0.6.

Applicando questo valore riduttivo ai Picchi di tab. 6 si può stimare il Consumo a mezzogiorno nel giorno di minimo; i “ratei massimi” che ne derivano, ponendo in rapporto la Capacità non programmabile con tale valore, sono rappresentati in fig. 20.

Il “rateo massimo totale” è prossimo a uno già a partire dal 2020; ciò non denota necessariamente il verificarsi di situazioni di Sovraproduzione, ma ovviamente è un indice di aumento progressivo della probabilità di questo tipo di eventi.

L’analisi andrebbe effettuata sulle singole aree, ma ciò è oltre la portata delle semplici considerazioni riportate in questa sede. Peraltro, in alcune aree del paese a forte concentrazione di FER non programmabili questa situazione è già presente.

Una conseguenza via-via più probabile all’aumentare dei ratei considerati sarà l’opportunità, inizialmente, e successivamente la necessità di introdurre sistemi di accumulo a vari livelli del sistema, in rapporto alle FER non programmabili, in particolare per esigenze di “arbitraggio” della produzione (accumulo durante i periodi di eccesso di produzione da FER, rilascio durante i periodi di bassa produzione da FER).

### Curva di carico del giorno di punta massima e punta minima

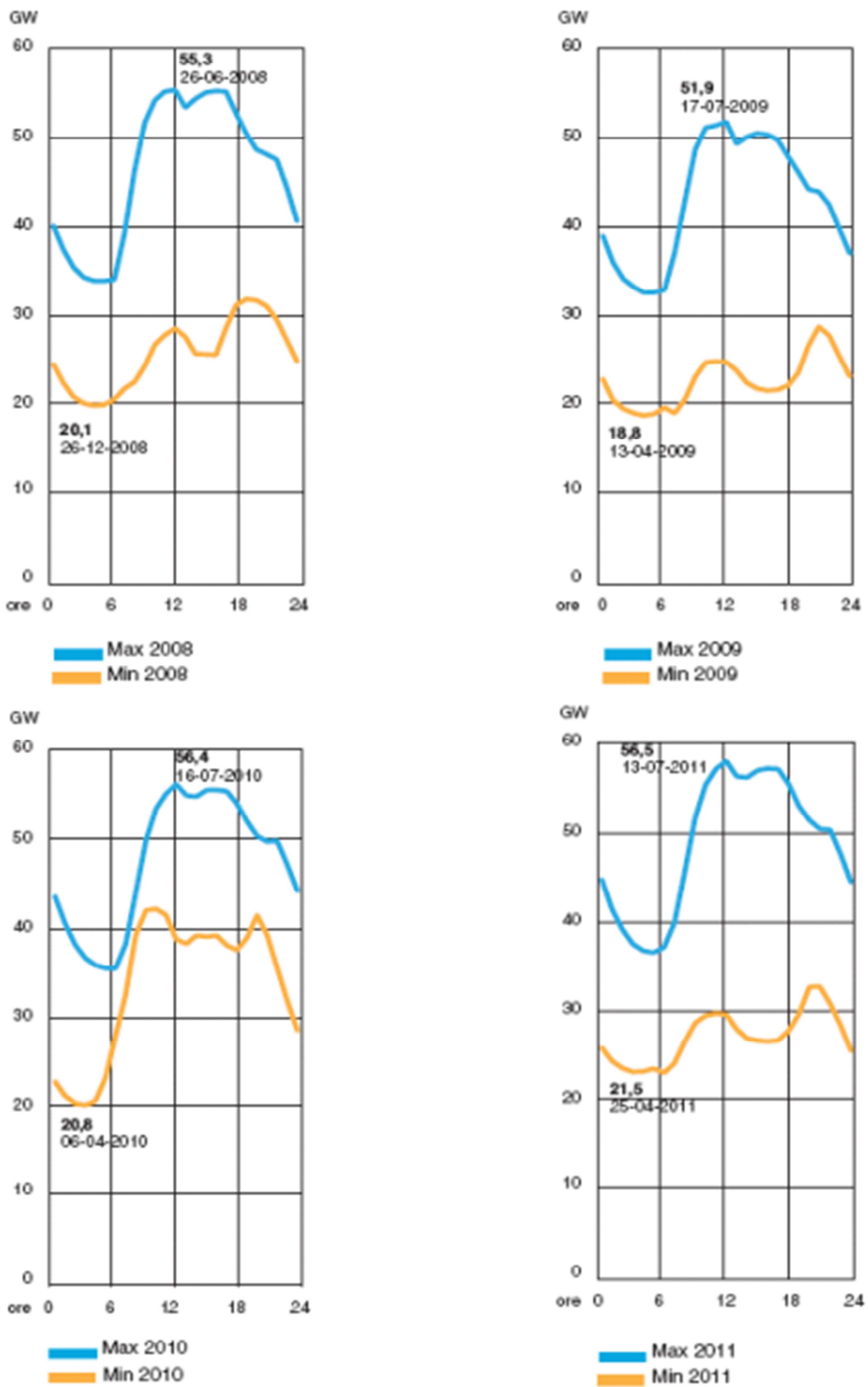


Fig. 19 - Curve di carico dei giorni di punta massima e minima ([36])

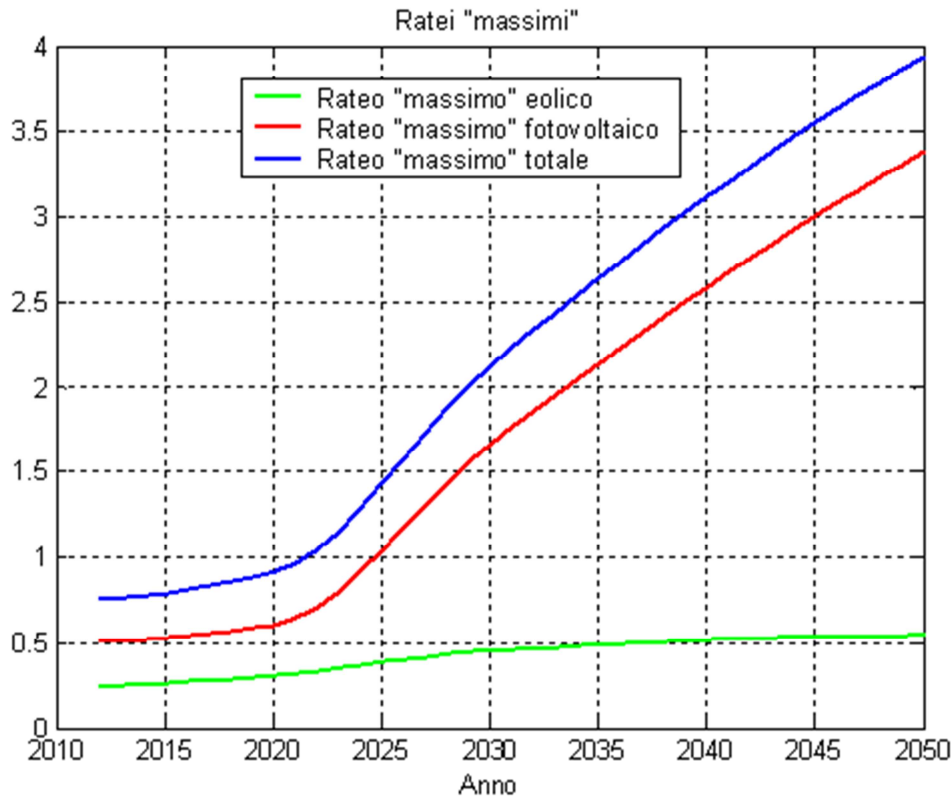


Fig. 20 - Ratei "massimi" ipotizzati relativi alle FER non programmabili

Come già argomentato, questi sistemi di accumulo possono essere introdotti a livello di rete di trasmissione/trasporto; a livello di rete di distribuzione; a livello di impianto di produzione (sia esso un grande impianto eolico o fotovoltaico o un impianto fotovoltaico domestico).

Non verrà quantificato questo aspetto negli scenari, anche se è ragionevole pensare che l'accumulo assumerà importanza già a partire dal 2020.

