

Piano di Sviluppo **2016**

Il presente Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale edizione 2016 (di seguito PdS 2016) è stato predisposto ai sensi del D.M. del 20 aprile 2005, riguardante la *Concessione rilasciata a Terna per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale* (modificata ed aggiornata con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 15 dicembre 2010), e del D.lgs. n. 93/2011, in cui si prevede che entro il 31 gennaio di ogni anno il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) sottoponga per approvazione al Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) il documento di Piano contenente le linee di sviluppo della RTN.

Il PdS 2016 si inquadra pienamente nel presente contesto di evoluzione del settore, in linea con le politiche energetiche e le strategie di sviluppo definite in ambito europeo e nazionale, con particolare riferimento alla Strategia Energetica Nazionale (SEN).

Il presente documento di Piano si compone di:

- Piano di Sviluppo 2016 – documento centrale in cui sono descritti gli obiettivi e criteri in cui si articola il processo di pianificazione della rete nel contesto nazionale e pan-europeo, gli scenari previsionali alla base delle esigenze di sviluppo, le priorità di intervento e i risultati attesi derivanti dall'attuazione del Piano.
- Quadro di riferimento normativo, documento nel quale vengono riportati i principali riferimenti normativi 2015 per la pianificazione nel sistema elettrico di trasmissione nazionale.

Negli ultimi anni il settore elettrico italiano è stato caratterizzato soprattutto dal rapido e ingente sviluppo della produzione elettrica da fonte rinnovabile, supportato dai dispositivi di incentivazione previsti per il raggiungimento degli obiettivi 20/20/20 del pacchetto clima-energia di cui alla direttiva 2009/28/CE. Nel corso del 2016 è proseguita la crescita della capacità installata di impianti eolici e fotovoltaici che ha raggiunto a fine anno il valore complessivo di circa 28 GW.

Tale fenomeno, tuttavia, ha reso necessario porre l'attenzione su importanti problematiche di gestione in sicurezza della rete e del sistema elettrico nel suo complesso, che hanno comportato una sostanziale revisione dei paradigmi su cui tradizionalmente si erano basati l'esercizio della rete e lo sviluppo del sistema. In presenza infatti di grandi quantitativi di potenza prodotta sul sistema da impianti tipicamente non programmabili e in parte aleatori, in particolare nei momenti in cui il fabbisogno in potenza è piuttosto basso, risulta fondamentale poter disporre a pieno ed in modo efficace di tutte le risorse di regolazione esistenti, tra le quali gli scambi con l'estero, gli impianti di accumulo e strumenti di controllo della stessa generazione da fonti rinnovabili rivestono un ruolo fondamentale per garantire l'equilibrio istantaneo di immissioni e prelievi.

Si evidenziano inoltre fenomeni associati a rischi di congestioni e sovraccarichi su sezioni critiche della rete di trasmissione a livello zonale e locale, la cui entità e diffusione dipenderà anche dall'ulteriore sviluppo atteso nel breve-medio periodo della generazione rinnovabile, in particolare sui sistemi interconnessi ai livelli di tensione inferiori.

Si rende pertanto necessario proseguire le azioni già intraprese negli ultimi anni, sia nella direzione di regolamentare le prestazioni minime e i servizi che la generazione diffusa da fonte rinnovabile deve poter garantire al sistema al fine di preservarne la sicurezza, sia in quella, a cui principalmente vuole rispondere il presente Piano, di dotare già nel breve-medio periodo la rete e il sistema delle infrastrutture e risorse indispensabili per un funzionamento innanzitutto sicuro ma anche efficiente.

In tale contesto si inserisce anche l'accordo raggiunto lo scorso 12 Dicembre 2015, in conclusione della *Conference of Parties 21*, svoltasi a Parigi nel corso della quale è stato sottoscritto da 196 Parti (195 Stati più l'Unione Europea) un accordo comune con carattere legalmente vincolante sulla lotta al cambiamento climatico, che impegna a contenere l'incremento della temperatura globale al di sotto di 2°C rispetto all'era pre-industriale. L'accordo sancisce l'obbligo della presentazione unilaterale di obiettivi nazionali ed un percorso di aggiornamento ogni cinque anni a partire dal 2020; è il risultato di un percorso, avviato nel

2011 nel corso della Conferenza di Dubai, che ha visto tra le tappe principali l'accordo sul clima sottoscritto tra Stati Uniti e Cina a Novembre 2014.

Il settore elettrico nazionale ha registrato nel corso del 2015 un incremento del fabbisogno stimato pari a circa 1,5% rispetto al precedente anno 2014, con un valore pari a 315 TWh, principalmente nelle regioni del centro e sud Italia. Tale fenomeno - cartina di tornasole del sistema economico - rappresenta un primo segnale sulla ripresa economica italiana. Il 2015 si ricorda anche come, in occasione delle temperature estive registrate sopra la media, l'anno in cui si è avuto un picco di consumi di 59.400 MW registrato il 21 luglio 2015, con un incremento del 15% rispetto al picco estivo dell'anno 2014.

Per far fronte a un simile scenario risulta indispensabile rispondere prontamente, concentrando gli sforzi sullo sviluppo delle infrastrutture prioritarie necessarie a supportare efficacemente la crescita e valorizzare a pieno le risorse di cui il Paese dispone.

L'anno appena trascorso segna un passaggio fondamentale nel processo di unificazione della rete: con l'accordo di acquisizione sottoscritto il 10 Dicembre 2015 e perfezionato il 23 Dicembre da parte di Terna dell'intero capitale sociale di SELF, Società Elettrica Ferroviaria Srl (oggi Rete Srl), 8.379 km di elettrodotti AT/AAT e 350 stazioni si sono aggiunti al perimetro di linee elettriche gestite da Terna, che consolida così il primato europeo con oltre 72.000 km di rete gestiti.