Un effetto collaterale dell'introduzione di accumulo è una riduzione dell'efficienza di produzione; grosso modo, se l'efficienza round-trip del sistema di accumulo è dell'ordine dell'80%, e metà della produzione FER non programmabile "transita" per sistemi di accumulo, si avrà una riduzione della produzione netta del 10%, con corrispondente necessità di 10% in più di capacità FER non programmabile al fine di soddisfare la "produzione obiettivo".

#### 6.4.2 Limiti di stabilità

Un aspetto essenziale da considerare man mano che la quota rinnovabile non programmabile aumenta la sua importanza nel sistema elettrico, è la valutazione del limite di stabilità della rete in condizioni di basso carico, in corrispondenza quindi a quote sempre più ridotte di impianti in servizio dotati di inerzia rotante e capacità di regolazione intrinseca – ovvero dotati di turboalternatori o alternatori (impianti CCGT, idroelettrici, geotermoelettrici, solari termodinamici, a biomasse), in grado di fornire inerzia rotante, riserva primaria, secondaria e terziaria - e una quota crescente di impianti che potrebbero essere dotati eventualmente di una "inerzia sintetica" e proprie capacità di regolazione solo in presenza di propri sistemi di accumulo, controllando opportunamente gli apparati di conversione statica che li collegano alla rete. Attualmente è necessario mantenere connessi a rete un certo numero di impianti "convenzionali", per fornire alla rete sufficiente "inerzia aggregata" ai fini del controllo primario di frequenza; questi

impianti però non possono operare a potenze inferiori a un certo “minimo tecnico”. Sistemi di accumulo a risposta rapida, come volàni e batterie per servizio Power Intensive sono già proposti e utilizzati per contribuire alla stabilizzazione della frequenza in situazioni di riduzione dell’inerzia intrinseca del sistema di generazione.

D’altro canto, un sistema che avesse solo Generazione Distribuita e capacità di accumulo diffusa sarebbe anche intrinsecamente al riparo da eventi destabilizzanti quali la perdita di una singola grande centrale di generazione o di una singola grande linea di trasmissione.

Nel concreto della situazione italiana, in cui la Generazione Distribuita aumenterà il suo impatto ma verosimilmente sarà solo uno degli elementi del sistema, sarà comunque necessario studiare fino a quale limite teorico si può spingere l’inserimento in rete di FER non programmabili, escludendo dal servizio gli altri impianti, che verrebbero quindi utilizzati solo come back-up; questo limite è sicuramente molto maggiore di quanto si ammetteva in passato, ma allo stesso tempo ha sicuramente un valore determinato sia dalla fisica sottostante che dalla tecnologia disponibile.

La determinazione di tali limiti richiede studi accurati di elettrotecnica e controllo di processo, con l’impiego di modelli di simulazione raffinati.

## **6.5 Impatto territoriale**

Le FER hanno un impatto territoriale non trascurabile, che diventa significativo nel momento in cui il loro apporto energetico diventa significativo.

L’impatto territoriale ha anche notevoli aspetti di tipo soggettivo e culturale, come l’impatto visivo/estetico degli impianti eolici e solari; lo stesso impianto è valutato positivamente, ad esempio in Danimarca e Germania, o negativamente, ad esempio in Italia o in Gran Bretagna.

Qui si darà solo una stima dell’ordine di grandezza del territorio interessato con riguardo alle fonti oggetto di maggiore sviluppo prevedibile, ovvero:

- Eolica
- Solare fotovoltaica
- Solare Termodinamica
- Biomasse

### **6.5.1 Impianti eolici**

Non esistono studi sistematici e approfonditi sull’impatto territoriale della fonte eolica.

Il territorio fisicamente utilizzato dagli impianti è trascurabile; nell’area di rispetto dell’impianto (fra le turbine) si può coltivare e pascolare, per cui il territorio non è sottratto a questi usi. Non così per l’impatto visivo, che è in realtà l’aspetto più discusso fra il pubblico. Stimando che una turbina abbia una “visibilità” impattante tipicamente a 5 km. di distanza, si può stimare che ogni parco eolico (Windfarm) abbia un impatto visivo potenziale su circa 80 km<sup>2</sup> di territorio. E’ peraltro evidente che questa “distanza di impatto visivo” (fattore soggettivo) gioca un ruolo molto forte nella valutazione che segue. Assumendo comunque questo valore, si può poi argomentare che una tipica Windfarm nel territorio italiano è composta da 15 turbine da 2 MW, per un totale di 30 MW. Si può quindi agevolmente stimare l’ordine di grandezza del numero di Windfarm e di territorio “visivamente impattato”; occorre infine considerare che, poiché molti parchi eolici sono in prossimità fra loro, ci sarà una notevole sovrapposizione fra le aree di impatto, dell’ordine di 2.5; inoltre una parte degli impianti saranno in futuro di tipo off-shore a grande distanza dalla costa (galleggianti) e vanno esclusi.

Ne risulta la seguente tabella di territorio “visivamente impattato” (il calcolo è ovviamente un ordine di grandezza molto grossolano che meriterebbe quindi studi più approfonditi):

	<b>2012</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
Potenza eolica totale (GW)	8	12.1	20	25
Potenza eolica on-shore (GW)	8	11.5	18	20
Area visivamente impattata (km <sup>2</sup> )	8500	12250	19200	21300

*Tab. 7 – Valutazione dell’ordine di grandezza dell’area di potenziale impatto visivo per impianti eolici*

### **6.5.2 Gli impianti solari fotovoltaici**

Gli impianti fotovoltaici hanno un impatto diretto sul territorio in termini di superficie direttamente impegnata.

Nel caso dei piccoli impianti posti direttamente sui tetti a falda, o integrati nell’architettura, o su altre superfici già utilmente orientate, in generale l’area impegnata corrisponde all’area utile; nel caso di impianti posti a terra, o su tetti di capannoni industriali, occorre considerare la presenza di una spaziatura fra i pannelli per evitare gli ombreggiamenti; in questo caso la superficie impegnata è circa il doppio della superficie utile.

Ciò vale a maggior ragione per impianti con inseguimento (con o senza concentrazione) dove il rapporto area impegnata/area captante arriva a 3.

A sua volta, la superficie utile dipende dall’efficienza di conversione globale (da solare a elettrica ai morsetti); questa, a seconda delle tecnologie, varia dal 5% per il fotovoltaico amorfo al 18% per impianti con silicio policristallino ad alta efficienza. Efficienze superiori, fino al 44.7% per la sola cella (Fraunhofer), sono state ottenute in laboratorio con celle multi-giunzione, molto costose e quindi adatte ad applicazioni di fotovoltaico a concentrazione, che ha ancora un mercato limitato avendo cumulato solo 160 MW a livello mondiale. Nel caso italiano, in cui le aree disponibili sono comunque relativamente costose, è ragionevole che le scelte si orienteranno su impianti con efficienza globale relativamente alta, diciamo del 12.5% netto totale. Peraltro questo è un valore cautelativo, che comprende anche future applicazioni su edifici realizzate con film sottili.

Ulteriore dato di partenza è il fatto che la potenza nominale di impianto si consegue con un irraggiamento di 1000 W/m<sup>2</sup>, ovvero 1 kW/m<sup>2</sup>.

Si può quindi assumere che la superficie utile (di pannelli) necessaria sia attualmente pari a 1/0.125 = 8 m<sup>2</sup>/kW, ovvero 8 km<sup>2</sup>/GW di potenza.