Con l'integrazione della rete elettrica ferroviaria, si aprono nuove opportunità, in una prima parte già incluse in questa edizione di Piano, tra le quali quella di incrementare lo sviluppo del sistema elettrico nazionale di trasmissione e conseguire benefici di carattere ambientale.

In ambito europeo, con riferimento a quanto previsto dal "Terzo Pacchetto Energia", e in particolare dal Regolamento (CE) n. 714/09, è proseguito il processo di integrazione dei mercati in linea con i c.d. *target model* definiti per i differenti mercati (*Forward, Day Ahead, Intraday, Balancing*) a livello europeo, il cui primo passo è rappresentato dalla definizione del codice CACM (*Capacity Allocation and Congestion Management*). Per quanto concerne in particolare l'Italia, a febbraio 2015 è stato esteso alle frontiere Francia e Austria il *market coupling*.

Per quanto riguarda la pianificazione e lo sviluppo coordinato del sistema di trasmissione europeo, Terna ha proseguito con sempre maggiore impegno le attività all'interno dei vari gruppi di lavoro e gruppi regionali di ENTSO-E coinvolti nella predisposizione del *Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2016*, contribuendo alla predisposizione delle valutazioni tecnico-economiche dei progetti di sviluppo considerati di rilevanza Pan-Europea.

Con lo stesso spirito di cooperazione multilaterale profuso in ENTSO-E, Terna ha consolidato il proprio ruolo strategico nel coordinamento delle attività di Med-TSO, l'Associazione degli operatori di rete del Mediterraneo, con l'obiettivo di realizzare lo sviluppo sostenibile e l'integrazione dei sistemi elettrici del Mediterraneo. Proprio l'integrazione dei sistemi elettrici Euro Mediterranei è l'obiettivo del Progetto Mediterraneo, avviato a febbraio 2015, con durata triennale e finanziato dalla Commissione Europea.

Infine, se lo sviluppo delle infrastrutture è una leva strategica per il superamento della crisi ed il conseguente rilancio economico-sociale, nel 2015, relativamente ai principali interventi di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale, si segnalano attivi i cantieri per la realizzazione delle seguenti opere, per le quali sono state ottenute negli anni passati le autorizzazioni:

- HVDC di interconnessione con la Francia (Piosasco-Grand'Ile, che sfrutta il traforo autostradale del Frejus);
- HVDC di interconnessione con il Montenegro (Villanova-Lastva, in cavo sottomarino);
- Il collegamento 380 kV Sorgente-Rizziconi tra la Sicilia e il Continente;
- l'elettrodotto 380 kV Gissi-Villanova (primo tratto necessario per il raddoppio della dorsale adriatica 380 kV).

Relativamente all'elettrodotto 380 kV Udine Ovest – Redipuglia, autorizzato in data 12.03.2013 e in avanzato stato di realizzazione, dopo la sentenza del Consiglio di Stato del 23.07.2015 che annulla

l'autorizzazione rilasciata dal MiSE, si segnala l'attuale situazione di messa in sicurezza e conservazione dei cantieri. Inoltre, si segnala che in data 6.11.2015 il MiSE ha comunicato l'avvio del procedimento di rideterminazione in merito all'autorizzazione (EL-146 bis).

Premessa	3	3.1 Principali evidenze 2015 del funzionamento del sistema elettrico	63
1 Il processo di pianificazione della rete elettrica	9	3.2 Scenari per l'elaborazione del Piano di Sviluppo	64
1.1 Il Piano di Sviluppo della RTN e la SEN	10	3.2.1 Previsioni di domanda	65
1.2 Obiettivi e criteri del processo di pianificazione	12	3.2.2 Evoluzione della generazione	67
1.3 Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione	13	3.3 Esigenze di regolazione del sistema elettrico	73
1.3.1 Interoperabilità e sviluppo coordinato delle reti nazionali interconnesse	15	3.3.1 Metodi e modelli di simulazione	74
1.3.2 Risultati delle simulazioni	75	3.4 Scenari di sviluppo del sistema europeo per l'evoluzione potenziale degli scambi con l'estero	78
1.4 Variazioni dell'ambito della RTN	16	4 Esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano	83
1.4.1 Proposte di variazione dell'ambito della RTN	17	4.1 Copertura del fabbisogno nazionale	83
1.5 Pianificazione coordinata tra Transmission System Operators in ambito internazionale	17	4.2 Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione	85
1.5.1 I drivers per lo sviluppo della rete di trasmissione europea	17	4.2.1 Sviluppo delle interconnessioni con il Nord Africa	85
1.5.2 European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)	18	5 Infrastrutture di rete per la produzione da FRNP	89
1.5.3 Il Regolamento (UE) n. 347/2013 ed i Progetti di Interesse Comune (PCI)	20	5.1 Esigenze di sviluppo della rete di trasmissione in AAT ed AT	89
1.5.4 La cooperazione fra Gestori di Rete del Mediterraneo (Med-TSO)	22	6 Interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2016	95
1.5.5 Il Progetto e-Highway 2050	24	6.1 Nuovi interventi di sviluppo su perimetro RTN	95
2 Evidenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati	27	6.2 Nuovi interventi per lo sviluppo della capacità d'interconnessione	97
2.1 Bilanci 2014 (produzione, consumi, scambi)	27	7 Priorità di sviluppo	99
2.2 Sicurezza di esercizio	28	7.1 Interventi di sviluppo prioritari	99
2.3 Continuità del servizio di trasmissione	30	8 Risultati attesi	107
2.4 Qualità della tensione	30	8.1 Incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero	107
2.5 Potenziali criticità della produzione da fonti rinnovabili in rapporto alle esigenze di funzionamento in sicurezza del sistema elettrico nazionale	34	8.2 Riduzione delle congestioni interzonali	107
2.5.1 Congestioni di rete AT e AAT	37	8.3 Riduzione dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili	109
2.6 Sezioni critiche su rete primaria	40	8.4 Miglioramento atteso dei valori delle tensioni	110
2.7 Principali evidenze dell'analisi dello stato della rete	41	8.5 Riduzione delle perdite di trasmissione	111
2.7.1 Area Nord Ovest	41	8.6 Riduzione delle emissioni di CO2	111
2.7.2 Area Nord	42	8.7 Scambi energetici nel medio periodo	112
2.7.3 Area Nord Est	43	9 Adempimenti ai sensi dell'art.32 della legge 99/09 e s.m.i.	115
2.7.4 Area Centro Nord	44		
2.7.5 Area Centro	45		
2.7.6 Area Sud	46		
2.7.7 Area Sicilia	47		
2.7.8 Area Sardegna	49		
2.8 Segnali provenienti dal mercato	50		
2.9 Effetto dei mercati esteri sulla disponibilità di capacità di import/export	50		
2.10 Principali vincoli nel Mercato del Giorno Prima	51		
2.11 Analisi dei livelli di contendibilità sul MGP	55		
2.12 Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico	56		
2.13 Principali vincoli di esercizio nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)	58		
3 Scenari di riferimento	63		

1	Riferimenti normativi 2015	123
1.1	Introduzione	123
1.2	Regolamentazione a livello europeo 2015	123
1.3	Atti normativi emanati nel corso del 2015	126
1.4	Delibere AEEGSI emanate nel corso del 2015	128
1.5	Provvedimenti in corso di predisposizione	133

1 Il processo di pianificazione della rete elettrica

La pianificazione della RTN è effettuata da Terna in modo da perseguire gli obiettivi indicati dal Disciplinare di Concessione¹. Al riguardo, la Concessione fissa i seguenti obiettivi generali in capo alla Concessionaria, in qualità di soggetto gestore della RTN:

- assicurare che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo;
- deliberare gli interventi volti ad assicurare l'efficienza e lo sviluppo del sistema di trasmissione dell'energia elettrica sul territorio nazionale;
- garantire l'imparzialità e la neutralità del servizio al fine di assicurare l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori;
- concorrere a promuovere la tutela dell'ambiente e la sicurezza degli impianti;
- connettere alla RTN tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio.

La medesima Concessione dispone (art. 9) che, al fine di assicurare uno sviluppo della RTN in linea con le necessità di copertura della domanda di energia elettrica e di svolgimento del servizio, la Concessionaria predisponga annualmente, nel rispetto degli specifici indirizzi formulati dal Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) ai sensi del D.lgs 79/99, un Piano di Sviluppo decennale, contenente le linee di sviluppo della RTN definite sulla base:

- dell'andamento del fabbisogno energetico e della previsione della domanda da soddisfare nell'arco di tempo preso a riferimento;
- della necessità di potenziamento delle reti di interconnessione con l'estero nel rispetto delle condizioni di reciprocità con gli Stati esteri e delle esigenze di sicurezza del servizio nonché degli interventi di potenziamento della capacità di interconnessione con l'estero realizzati da soggetti privati;
- della necessità di ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali, anche in base alle previsioni sull'evoluzione e sulla distribuzione della domanda;
- delle richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto.

Sempre all'art. 9, la Concessione dispone che il Piano di Sviluppo della RTN contenga, in particolare:

- un'analisi costi-benefici degli interventi e l'individuazione degli interventi prioritari in quanto in grado di dare il massimo apporto alla sicurezza del sistema, allo sviluppo dello scambio con l'estero e alla riduzione delle congestioni;
- l'indicazione dei tempi previsti di esecuzione e dell'impegno economico preventivato;
- una relazione sugli interventi effettuati nel corso dell'anno precedente;
- un'apposita sezione relativa alle infrastrutture di rete per lo sviluppo delle fonti rinnovabili volta a favorire il raggiungimento degli obiettivi nazionali con il massimo sfruttamento della potenza installata, nel rispetto dei vincoli di sicurezza del sistema elettrico.

¹ Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento di cui al D.M. 20 Aprile 2005, come modificata e aggiornata con D.M. 15 Dicembre 2010.

Il Dlgs. 93/2011 al riguardo dispone, inoltre, che:

- Terna predisponga, entro il 31 Gennaio di ciascun anno, un Piano decennale di sviluppo della RTN basato sulla domanda e offerta esistenti e previste (art. 36, comma 12);
- il Piano individui le infrastrutture di trasmissione da costruire o potenziare nei dieci anni successivi, anche in risposta alle criticità e alle congestioni riscontrate o attese sulla rete nonché gli interventi programmati e i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo e una programmazione temporale dei progetti di investimento (art. 36, comma 12);
- il Piano sia sottoposto alla valutazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEGSI) che, secondo i propri regolamenti, effettua una consultazione pubblica di cui rende pubblici i risultati e trasmette l'esito della propria valutazione al MiSE (art. 36, comma 13);
- il Piano sia trasmesso al MiSE, che lo approva acquisito il parere² delle Regioni territorialmente interessate dagli interventi in programma e tenuto conto delle valutazioni formulate da parte dell'AEEGSI (art. 36, comma 12).

Nell'ambito del quadro di riferimento appena descritto, la pianificazione dello sviluppo della RTN ha, pertanto, la finalità di individuare gli interventi da realizzare per rinforzare il sistema di trasporto dell'energia elettrica in modo da garantire gli standard di sicurezza ed efficienza richiesti al servizio di trasmissione dello stesso, nel rispetto dei vincoli ambientali.