Per varie ragioni è opportuno realizzare gli impianti fotovoltaici su superfici già orientate, in particolare tetti a falda, ottenendo un rapporto unitario fra superficie occupata e superficie utile, anzi non impegnando affatto nuovo territorio. Già adesso però gran parte degli impianti, quelli di grandi dimensioni, sono realizzati a terra. Man mano che proseguirà lo sviluppo però le installazioni su tetti a falda verranno esaurite, e buona parte degli impianti dovranno essere progressivamente realizzati su tetti piani o a terra. In questo caso, il rapporto fra area impegnata totale e area utile è dell’ordine di 1.5-2. Globalmente negli scenari si può stimare un rapporto fra superficie impegnata e superficie utile pari a 1.5, assumendo una quota di impianti a terra e una quota di impianti su tetti piani o a terra. Ne risulta la seguente tabella:

	2012	2020	2030	2050
Potenza fotovoltaica totale (GW)	16.6	23.7	70.2	152.3
Superficie pannelli (km <sup>2</sup> )	133	189.6	561.6	1218.4
Superficie totale impegnata (km <sup>2</sup> )	200	284.4	842.4	1827.6

*Tab.8 – Valutazione dell’ordine di grandezza dell’area impegnata dagli impianti fotovoltaici*

Occorre considerare che, contrariamente agli impianti eolici, l’area impegnata del fotovoltaico è effettivamente sottratta ad altri usi, se non nel caso degli impianti su tetti o integrati nell’architettura. Al 2050 corrisponde comunque allo 0.6% del territorio nazionale.

### 6.5.3 Impianti solari termodinamici

Gli impianti solari termodinamici per produzione elettrica sono tutti realizzati con tipologia a terra, e richiedono terreni pianeggianti di notevole estensione.

L’impegno territoriale degli impianti solari termodinamici è simile a quello degli impianti fotovoltaici, rispetto all’energia generata. Rispetto invece alla Potenza, l’impegno specifico (km<sup>2</sup>/GW) può essere maggiore in quanto, essendo l’impianto generalmente dotato di accumulo termico, il campo solare viene sovradimensionato (Multiplo Solare pari a 2.5 e fino a 4), col vantaggio appunto di una maggiore produzione (maggior numero di ore equivalenti). Anche la spaziatura fra collettori – a parte i fresnel – è abbastanza elevata, da 2 a 3, per limitare gli ombreggiamenti, che hanno maggiore influenza che nel fotovoltaico piano.

Prendendo comunque a paragone l’impianto commerciale Andasol, da 50 MWe con accumulo di 7.5 ore e superficie totale di circa 2 km<sup>2</sup> su una superficie utile di 500.000 m<sup>2</sup> di specchi, risulta un rapporto di 40 km<sup>2</sup>/GW (10 km<sup>2</sup>/GW se riferita agli specchi).

La potenza installata viene calcolata dalla tabella 5 applicando un numero equivalente di ore di produzione pari a 2000 nel 2020 e 2500 a partire dal 2030.

	2012	2020	2030	2050
Potenza solare termodinamica totale (GW)	0.005	0.3	0.6	1.8
Superficie specchi (km <sup>2</sup> )	0.03	3	6	18
Superficie totale impegnata (km <sup>2</sup> )	0.08	12	24	72

*Tab.9 – Valutazione dell’ordine di grandezza dell’area impegnata per impianti solari termodinamici*

### 6.5.4 Impianti a biomasse

L’impatto territoriale calcolabile e associabile agli scenari è l’area di terreno necessaria alle coltivazioni energetiche.

Si può stimare che, similmente alla situazione attuale, sul totale energetico previsto in tab. 5, il 50% provenga da residui, scarti di lavorazione, rifiuti, e quindi non abbia un impatto territoriale di per se, anzi contribuisca a eliminare scarti che sono altrimenti un problema – a parte le criticità connesse col ciclo dei rifiuti - mentre il restante 50% debba provenire da coltivazioni energetiche; a sua volta, questa quota è attualmente per il 60% coperta tramite importazione, per cui in definitiva la quota derivante da coltivazioni energetiche “nazionali” è stimabile dell’ordine 20% del totale.

La resa per ettaro di una coltivazione energetica in Italia può essere stimata in 20-30 MWhe/ha; il valore superiore è stato ottenuto ad esempio sperimentalmente con un piano di coltivazione di triticale e mais in 3° raccolto per la produzione di biogas da convertire in energia elettrica, ma non è necessariamente la soluzione più cost-effective ([43]). Assumendo comunque prudenzialmente un valore orientativo di 20 MWhe/ha si ottiene un impegno di area agricola pari a 500 km<sup>2</sup>/TWhe. Ne risulta la seguente tabella:

	<b>2012</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
Energia elettrica totale prodotta (TWh/anno)	12.5	20	27.5	42.5
Quota da coltivazioni energetiche (TWh/anno)	2.5	4	5.5	8.5
Superficie totale coltivazioni energetiche nazionali (km <sup>2</sup> )	1250	2000	2750	4250

*Tab.10 – Valutazione dell'ordine di grandezza dell'area impegnata per coltivazioni energetiche*

Ciò rispetto a una SAU (Superficie Agricola Utile) che in Italia è valutata dell'ordine di 12.5 Milioni di ha (125000 km<sup>2</sup>).



## 6.6 Lo squilibrio territoriale nello sfruttamento delle FER elettriche

Per quanto riguarda l'energia eolica, vi è uno squilibrio fra Italia del Nord ed Italia del Sud, con la seconda che tende a ospitare una quantità di installazioni superiore alle proprie esigenze.

Questo aspetto non è necessariamente legato a fenomeni di sfruttamento "coloniale" dei territori meridionali, ma deriva da una questione di densità di risorse disponibili, evidente esaminando la mappa delle risorse eoliche, illustrate nella figura 21, esattamente come la maggior parte delle risorse idroelettriche, che ebbero un grande ruolo nello sviluppo iniziale dell'industria del Nord Italia, è per motivi orografici idrologici ubicata sulle Alpi. In altre parole, questo tipo di squilibrio ha ragioni oggettive e tenderà a protrarsi anche in futuro.