Lo sviluppo del sistema di trasmissione nasce dall'esigenza di superare le problematiche riscontrate nel funzionamento della RTN e di prevenire le criticità future correlate all'evoluzione della domanda di energia elettrica e del parco di generazione, alla rapida e diffusa crescita degli impianti a fonte rinnovabile, al superamento di possibili vincoli alla competitività del mercato elettrico italiano ed all'integrazione del mercato europeo.

L'analisi dei dati e le informazioni sui principali parametri fisici ed economici che caratterizzano lo stato attuale e l'evoluzione prevista del sistema elettrico nazionale sono indispensabili per individuare le modifiche strutturali che è necessario apportare al sistema di trasmissione affinché esso possa svolgere nel modo ottimale la sua funzione, che consiste nel garantire il trasporto in condizioni di sicurezza ed economicità delle potenze prodotte dalle aree di produzione esistenti e previste in futuro verso i centri di distribuzione e di carico.

Essendo il sistema elettrico nazionale interconnesso con quello europeo, tali valutazioni prospettiche tengono conto degli scambi di energia e servizi con i sistemi dei Paesi confinanti, inserendosi in un quadro di collaborazione e coordinamento con gli altri Gestori di Rete.

La selezione e l'importanza delle informazioni da esaminare è basata, inoltre, sugli obiettivi del processo di sviluppo della rete di trasmissione, definiti dalla legislazione e dalla normativa di settore.

Tenendo conto di tali informazioni, si effettuano specifiche analisi e simulazioni del funzionamento della rete negli scenari futuri ritenuti più probabili e, sulla base dei risultati di queste valutazioni, si identificano le criticità del sistema di trasmissione e le relative esigenze di sviluppo.

Le soluzioni funzionali ai problemi di esercizio della rete sono individuate nella fase di vera e propria pianificazione dello sviluppo della RTN in cui, attraverso l'esame delle diverse ipotesi d'intervento, si scelgono le alternative maggiormente efficaci, i maggiori benefici elettrici per il sistema al minimo costo e si programmano i relativi interventi.

1.1 Il Piano di Sviluppo della RTN e la SEN

La Strategia Energetica Nazionale (SEN), approvata con il decreto interministeriale dell'8 marzo 2013, individua nel settore energetico l'elemento chiave per garantire la crescita economica e sostenibile del Paese, fornendo gli obiettivi e le priorità d'azione da implementare nel medio-lungo termine.

² Rilasciato entro il termine di cui all'articolo 17, comma 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006 n.152, ovvero entro il termine di sessanta giorni dal ricevimento del Piano nel caso di mancato avvio della procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS).

Le principali sfide che la nuova strategia intende affrontare riguardano:

- la riduzione dei prezzi dell'energia per consumatori ed imprese, mediamente superiori agli altri Paesi europei e sui quali incidono diversi fattori quali il mix produttivo (basato soprattutto su gas e rinnovabili), gli incentivi sulle rinnovabili ed altri oneri di sistema;
- l'aumento della sicurezza e dell'indipendenza degli approvvigionamenti nazionali;
- il raggiungimento e superamento degli obiettivi ambientali definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020;
- favorire la crescita industriale del settore energia attraverso importanti investimenti e l'innovazione tecnologica.

Per raggiungere tali obiettivi, la SEN individua precise priorità da mettere in atto nei prossimi anni, che per il settore elettrico riguardano principalmente:

- lo sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili;
- lo sviluppo di un mercato elettrico efficiente e pienamente integrato con quello europeo.

In tale contesto è pertanto necessario che la Strategia Energetica Nazionale ed il Piano di Sviluppo della RTN siano coerenti e tali da contribuire sinergicamente allo sviluppo del settore.

In particolare, la SEN pone come obiettivo per lo sviluppo delle energie rinnovabili il raggiungimento del 35-38% dei consumi finali al 2020, che in tal modo ambirebbero ad essere la principale componente del mix di generazione elettrica in Italia, al pari del gas. Il sostegno allo sviluppo del settore deve, tuttavia, essere accompagnato da una graduale riduzione degli oneri di sistema con l'allineamento dei costi di incentivazione ai livelli europei ed un graduale raggiungimento della *grid parity*.

Altro elemento chiave per lo sviluppo delle energie rinnovabili è la loro integrazione con il mercato e la rete, eliminando progressivamente tutti gli elementi di distorsione del mercato.

Per quanto riguarda lo sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico, la SEN punta a tre obiettivi principali:

- allineare prezzi e costi dell'elettricità ai valori europei;
- assicurare la piena integrazione europea attraverso la realizzazione di nuove infrastrutture e l'armonizzazione delle regole di funzionamento dei mercati;
- continuare a sviluppare il mercato elettrico libero ed integrato con la produzione rinnovabile.

In tale contesto, la SEN indica che il Piano di Sviluppo dovrà dare massima priorità agli interventi volti alla riduzione delle congestioni tra zone di mercato e alla rimozione dei vincoli per i poli di produzione limitata, eliminando gli ostacoli al pieno sfruttamento della capacità produttiva degli impianti di generazione più efficienti. Conseguentemente, assumeranno grande importanza le semplificazioni dei processi autorizzativi con le amministrazioni al fine di ridurre i tempi ottenimento delle autorizzazioni per l'avvio della realizzazione delle opere.

Per cogliere le opportunità derivanti dall'integrazione europea, dovrà essere dedicata particolare attenzione:

- all'armonizzazione delle procedure operative per un efficiente accoppiamento dei mercati, al fine di avere un prezzo unico europeo anche grazie alla maggiore efficacia dei sistemi di *market coupling*;
- alla definizione dei codici di rete europei e della *governance* del mercato, e tra questi le linee guida per l'allocazione della capacità di trasporto e la gestione delle congestioni trans-frontaliere;
- all'incremento previsto della capacità di interconnessione trans-frontaliera, così come indicato nel Piano di Sviluppo della RTN.