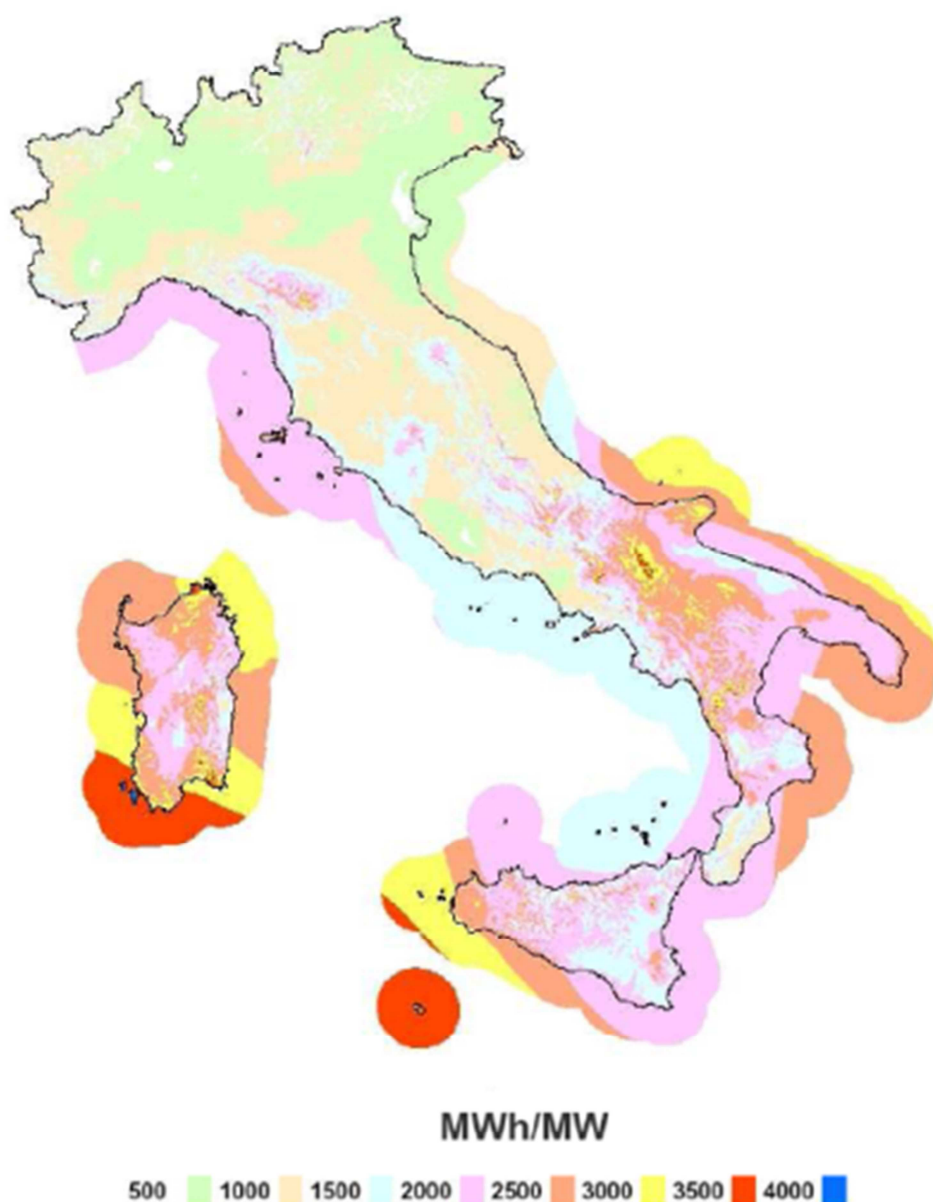


Fig. 21 - Mappa eolica della producibilità specifica a 75 m. dal suolo ([16])

La distribuzione degli impianti fotovoltaici è invece molto più ubiquitaria, anzi attualmente è più concentrata, soprattutto come numerosità, nel Nord Italia, oltre alla Puglia, pur essendovi uno squilibrio a favore del Sud anche nelle risorse solari, come evidente da fig. 22.

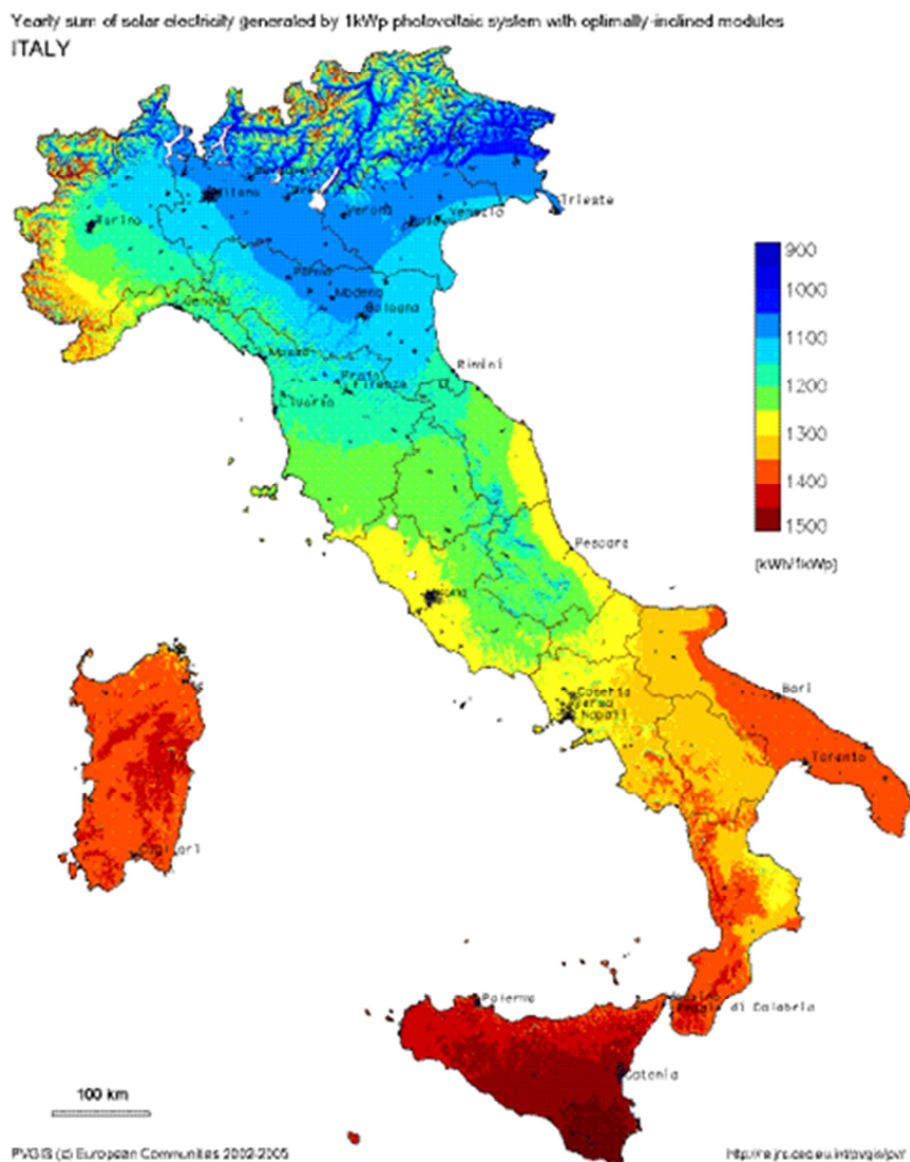


Fig. 22 - Mappa del potenziale specifico del fotovoltaico (energia annua producibile da 1 kWp di pannelli con inclinazione ottimale); varia da 900 a 1500 kWh procedendo da Nord a Sud ([45])

Questo fenomeno potrebbe essere spiegato col fatto che la grande convenienza delle tariffe incentivanti ha probabilmente finora mascherato lo squilibrio di risorse; se lo sviluppo fotovoltaico proseguirà maggiormente in termini di grid-parity, è prevedibile che anche le installazioni solari si concentrino maggiormente nel Centro-Sud.

Degno di nota comunque che, mentre nel 2006 solo l'11% dei comuni italiani aveva almeno un impianto fotovoltaico sul suo territorio, nel 2012 questo numero era salito al 97%.

## 6.7 *Alternative a lungo termine*

Dagli scenari delineati, nel medio-lungo termine la fonte fotovoltaica sembra destinata ad assumere un ruolo dominante, soprattutto in termini di capacità installata. Alternative di lungo termine all'installazione di una grande capacità fotovoltaica nell'ambito del territorio nazionale potrebbero ovviamente essere la rimodulazione delle quote rinnovabili, per esempio con un maggiore apporto da biomasse; difficilmente ottenibile da coltivazioni nazionali, quindi implicante una maggiore importazione; oppure un massiccio ricorso all'importazione di energia elettrica da FER, in particolare dai Balcani o dal Nord Africa-Medio Oriente, implementando in questo secondo caso le ipotesi prefigurate nel progetto Desertec. A tal fine sarebbero però necessari notevoli investimenti all'estero, e notevoli investimenti in linee di trasmissione HVDC trans-mediterranee, con annesse stazioni di conversione, a un livello molto più significativo di quanto avverrà comunque in base all'evoluzione naturale del mercato.

Anche l'impatto ambientale di tali linee sul territorio nazionale sarebbe significativo, soprattutto se l'obiettivo fosse, come prefigurato nella proposta Desertec originale, quello di veicolare l'energia verso il Nord Europa, in particolare in Germania, transitando per il territorio italiano.

Un'altra possibilità, sempre mantenendo il vincolo di aumento dell'impiego di energia rinnovabile, è la produzione massiccia, sempre in Nord Africa, di grandi quantità di energia solare e rinnovabile, con finanziamento europeo, con contemporaneo aumento delle importazioni di gas, da impiegare nei CCGT domestici, su una base di mercato delle quote di carbonio.

Un'analisi dei costi delle infrastrutture necessarie mostrerebbe verosimilmente che è più conveniente importare gas che energia elettrica, a parità di contenuto energetico equivalente elettrico (ovvero a valle dell'utilizzo del gas in CCGT) anche perché i gasdotti sono già disponibili e potrebbero risultare poco utilizzati rispetto a quanto programmato, stante lo spostamento da fossili a FER.