Infine, per integrare la produzione da fonti rinnovabili, si rendono necessarie le seguenti azioni:

- la definizione di meccanismi di gestione della potenziale sovra-produzione (non utilizzabile dal sistema) a livello locale o nazionale:
 - in maniera preventiva identificando le zone critiche con alta concentrazione di impianti da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) e limitando l'ulteriore potenza incentivabile in tali zone;
 - nel breve-medio termine prevedendo ottimizzazioni degli scambi di frontiera e/o della produzione degli impianti rinnovabili ed il rafforzamento delle linee di trasporto;
 - in un orizzonte di tempo più lungo prevedendo anche la possibilità di installazioni di sistemi di accumulo e sistemi di controllo evoluti sia sulle reti di distribuzione (*smart-grids*)
 - che di trasmissione (interventi di "flessibilizzazione" della rete);
- la definizione delle modalità per garantire l'adeguatezza del servizio in presenza di scarsa programmabilità e rapidi cambiamenti della produzione:
 - assicurando, nell'attuale contesto di sovracapacità, gli esistenti meccanismi di remunerazione per il Mercato dei Servizi del Dispacciamento (MSD);
 - nel medio-lungo termine, attraverso un meccanismo di remunerazione della capacità (*capacity payment*) ben calibrato e stabile, al fine di assicurare i margini di riserva necessari al sistema;
 - sempre nel medio-lungo termine attraverso la revisione del modello di mercato, nel quadro di unificazione delle regole a livello europeo.

La SEN individua, infine, le linee guida anche per gli anni 2030-2050 sostenendo una strategia di lungo periodo flessibile ed efficiente, attenta alle potenziali evoluzioni tecnologiche e di mercato, tra le quali:

- le tecnologie rinnovabili, essendo attesa la riduzione dei relativi costi e la conseguente maggiore incidenza delle rinnovabili sul sistema ed il raggiungimento in pochi anni della *grid-parity*;
- le tecnologie dei sistemi di accumulo che, insieme allo sviluppo della rete, saranno fondamentali per garantire lo sviluppo in sicurezza delle fonti rinnovabili e saranno di supporto alla diffusione dei veicoli elettrici ed alle *smart-grids*.

In coerenza con il percorso di decarbonizzazione dell'*Energy Roadmap 2050* (riduzione emissioni CO₂ del 80-95% rispetto ai livelli del 1990), la SEN definisce gli orientamenti principali alla base dell'evoluzione del sistema nel lunghissimo termine, tra i quali:

- la necessità di aumentare gli sforzi in efficienza energetica per ridurre i consumi primari in un range dal 17% al 26% al 2050;
- incremento delle energie rinnovabili, che copriranno il 60% dei consumi finali lordi al 2050;
- incremento del grado di elettrificazione, in particolare nei settori termico e dei trasporti.

1.2 Obiettivi e criteri del processo di pianificazione

Il processo di pianificazione dello sviluppo della RTN è orientato al mantenimento e al miglioramento delle condizioni di adeguatezza del sistema elettrico per la copertura del fabbisogno nazionale attraverso un'efficiente utilizzazione della capacità di generazione disponibile, al rispetto delle condizioni di sicurezza di esercizio, all'incremento della affidabilità ed economicità della rete di trasmissione, al miglioramento della qualità e continuità del servizio.

La pianificazione è riferita agli orizzonti di medio periodo (a cinque anni) e di lungo periodo (a dieci anni) del Piano di Sviluppo.

In particolare, le linee di sviluppo della RTN sono definite essenzialmente sulla base delle necessità, richiamate dalla Concessione.

A tal proposito, fondamentale è la necessità di assicurare l'equilibrio tra la domanda e l'offerta in un contesto liberalizzato garantendo gli standard di sicurezza previsti, che richiede, nel medio e nel lungo periodo, l'adeguamento della rete di trasmissione alle continue variazioni dell'entità e della localizzazione dei prelievi e delle immissioni di potenza.

Lo sviluppo dell'interconnessione fra reti di Paesi confinanti può rendere possibile l'incremento del volume degli scambi di energia a prezzi maggiormente competitivi incrementando la concorrenza nei mercati dell'energia disponendo al contempo riserva di potenza aggiuntiva per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico.

La riduzione delle congestioni di rete, tra e nelle zone di mercato, migliora lo sfruttamento delle risorse di generazione per coprire meglio il fabbisogno e per aumentare l'impiego di impianti più competitivi, con impatti positivi sulla concorrenza.

I criteri e gli obiettivi di pianificazione sono delineati anche nel Codice di Rete³, dove si prevede che Terna, nell'attività di sviluppo della RTN, persegua l'obiettivo *"...della sicurezza, dell'affidabilità, dell'efficienza, del sistema elettrico incrementando la continuità e l'economicità degli approvvigionamenti di energia elettrica. Tale obiettivo è perseguito anche attraverso un'adeguata azione di pianificazione degli interventi di sviluppo della RTN, nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici"*.

1.3 Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione

I dati e le informazioni alla base del processo di pianificazione della RTN sono riconducibili a tre fondamentali aspetti del funzionamento del sistema elettrico: lo stato del sistema elettrico⁴ e la sua evoluzione, lo sviluppo e la distribuzione dei consumi⁵ e della produzione⁶ di energia elettrica.