Un'altra possibilità, infine, è la produzione, sempre in Nord Africa, di grandi quantità di combustibili di sintesi di origine rinnovabile, in particolare solare, da importare nel mercato italiano per utilizzarlo a fini di produzione di energia elettrica. Questo potrebbe avvenire tramite la produzione di idrogeno, da immettere in quota nella rete di trasporto di gas naturale, o di combustibili di sintesi quali l'e-gas proposto dall'Audi, o simili, che però nel caso dell'Audi hanno la funzione di accumulo dell'energia eolica in eccesso da utilizzare nell'autotrazione [12].



*Fig. 23 - Impianto per produzione e-gas dell'Audi*

Producendo invece direttamente da energia solare questo tipo di combustibili, da veicolare e utilizzare poi nella produzione elettrica, si avrebbe il vantaggio di consentire una produzione elettrica da rinnovabili completamente spacciabile, tipica degli impianti termoelettrici CCGT.

Al riguardo è opportuno ricordare che l'Italia, tramite l'ENEA, dispone di notevoli competenze in merito e partecipa a programmi internazionali per lo sviluppo della conversione diretta dell'energia solare in idrogeno o in combustibili di sintesi [37].

L'azione ENEA è inserita nell'ambito delle attività SolarPACES [38], annex dell'IEA che si occupa di Solare Termodinamico a concentrazione e di chimica solare.

Recentemente, le attività di R&S nel campo della chimica solare, tese alla produzione di combustibili di sintesi, hanno assunto una notevole importanza nell'ambito delle attività del solare Termodinamico a concentrazione, come emerge da una recente ricognizione sulle attività di ricerca europea nel campo ([39]).

Inoltre in ambito SolarPACES è stato recentemente istituito un gruppo di lavoro espressamente incaricato di redigere una roadmap sui combustibili di sintesi da solare a concentrazione, che riunisce istituti di ricerca e aziende dei paesi candidati a ospitare le prime applicazioni commerciali (Australia e Sud Africa), sotto la guida dell'Istituto svizzero Paul Scherr, veterano in questo tipo di ricerche.

## 7 Il conflitto energia-ambiente prossimo venturo

Emerge dalle tabelle 7 – 10 che il territorio a vario titolo interessato dall'installazione degli impianti rinnovabili ragionevolmente corrispondenti agli scenari delineati, fino al 2050, è di entità non indifferente. E' facile prevedere che sorgeranno dei conflitti sull'uso del territorio, visto che in Italia esso è da una parte notevolmente antropizzato, dall'altro ricco di storia e paesaggi di valore.

Già ora infatti hanno iniziato a verificarsi dei conflitti evidenziati e portati alla pubblica attenzione da parte di alcune associazioni ambientaliste e comitati più o meno spontanei di cittadini:

- Contro le turbine eoliche, soprattutto sui crinali; guida l'azione l'associazione Amici della Terra, assieme ad Italia Nostra e a comitati locali per la difesa del paesaggio.
- Contro il fotovoltaico a terra, in particolare nelle aree agricole; guidato sempre dagli Amici della Terra, ma anche da associazioni che si occupano di agricoltura biologica e alimentazione, con forte impatto culturale e mediatico (es. Slow Food).
- Contro il solare termodinamico, sempre guidato dagli Amici della Terra
- Contro l'impiego di biomasse; su questo versante gli Amici della Terra sembrano invece sostenitori, soprattutto per quanto riguarda la combustione di legna, mentre sono contrarie tutta una serie di comitati locali che osteggiano il biogas.

Alcuni esempi sono in ([46], [47], [48], [49], [50]), tratti da internet.

Al di là dei casi specifici, che in molti casi sono effettivamente giustificati, altre volte sono frutto di posizioni preconcepite o a loro volta discutibili (per esempio gli Amici della Terra apparentemente sostengono le fonti rinnovabili, allo stesso tempo attaccano duramente le rinnovabili elettriche e apparentemente sostengono anche l'estrazione di shale gas, cosa generalmente osteggiata da gran parte delle associazioni ambientaliste) emerge che il maggiore limite all'implementazione dei programmi di decarbonizzazione della produzione elettrica verrà dai conflitti ambientali, che dovranno essere opportunamente affrontati per trovare dei compromessi accettabili e garantire che non vengano compiuti degli "scempi ambientali" che snaturerebbero la natura stessa dello sforzo in atto e porterebbero a un contenzioso, anche legale, potenzialmente elevato.

Mi piace ricordare che già nel 1987 avevo personalmente stimato che, nel caso dell'energia eolica, il maggiore aspetto di limitazione della penetrazione sarebbe stato l'impatto ambientale, in particolare visivo/estetico, e non gli aspetti tecnici, superabili, o gli aspetti economici – mitigabili con l'evoluzione tecnologica.

A quell'epoca i programmi ufficiali stimavano possibile conseguire un massimo di 600 MW di potenza eolica installata "al 2000" mentre gli scenari da me analizzati in maniera necessariamente semplicistica si spingevano a potenze di 3000/5000 MW, oltre ai quali avrebbero appunto iniziato a potersi presentare conflitti legati all'impatto visivo.

Seguono quindi delle brevi note che non entrano nel merito del problema in dettaglio, ma accennano ad alcuni aspetti tecnici connessi.

### 7.1 *Impatto dell'Energia Eolica*

Le turbine eoliche attuali per impiego a terra (on-shore) hanno una potenza di 1.5-2 MWe ciascuna e torri alte da 60 a 80 m. La grande dimensione è frutto di ottimizzazione tecnico-economica. Esemplari più grandi sono generalmente utilizzati in applicazioni off-shore. Nel caso italiano, proprio per motivi di impatto visivo, è probabile che le turbine installate a terra non supereranno queste dimensioni già ragguardevoli, mentre quelle off-shore dovranno essere installate a notevole distanza dalla costa, con applicazioni galleggianti; tali applicazioni sono attualmente in fase di sviluppo, con alcuni prototipi già realizzati. Esistono progetti galleggianti sia ad asse orizzontale

([40]) che verticale ([41]); il progetto più ambizioso è in Giappone, sulle coste di Fukushima, e prevede un impianto con turbine galleggianti da 7 MW, per un totale di 1000 MW; un primo prototipo da 2 MW, 80 m. di diametro, è già stato installato ([42]).

Per inciso, la turbina più grande attualmente esistente, appunto per applicazioni off-shore, è la Vestas V164-8.0, con rotore da 164 m. di diametro, e Potenza nominale di 8 MWe.



*Fig. 24 - Prototipo di turbina galleggiante giapponese esce dal porto; non è particolarmente accattivante, ma sarà posizionata a grande distanza dalla costa.*

Tornando all'impatto sul territorio italiano, l'impatto fisico, in termini di piazzole e strade di accesso agli impianti, è in generale trascurabile, soprattutto se l'impianto è ben progettato.

Ben più significativo l'impatto visivo; le turbine non possono infatti essere nascoste, ma vanno anzi ben esposte al vento, e quindi alla vista, per funzionare.

Nel territorio italiano l'impiego più tipico è sui crinali e le creste collinari e montuose appenniniche, per cui la visibilità risulta enfatizzata rispetto a, per esempio, il piatto e uniforme territorio danese (e tedesco) dove le turbine sono considerate dei "Landmark" (segni sul territorio) positivi, in altre parole oltremodo "belle" a vedersi. In Nord Europa non pare siano ancora stati definiti "limiti estetici" nella dimensione delle turbine eoliche. In Italia si tenderebbe a volerle "molto piccole" in modo da non apparire evidenti nel paesaggio, cosa che si scontra con la realtà tecnica. Ciò segnala quanto la valutazione dell'impatto visivo sia un aspetto fortemente soggettivo e culturale.

## **7.2 Impatto del fotovoltaico**

La recente esplosione di installazioni (9 GW solo nel 2011) ha prodotto una crescita improvvisa che ha sicuramente creato problemi in molte aree agricole. Recentemente è stato imposto un vincolo per l'installazione in terreni agricoli, che impone di non utilizzare più del 10% del terreno a fotovoltaico. Va ben studiato l'impatto architettonico sul paesaggio agreste di impianti fotovoltaici; in molti casi è possibile studiare soluzioni di mascheramento con specie vegetali o arboree; non certo nel caso di impianti realizzati su superfici inclinate (es.: il fianco di una collina), dove l'impatto va valutato caso per caso. La ricerca potrà anche trovare soluzioni più gradevoli in certe situazioni, per esempio nella colorazione.



In conclusione, l'installazione preferenziale degli impianti fotovoltaici sarà sicuramente su tetti e facciate, sia civili che industriali.

A questo proposito, una ricerca del gruppo IEA-PVPS, Task 7, citata da [45] stima in 1049 km<sup>2</sup> la superficie totale dei tetti e delle facciate delle abitazioni civili italiane potenzialmente disponibili a ospitare pannelli fotovoltaici; si tratta di un'area paragonabile al valore di 1218.4 km<sup>2</sup> calcolato in tab. 8; al potenziale su tetti e facciate civili cui va inoltre aggiunta l'area dei tetti industriali.

Ciò è incoraggiante. D'altra parte non è credibile immaginare di utilizzare gran parte dei tetti esistenti per la copertura fotovoltaica, per una serie di motivi, bensì ciò potrà essere ragionevolmente conseguito su una frazione di questi; una parte di impianti dovrà quindi prevedibilmente essere realizzata a terra.

A prescindere dall'impatto visivo, relativamente al conflitto con gli usi agricoli del territorio, è evidente che il problema si continuerà a porre; d'altro canto molti terreni rimarranno comunque probabilmente abbandonati e non è cercando di "obbligare" a coltivarli che si può risolvere una situazione di scarsa redditività, che spinge all'abbandono dei terreni.

La coesistenza fra paesaggio agricolo e fotovoltaico andrà quindi affrontata in modo costruttivo.

### **7.3 Impatto delle biomasse**

L'impatto ambientale degli impianti a biomasse è costituito in primo luogo dai prodotti di combustione, anche se il ciclo del carbonio è in generale neutro.

In secondo luogo da eventuali odori molesti, trattando spesso questi impianti sostanze organiche putrescibili.

Sono questi due aspetti quelli attualmente forieri di maggiori conflitti con la popolazione o segmenti di essa, soprattutto in zone, come la Pianura Padana, già intensamente sfruttate da coltivazioni intensive e industrializzate.

Nella prospettiva di una forte penetrazione di colture energetiche, si porrà il problema dall'impatto territoriale di tali coltivazioni in rapporto alle coltivazioni per uso alimentare.

A tale riguardo si può notare come l'area calcolata per il 2050, poco più di 4000 km<sup>2</sup> sia circa un terzo dell'area attualmente interessata dalle coltivazioni biologiche, valutata in 12000 km<sup>2</sup> ([44]). Peraltro va aggiunta la quota di territorio che potenzialmente potrebbe essere interessata da coltivazioni per biocarburanti.

Ciò non implica necessariamente un conflitto, ma segnala che il conflitto può insorgere, soprattutto volendo ridurre la quota di importazione, che pone comunque problemi di impatto ambientale locale – legato al suo trasporto – e soprattutto globale – legato al tipo di coltivazioni che vengono introdotti.

Questo potenziale conflitto rispetto al settore agroalimentare è particolarmente paventato proprio dai settori più attenti all'equilibrio ecologico, in particolare dai settori legati culturalmente all'agricoltura biologica e alle produzioni di alta qualità.

Rischia così di prodursi una contrapposizione fra "sostenitori delle coltivazioni energetiche" e "sostenitori delle coltivazioni agroalimentari".

Dal punto di vista della sostenibilità ambientale nessuna delle due posizioni è esente da critiche, per esempio perché anche il settore alimentare, in particolare tradizionale, consuma energia sotto forma di combustibili e fertilizzanti, e produce quindi la sua quota di CO<sub>2</sub> da compensare in qualche modo.

Anche in questo settore non è evidentemente possibile obbligare a coltivare cibo ove non sussistano le condizioni di redditività; le coltivazioni energetiche potrebbero quindi costituire un'alternativa in questi casi. A maggior ragione questo tipo di coltivazioni potrebbe proprio coesistere in aree interessate da impianti eolici e fotovoltaici.

Un'occasione di sviluppo sinergico potrebbe venire dalla ri-utilizzazione, ri-destinazione e ripristino delle aree marginali e sottoutilizzate, da recuperare ambientalmente o – all'opposto - ormai troppo compromesse per un'agricoltura di qualità.

Un'attenta ricognizione di tali aree e delle loro caratteristiche può essere un primo passo in tal senso.

Il Progetto M2RES (From Marginal to Renewable Energy Source Sites) ([51]) cofinanziato dall'Unione Europea attraverso il programma South East Europe va proprio in questa direzione, avendo proprio l'obiettivo di valorizzare i terreni marginali – ex-zone industriali, cave abbandonate, ex-aree militari, discariche di rifiuti in essere e dismesse, zone di rispetto – attraverso investimenti mirati alla produzione di energie rinnovabili. Il progetto ha avuto una prima applicazione in Italia in Emilia-Romagna.



## 8 Conclusioni

Le fonti rinnovabili, in particolare quelle elettriche, hanno avuto uno sviluppo che ha superato le più rosee aspettative e previsioni formulate nel secolo scorso. Sono ormai un campo di azione della finanza e delle grandi aziende high-tech internazionali e si avviano a un ruolo di attore principale nel contesto energetico internazionale, in particolare in Europa.

L'Europa infatti è stato il principale attore politico di stimolo di questo sviluppo, al fine dichiarato di contrastare il cambiamento climatico.

Da questo punto di vista, l'Europa ha lanciato una serie di obiettivi in cui le fonti rinnovabili assumono un ruolo di rilievo:

- L'obiettivo 20-20-20, vincolante, che prevede il 20% di contributo rinnovabile rispetto ai consumi globali al 2020
- L'obiettivo al 2030, vincolante, che alza il target come minimo al 27%, ma probabilmente al 30%, al 2030
- L'obiettivo al 2050, enunciato nell'Energy Roadmap 2050, che alza il target al 75% dei consumi globali e fino al 97% dei consumi elettrici.

Gli obiettivi italiani si sono inizialmente adeguati a quelli europei; recentemente, anche grazie al superamento precoce degli obiettivi in virtù dello sviluppo tumultuoso delle installazioni fotovoltaiche – seguite ora da un crollo dei costi di tale tecnologia - gli obiettivi italiani tendono ad essere ancora più ambiziosi; il particolare la Strategia Energetica Nazionale (SEN) del 2013 prevede un 35-38% di produzione rinnovabile nel settore elettrico, al 2020, rispetto al 23% del 2010.

In contemporanea con la marcata diminuzione di consumi elettrici, dovuta sia alla congiuntura economica che alle azioni di miglioramento dell'efficienza, l'inatteso incremento della produzione rinnovabile, in particolare da fonti non programmabili come eolico e fotovoltaico, ha generato una situazione di stress sul sistema elettrico:

- Forte diminuzione delle ore equivalenti di produzione dei gruppi a ciclo combinato a gas (CCGT) che si trovano a passare da un servizio di base o mid-merit a un servizio sempre più caratterizzato da frequenti arresti e marce a regime ridotto e fortemente variabile
- Problemi di sovrapproduzione in alcune aree e in alcuni frangenti, con aumento dei fenomeni di inversione dei flussi di energia in alcune direttrici della rete di distribuzione in MT e BT

Questa situazione richiede azioni di adeguamento della rete elettrica, con rafforzamenti e misure per aumentare la flessibilità e la controllabilità dei flussi; in particolare si impone l'adozione del paradigma smart-grid sulla rete di distribuzione; poiché l'Italia è già tecnologicamente ben posizionata su tali tecnologie, lo sviluppo in questo settore può aprire prospettive notevoli di mercato per i produttori di apparecchiature.

E' necessario anche iniziare ad esplorare l'applicazione di altre forme di accumulo elettrico, oltre ai tradizionali impianti di pompaggio idraulico.

Su questi fronti sia Terna che ENEL sono già impegnati, ma il raggiungimento degli obiettivi, soprattutto di medio-lungo termine, richiederà un'intensificazione degli sforzi di R&S in questi settori.