Tali informazioni (cfr. Figura 1) comprendono:

a. elementi e parametri desumibili dall'analisi dell'attuale situazione di rete e di mercato, quali:

- le statistiche relative ai rischi di sovraccarico (in condizioni di rete integra e in N-1) sul sistema di trasporto, che consentono di individuare gli elementi di rete critici dal punto di vista della sicurezza di esercizio;
- i dati sui valori di tensione, utili per evidenziare le aree di rete soggette a necessità di miglioramento dei profili di tensione;
- le statistiche di disalimentazioni e quelle che descrivono i rischi di sovraccarico su porzioni di rete di trasmissione e/o di distribuzione interessate da livelli non ottimali di qualità del servizio, determinati dall'attuale struttura di rete;
- i segnali derivanti dal funzionamento del Mercato dell'Energia (prezzi zonal, frequenza e rendita di congestione sulle sezioni interzonal e alle frontiere ecc.), e del Mercato dei Servizi (congestioni intrazonali, approvvigionamento di risorse per il dispacciamento, utilizzo di unità di produzione essenziali ai fini della sicurezza, ecc.).

b. previsioni sull'evoluzione futura del sistema elettrico, quali:

- i dati sulla crescita della domanda di energia elettrica;
- lo sviluppo atteso e l'evoluzione tecnologica del parco produttivo (potenziamenti/dismissioni di impianti esistenti e realizzazione di nuove centrali) compresa la nuova capacità da fonti rinnovabili;

³ Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, di cui al D.P.C.M. 11 maggio 2004.

⁴ Partendo dall'esame degli assetti di esercizio delle reti in alta ed altissima tensione si valuta lo stato degli impianti tenendo conto dei seguenti parametri: impegno degli stessi in rapporto ai limiti di funzionamento in sicurezza; affidabilità in rapporto alle esigenze di qualità e continuità del servizio, considerando anche l'evoluzione degli standard tecnologici e la vetustà degli asset in questione; vincoli di esercizio e manutenzione, nonché vincoli operativi legati alla presenza di elementi di impianto di proprietà e/o gestiti da terzi; eventuali limitazioni dovute all'evoluzione del contesto socio-ambientale e territoriale e in cui gli stessi ricadono.

⁵ Come meglio specificato in seguito, stabilito un intervallo temporale di riferimento (fissato nel prossimo decennio) attraverso analisi statistiche sui prelievi storici di energia e considerazioni di carattere socio-economico, si formula un'ipotesi di fabbisogno futuro di potenza ed energia elettrica sul quale, tra l'altro, modellare lo sviluppo della rete.

⁶ Con la liberalizzazione del settore della produzione di energia elettrica la determinazione della taglia e dell'ubicazione dei nuovi impianti di generazione non scaturisce più da un processo di pianificazione integrato in quanto la libera iniziativa dei produttori rende di fatto le proposte di nuove centrali elettriche un vero e proprio input al processo di pianificazione della RTN.

- l'evoluzione dei differenziali di prezzo e del surplus di capacità disponibile per l'importazione alle frontiere nell'orizzonte di medio e lungo periodo;
- le richieste di interconnessione con l'estero attraverso linee private;
- le connessioni di impianti di produzione, di utenti finali e di impianti di distribuzione alla RTN;
- gli interventi di sviluppo programmati dai gestori delle reti di distribuzione e di altre reti con obbligo di connessione di terzi interoperanti con la RTN nonché tutti i dati utilizzati per la pianificazione dello sviluppo di tali reti;
- le richieste di interventi di sviluppo su impianti della RTN formulate dagli operatori;
- le esigenze di razionalizzazione degli impianti di rete per la pianificazione territoriale e il miglioramento ambientale.



Figura 1 - Criteri di elaborazione del Piano di Sviluppo

Le informazioni relative al punto a. sono particolarmente utili per evidenziare le motivazioni concrete alla base delle esigenze di sviluppo della RTN e l'urgenza di realizzare gli interventi programmati. I dati del punto b. sono invece indispensabili per delineare gli scenari previsionali di rete e di sistema, in riferimento ai quali sono analizzate e verificate le problematiche future, che emergono dagli scenari aggiornati, e sono identificate nuove esigenze di sviluppo della RTN.

La combinazione dello stato attuale della rete con gli scenari previsionali consente di identificare le esigenze di sviluppo della rete da soddisfare al fine di evitare che i problemi rilevati possano degenerare in gravi disservizi e quantificare i rischi associati alle eventuali difficoltà o ritardi nell'attuazione degli interventi programmati (vedi Figura 2).

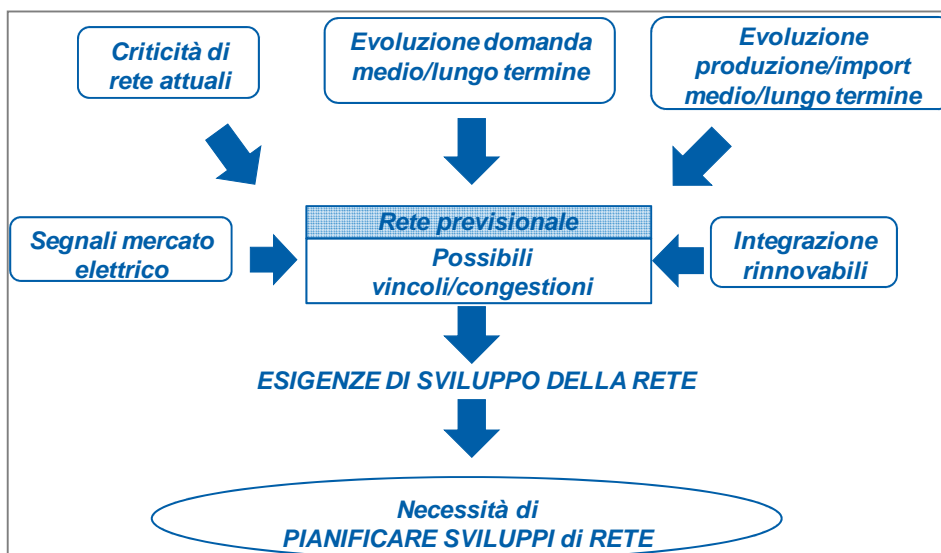


Figura 2 - Processo di pianificazione

Una volta identificate le esigenze di sviluppo, con appositi studi e simulazioni del funzionamento in regime statico e dinamico della rete previsionale, vengono individuate, con opportune analisi di sensibilità (*sensitivity*), le soluzioni possibili di intervento funzionali a risolvere o ridurre al minimo le criticità della rete. Tali soluzioni sono poi confrontate in modo da identificare quelle che consentono di massimizzare i benefici elettrici per il sistema e che presentano le migliori condizioni di fattibilità ai minori costi.