Il programma europeo Horizon2020 è un buon banco di prova, prevedendo nell'ambito del settore "energia sicura, pulita ed efficiente" tre sottotemi dedicati alle problematiche della modernizzazione della rete elettrica, tre dedicati alle problematiche dell'accumulo elettrico e uno dedicato al

miglioramento della flessibilità dei gruppi di generazione fossile, in vista della massimizzazione del contributo rinnovabile da fonti non programmabili.

Rispetto agli scenari futuri, esaminare in dettaglio l'articolazione - in termini di quota reciproca delle fonti - e le conseguenze tecnico-economiche del futuro sistema di generazione elettrica sulla base degli obiettivi prefissati è al di fuori delle possibilità e dello scopo dell'analisi intrapresa; è stato però assunto uno scenario tipo - uno fra i tanti possibili - allo scopo di valutare alcuni ordini di grandezza.

Lo scenario è riassunto nella seguente tabella:

	<b>2012</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
Consumi (TWh/anno)	328	367	415	420
<b>Quota rinnovabile (%)</b>	<b>28.4</b>	<b>35.4</b>	<b>52</b>	<b>85</b>
Energia da FER programmabili (TWh)	60.7	79.1	91.5	117
Energia da FER non programmabili (TWh)	32.3	50.9	124.5	240
Rapporto Produzione non programmabile /Consumo (%)	9.85	13.86	30.0	57.14
Potenza eolica (GW)	8	12.1	20	25
Potenza fotovoltaica (GW)	16.6	23.7	70.2	152.3
<b>Rateo "massimo" FER non programmabili <sup>a</sup></b>	<b>0.77</b>	<b>0.92</b>	<b>2.12</b>	<b>3.93</b>
Impegno visivo eolico (km <sup>2</sup> ) <sup>b</sup>	8500	12250	19200	21300
Impegno territoriale fotovoltaico (km <sup>2</sup> )	200	284.4	842.4	1827.6
Impegno territoriale coltivazioni energetiche (km <sup>2</sup> )	1250	2000	2750	4250

a definito come rapporto fra "Capacità FER non programmabili" e "Consumo a mezzogiorno nel giorno di minimo carico"

b stima approssimativa

*Tab. 11 – Sommario dello scenario analizzato*

Dall'analisi del "rateo" fra capacità installata e consumo emerge che, a partire dal 2020 assumerà importanza l'incremento dell'accumulo elettrico, che diverrà essenziale a partire dal 2030 per evitare situazioni generalizzate di sovraccapacità.

Le nuove FER che verranno introdotte a partire già dal breve/medio termine ma soprattutto nel lungo termine dovranno possedere sempre maggiori caratteristiche di dispacciabilità, tramite propri sistemi di accumulo; in questo modo diverranno "più programmabili".

Per mantenere gli obiettivi europei, in alternativa a un forte sviluppo di installazioni rinnovabili in ambito nazionale sarà necessario ricorrere in modo significativo all'importazione di energia elettrica da fonte rinnovabile, sia sotto forma elettrica veicolata nel sistema di trasmissione/trasporto nazionale, che di combustibili di sintesi; in entrambe i casi il ruolo del Nord-Africa e dell'Europa balcanica potrebbe essere significativo.

Per finire, non sembrano sussistere limiti di tipo tecnico-economico - atteso il mettere in atto tutto l'insieme di ammodernamenti di sistema proposti - quanto piuttosto crescenti occasioni di conflitti sul piano ambientale, in particolare sull'uso del territorio agricolo e sul rapporto con il paesaggio. Un'attenta ricognizione delle aree marginali e sottoutilizzate, magari da recuperare ambientalmente o - all'opposto - ormai troppo compromesse per un'agricoltura di qualità, potrebbe essere un'occasione di sviluppo sinergico.

## **Appendice 1 – Livelli di Maturità Tecnologica (TRL) di Horizon2020**

**TRL1** Ne sono stati osservati i principi di base

**TRL2** E' stato formulato il concetto tecnologico

**TRL3** Prova sperimentale del concetto

**TRL4** Tecnologia valicata in laboratorio

**TRL5** Tecnologia validata nell'ambito rilevante per l'applicazione (ambiente industriale nel caso di Key enabling technologies – Tecnologie chiave abilitanti)

**TRL6** Tecnologia dimostrata nell'ambito rilevante per l'applicazione (ambiente industriale nel caso di Key enabling technologies – Tecnologie chiave abilitanti)

**TRL7** Dimostrazione prototipica nell'ambiente operativo specifico

**TRL8** Sistema completo e qualificato

**TRL9** Sistema provato nell'ambiente operativo specifico (produzione a costi competitivi nel caso di Tecnologie chiave abilitanti; o nello spazio)

### **Ringraziamenti**

Ringrazio il collega Vito Pignatelli per l'utile colloquio sul tema della generazione elettrica da biomasse.

## Riferimenti

- [1] Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile, Ministero dello Sviluppo Economico, marzo 2013  
[http://www.mise.gov.it/images/stories/normativa/20130314\\_Strategia\\_Energetica\\_Nazionale.pdf](http://www.mise.gov.it/images/stories/normativa/20130314_Strategia_Energetica_Nazionale.pdf)
- [2] The climate and energy package - <http://ec.europa.eu/clima/policies/package/>
- [3] Renewable energy Directive: Directive of the European Parliament and of the Council, amending Directive 98/70/EC relating to the quality of petrol and diesel fuels and amending Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources, COM(2012) 595 final, 2012/0288 (COD), Brussels, 17.10.2012  
[http://ec.europa.eu/energy/renewables/biofuels/doc/biofuels/com\\_2012\\_0595\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/renewables/biofuels/doc/biofuels/com_2012_0595_en.pdf)
- [4] Clima ed energia: obiettivi UE per un'economia competitiva, sicura e a basse emissioni di carbonio entro il 2030, Comunicato Stampa della Commissione Europea, 22 gennaio 2014. [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-14-54\\_it.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-54_it.htm)
- [5] Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030, Brussels, 22.1.2014 – COM(2014) 15 final  
[http://ec.europa.eu/energy/doc/2030/com\\_2014\\_15\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/doc/2030/com_2014_15_en.pdf)
- [6] Commission against EU leadership: Less growth, fewer jobs, more import spending – Press Release, EREC (European Renewable Energy Council), 22<sup>th</sup> January 2014.
- [7] Understanding the 2030 Climate and Energy Framework – Analysis of Impact Assessment, Final Draft 21/01/014 - EREC (European Renewable Energy Council)
- [8] Europarlament agrees to back a stronger 30% renewable energy by 2030 target, The Climate Group, 5 February 2014  
<http://www.theclimategroup.org/what-we-do/news-and-blogs/eu-parliament-agrees-to-back-a-stronger-30-renewable-energy-by-2030-target/>
- [9] Horizon 2020 – Work Programme 2014-2015, part 10. Secure, clean and efficient energy, European Commission Decision C (2013)8631 of 10 December 2013  
[http://ec.europa.eu/research/participants/portal/doc/call/h2020/common/1587801-10\\_energy\\_wp\\_2014-2015\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/research/participants/portal/doc/call/h2020/common/1587801-10_energy_wp_2014-2015_en.pdf)
- [10] Horizon 2020 – Work Programme 2014-2015, part 18. General Annexes, European Commission Decision C (2013)8631 of 10 December 2013  
[http://ec.europa.eu/research/participants/portal/doc/call/h2020/common/1587809-18\\_general\\_annexes\\_wp2014-2015\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/research/participants/portal/doc/call/h2020/common/1587809-18_general_annexes_wp2014-2015_en.pdf)
- [11] Audi e-gas: il carburante pulito prodotto con energia eolica  
<http://www.greenstyle.it/audi-e-gas-il-carburante-pulito-prodotto-con-energia-eolica-14461.html>
- [12] [http://www.volkswagenag.com/content/vwcorp/info\\_center/en/themes/2012/12/audi\\_e\\_gas\\_plant.html](http://www.volkswagenag.com/content/vwcorp/info_center/en/themes/2012/12/audi_e_gas_plant.html)
- [13] Tabella di Marcia per l'energia 2050 – Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al comitato delle regioni COM(2011) 885, 15/12/2011  
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0885:FIN:IT:PDF>
- [14] M. Z. Jacobson, M. A. Delucchi, Providing all global energy with wind, water, and solar Power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials, Energy Policy 39 (2011) 1154-1169; Part II: Reliability, system and transmission costs, and policies, Energy Policy 39 (2011) 1170-1190
- [15] W. Chandler, C. Shiping, H. Gwin, W. Yanjia - China's Future Generation – Assessing the Maximum Potential for Renewable Power Sources in China to 2050 – ENTRI/WWF – 2014  
[http://awsassets.panda.org/downloads/chinas\\_future\\_generation\\_report\\_final\\_1.pdf](http://awsassets.panda.org/downloads/chinas_future_generation_report_final_1.pdf)
- [16] Terna – Piano di Sviluppo 2013  
<http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=gw0JzJRpz4I%3d&tabid=6345>