Per poter essere inserite nel Piano di Sviluppo, le soluzioni studiate devono inoltre risultare sostenibili, ossia devono produrre benefici complessivi per il sistema significativamente maggiori dei costi stimati necessari per realizzarle. A tal riguardo, il processo di pianificazione adottato prevede di sottoporre ciascuna soluzione ad un' accurata analisi costi – benefici in merito alla quale è tutt'ora in corso una consultazione presso l'AEEGSI.

Si evidenzia, infine, che il processo di pianificazione della RTN si colloca nel processo più ampio di pianificazione della rete di trasmissione a livello europeo, in cui è sempre più necessario garantire la coerenza complessiva dei singoli piani di sviluppo e tener conto del progressivo processo di integrazione dei mercati europei, così come descritto al successivo paragrafo 1.5 del presente capitolo.

1.3.1 Interoperabilità e sviluppo coordinato delle reti nazionali interconnesse

Al fine di garantire l'interoperabilità e lo sviluppo coordinato delle reti nazionali interconnesse, come previsto dal Codice di rete (capitolo 2, §2.4.4, §2.4.5 e §2.5.4), i gestori delle reti interoperanti con la RTN, tra i quali in particolare i distributori, sono tenuti a comunicare in tempo utile a Terna:

- le previsioni di medio periodo sull'andamento e sulla distribuzione della domanda sulle proprie reti, con indicazione della potenza attiva/reattiva assorbita dalle utenze e della richiesta sulle cabine primarie esistenti e future, nelle situazioni tipiche di carico (diurno/notturno invernale ed estivo);
- la stima della produzione sulle proprie reti con indicazione del valore di potenza attiva di generazione immessa a livello di singola cabina primaria (lato MT), nelle citate situazioni tipiche;
- tutte le modifiche pianificate inerenti i propri impianti affinché Terna possa tenerne conto nelle proprie analisi di rete propedeutiche all'individuazione delle attività di sviluppo della RTN.

D'altra parte Terna, attraverso la pubblicazione del PdS, fornisce le informazioni relative allo sviluppo della RTN, tenendo conto delle esigenze che possono manifestarsi anche a seguito di specifiche richieste dei distributori finalizzate alla connessione o alla modifica del collegamento di impianti di distribuzione alla RTN, alla realizzazione di interventi per il miglioramento della sicurezza e qualità del servizio sulle reti di distribuzione.

Tali disposizioni normative rispondono all'esigenza di assicurare la massima efficacia agli investimenti del settore e al contempo garantire anche in futuro l'interoperabilità tra le reti stesse.

In questo quadro, è necessario pertanto che i Piani di sviluppo dei gestori delle reti interconnesse con la rete di trasmissione nazionale siano coordinati con il PdS della RTN.

In proposito l'Art. 18, comma 3 del Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011, prevede che le imprese distributrici di energia elettrica debbano rendere pubblico, con periodicità annuale, il piano di sviluppo della propria rete, predisposto in coordinamento con Terna ed in coerenza con il Piano di sviluppo della RTN. Il suddetto articolo stabilisce inoltre che il piano di sviluppo della rete di distribuzione indichi i principali interventi e la previsione dei relativi tempi di realizzazione, anche al fine di favorire lo sviluppo coordinato della rete e degli impianti di produzione.

Inoltre, con deliberazione 280/12, l'AEEGSI ha avviato un procedimento finalizzato all'attuazione delle disposizioni del citato articolo del decreto legislativo n. 28 prevedendo, tra le altre cose, l'analisi delle modalità di coordinamento con Terna dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione.

Per dare attuazione alle suddette disposizioni, Terna ha proseguito anche nel 2015 i contatti e i tavoli di coordinamento già avviati in passato con i principali gestori di riferimento delle reti di distribuzione interconnesse con la RTN.

Tali tavoli mirano ad identificare i criteri e le modalità operative da adottare nella generalità dei casi al fine di:

- adempiere al compito dei gestori di rete di sviluppare la rete, perseguendo l'obiettivo della sicurezza, dell'affidabilità, dell'efficienza, della continuità degli approvvigionamenti di energia; obiettivo, quest'ultimo, perseguito anche attraverso un'adeguata azione di pianificazione degli interventi di sviluppo della rete, volta all'ottenimento di un appropriato livello di qualità del servizio;
- verificare tempestivamente l'efficacia ed efficienza delle rispettive azioni da intraprendere al fine di addivenire ad opportune soluzioni tecnico-progettuali, da far confluire nei rispettivi piani di sviluppo nel rispetto dei reciproci obblighi dettati dalla Concessione.

1.4 Variazioni dell'ambito della RTN

Ai sensi del D.M. 23 dicembre 2002 del Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico), sono inserite annualmente nel Piano di Sviluppo le nuove proposte di modifica dell'ambito della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), relative ad acquisizione o cessione di elementi di rete esistenti.

La procedura operativa per l'ampliamento dell'ambito RTN, così come descritta dal Codice di Rete⁷, prevede che le proposte di ampliamento, preventivamente concordate da Terna con i soggetti proprietari e/o aventi la disponibilità dei beni coinvolti, siano riportate nel PdS ed inviate al MiSE, per la verifica di conformità, attraverso l'approvazione del PdS.