- [17] Renewables 2013 Global Status Report, REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century  
[http://www.ren21.net/portals/0/documents/resources/gsr/2013/gsr2013\\_lowres.pdf](http://www.ren21.net/portals/0/documents/resources/gsr/2013/gsr2013_lowres.pdf)
- [18] Renewable Energy in Spain: The Good and the Downright Ugly - Forbes  
<http://www.forbes.com/sites/peterdetwiler/2013/05/08/renewable-energy-in-spain-the-good-and-the-downright-ugly/>
- [19] Obstacles to Danish Wind Power - New York Times, Jan 22, 2012  
[http://www.nytimes.com/2012/01/23/business/global/obstacles-to-danish-wind-power.html?\\_r=3&](http://www.nytimes.com/2012/01/23/business/global/obstacles-to-danish-wind-power.html?_r=3&)
- [20] [http://en.wikipedia.org/wiki/Wind\\_power\\_in\\_Denmark](http://en.wikipedia.org/wiki/Wind_power_in_Denmark)
- [21] Denmark: 1,000 Megawatts of offshore Wind, and no signs of slowing down  
<http://www.forbes.com/sites/peterdetwiler/2013/03/26/denmark-1000-megawatts-of-offshore-wind-and-no-signs-of-slowing-down/>
- [22] M. Falchetta et al. – Il Programma ENEA sull’energia solare a concentrazione ad alta temperatura, ENEA SOL/RS/2005/22  
<http://www.solaritaly.enea.it/Documentazione/csp.pdf>
- [23] D. Consoli, T. Crescenzi, M. Falchetta, G. Liberati, S. Malloggi, D. Mazzei, “Commissioning of the Archimede 5 MW molten salt parabolic trough solar plant”, in Proc. of SolarPACES2010 Conference, September 20-24th 2010, Perpignan.
- [24] M. Di Carlo, L. Michi, A. Camponeschi - Gli impianti CCGT nel nuovo contesto di mercato e del sistema elettrico – L’Energia Elettrica 35, novembre-dicembre 2013
- [25] G. Knies – Regional Co-operation and Transmission Interconnection Across the Mediterranean – Intervento a Green Power Mediterranean, 15-16 novembre 2005, Roma
- [26] E.M. Callavik, P. Lundberg, M.P. Bahrman, R.P. Rosenqvist, HVDC technologies for the future onshore and offshore grid - Cigrè Symposium “Grid of the future”, October 2012, Kana City, USA  
[http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/0734892d7ef80ddfc1257ab600463388/\\$file/Grid%20of%20the%20future\\_HVDC.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/0734892d7ef80ddfc1257ab600463388/$file/Grid%20of%20the%20future_HVDC.pdf)
- [27] M. Delfanti, V. Olivieri – Sviluppo delle smart grid: opportunità per le aziende italiane del settore - Politecnico di Milano, Dipartimento di Energia, dicembre 2013.
- [28] C. Vergine - Lo sviluppo delle rinnovabili sulla Rete di Trasmissione Nazionale presentazione di TERNA Rete Italia, Trento, 21 dicembre 2012.
- [29] R. Rova – Centrali Elettriche, ed. CLEUP Padova, 1978
- [30] D. Laing, Thermal Energy Storage for Concentrated Solar Power: State of the art and current developments – ISES Annual Meeting, Tel Aviv University, Oct 5, 2011  
<http://www.ises.org.il/assets/files/Conference%202011/Laing%20ISES2011.pdf>
- [31] Grid Energy Storage – DOE – December 2013.
- [32] 1<sup>st</sup> Mediterranean Energy&Efficiency Tour “I progetti di Terna sulle applicazioni di accumulo elettrochimico”
- [33] Terna – Piano di sviluppo 2012 – Valutazioni Tecnico-economiche
- [34] C. Noce “ENEL plans for storage introduction in Italian distribution network”.  
<http://www.alternativasostenibile.it/archivio/2012/11/14/files/Christian%20Noce%20-%20ENEL.pdf>
- [35] Dati storici – Terna
- [36] Dati provvisori di esercizio del Sistema Elettrico Nazionale – 2011 – Terna
- [37] Le Tecnologie delle Fonti Rinnovabili di energia, Gruppo Ventiquattrore-EON- ENEA, cap. 8.6 – Chimica Solare
- [38] [www.solarpaces.org](http://www.solarpaces.org)
- [39] M. Falchetta, A. Fidanza, L. G. Giuffrida – La ricerca europea nel settore Solare Termodinamico – ENEA UTRINN/2013/19, 2013
- [40] P. Sclavounus, Floating Offshore Wind Turbines – Marine Technology Society Journal, Vol. 42, no. 2, Summer 2008.

- [41] Progetto INFLOW – [www.inflow-fp7.eu](http://www.inflow-fp7.eu)
- [42] Fukushima floating offshore wind turbine starts generating power – Bloomberg 2013  
<http://www.bloomberg.com/news/2013-11-11/fukushima-floating-offshore-wind-turbine-starts-generating-power.html>
- [43] G. D’Imporzano, A. Schievano, F. Tambone, F. Adani, T. Maggiore, M. Negri – Valutazione tecnico-economica delle colture energetiche – L’Informatore Agrario n. 32/2010. <http://www.vitaincampaagna.it/ita/riviste/infoagri/10Ia32/32017ene.pdf>
- [44] A. Cianciullo - Italia leader del bio in Europa: un miliardo di export, tre di giro d'affari  
[http://www.repubblica.it/ambiente/2014/02/11/news/italia\\_leader\\_del\\_bio\\_in\\_europa\\_un\\_miliardo\\_di\\_export\\_tre\\_di\\_giro\\_d\\_affari-78311811/?ref=HREC1-23](http://www.repubblica.it/ambiente/2014/02/11/news/italia_leader_del_bio_in_europa_un_miliardo_di_export_tre_di_giro_d_affari-78311811/?ref=HREC1-23)
- [45] Potenziale del fotovoltaico – Energoclub  
<http://www.energoclub.org/page/potenziale-del-fotovoltaico>
- [46] A. Cuppini – Senza pale <http://astrolabio.amicidellaterra.it/node/514>
- [47] Comitato Nazionale contro Fotovoltaico Eolico Aree Verdi  
<http://comitatonazionalecontrofotovoltaicoeolicoareeverdi.wordpress.com/>
- [48] Stop agli incentivi per le serre fotovoltaiche  
<http://www.slowfood.it/sloweb/860ed788619970310190b7df310f82f9/stop-agli-incentivi-per-le-serre-fotovoltaiche>
- [49] Ma non dovevamo tutelare la superficie agricola ?  
<http://astrolabio.amicidellaterra.it/node/502>
- [50] Le biomasse vacillano nel cuore arrogante del loro impero  
<http://sgonfiailbiogas.blogspot.it/2013/10/duro-colpo-al-biogas-sequestrata.html#!/2013/10/duro-colpo-al-biogas-sequestrata.html>
- [51] <http://www.m2res.eu/pages/base.asp?grp=content&pge=13&curlang=1>