I criteri generali utilizzati nella scelta degli elementi di rete da proporre per l'acquisizione sono principalmente atti a:

- evitare casi che possano comportare difficoltà nelle attività di gestione, esercizio e manutenzione o situazioni che possano creare ostacoli o lentezze nello sviluppo della rete;
- risolvere quelle situazioni in cui, ad esempio, un intervento di sviluppo misto (che coinvolge cioè la rete di trasmissione e una o più reti di distribuzione) porti a una commistione di proprietà e di competenza.

La modifica dell'ambito della RTN potrà avvenire in seguito al conferimento a Terna degli asset in questione da parte dei soggetti che ne hanno attualmente la disponibilità.

Analogamente al caso di ampliamento dell'ambito della RTN, è possibile prevedere la dismissione dalla RTN di elementi di rete, previo conferimento degli elementi in questione alle Società che hanno formalizzato il proprio interesse all'acquisizione.

⁷ Codice di Rete, capitolo 2, paragrafo 2.7 "Aggiornamento dell'ambito della RTN".

Con il percorso avviato dalla Legge di stabilità 2015 (articolo 1, comma 193) è stato previsto che, al fine di migliorare l'efficienza della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica e di assicurare lo sviluppo della rete ferroviaria nazionale, le reti elettriche in alta e altissima tensione e le relative porzioni di stazioni di proprietà di Ferrovie dello Stato Italiane S.p.A. o di società dalla stessa controllate fossero inserite nella rete di trasmissione nazionale di energia elettrica. L'efficacia del suddetto inserimento è stata subordinata al perfezionamento dell'acquisizione dei suddetti beni da parte del gestore del sistema di trasmissione nazionale avvenuto in data 23 Dicembre 2015.

1.4.1 Proposte di variazione dell'ambito della RTN

Per quanto riguarda la dismissione di elementi di rete esistenti dall'ambito RTN, con il presente Piano, si segnala che è prevista la dismissione dei seguenti asset:

- Linea 50 kV T.24.220A denominata "p.38 – CP NOVENTA VICENTINA cd ITALCEMENTI ORGIANO" nel tratto p.56 – p.72 (in data 27 maggio 2015 il MiSE ha espresso il proprio nulla osta alla dismissione dell'ambito dell'impianto per la sua cessione ad Enel Distribuzione).

1.5 Pianificazione coordinata tra Transmission System Operators in ambito internazionale

Il coordinamento e la collaborazione tra i Gestori della Rete (*Transmission System Operators* - TSO) Europei maturati nell'ambito delle attività di esercizio ed interoperabilità del sistema elettrico interconnesso è stata proficuamente estesa negli anni anche alla pianificazione degli sviluppi della rete di trasmissione ricadente nel perimetro Europeo.

In linea con quanto fatto per l'esercizio, anche sul fronte della pianificazione è emersa, infatti, la necessità di rispondere a esigenze comuni, volte a garantire azioni congiunte da parte dei TSOs ed orientate al raggiungimento degli obiettivi prefissi in ambito Comunitario, in linea con una visione unitaria e pan-Europea del futuro del sistema infrastrutturale di trasmissione Europeo.

L'opportunità di stabilire i criteri ed i requisiti dello sviluppo coordinato ed integrato tra TSO Europei ha permesso di ridefinire i paradigmi della pianificazione secondo visioni comuni che includono:

- la definizione di scenari di sviluppo comuni e condivisi attraverso i quali rappresentare una descrizione coerente e comprensiva del sistema energetico futuro e delle sue possibili evoluzioni in uno specifico orizzonte temporale;
- lo studio congiunto sul perimetro pan-Europeo delle future esigenze di sviluppo, orientate verso fattori chiave comuni (sicurezza del servizio, adeguati margini di adeguatezza, piena integrazione dei mercati e sostenibilità);
- la definizione di criteri di investimento sostenibili attraverso una valutazione comune dei progetti di sviluppo di rilevanza pan-Europea.

La costante presenza ed il continuo impegno di Terna all'interno di questo processo di cooperazione e di integrazione tra TSO ha posto le basi per consolidare il suo ruolo chiave nelle attività di coordinamento sia in ambito Europeo sia nell'area del Mediterraneo.

1.5.1 I drivers per lo sviluppo della rete di trasmissione europea

Dal 2011 attraverso il cosiddetto "Terzo Pacchetto Energia" sono state introdotte fondamentali disposizioni Comunitarie atte a modificare l'assetto regolatorio del mercato energetico Europeo che hanno introdotto misure indirizzate all'orientamento, al rafforzamento e all'integrazione dei mercati elettrici a livello regionale con un conseguente miglioramento delle attività di cooperazione tra i TSO.

Le principali norme introdotte dal "Terzo Pacchetto Energia" relativamente al settore elettrico sono incluse nei seguenti documenti:

- la Direttiva 2009/72/CE⁸, che definisce le norme comuni per il mercato interno dell'energia, in sostituzione della Direttiva 2003/54/CE;
- il Regolamento (CE) n. 713/2009⁹, che istituisce l'Agencia per la cooperazione fra le Autorità di Regolazione Nazionali del sistema elettrico (ACER)¹⁰.
- il Regolamento (CE) n. 714/2009¹¹, che regola gli scambi transfrontalieri di energia elettrica tra i paesi dell'Unione e le relative condizioni di accesso al sistema di trasmissione, a sostituzione del precedente Regolamento (CE) n. 1228/2003 (*Regolamento Elettricità*).

Lo sviluppo infrastrutturale supportato dalla politica energetica comunitaria è invece stato oggetto di un recente esame con l'entrata in vigore del Regolamento (UE) n. 347/2013, che contiene gli orientamenti per lo sviluppo dei corridoi energetici infrastrutturali trans-europei attraverso la selezione di progetti prioritari nel settore gas ed elettricità, e ridefinisce gli strumenti e le strategie di sviluppo di tali corridoi infrastrutturali energetici¹².

1.5.2 European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)

In linea con il quadro normativo descritto dal Reg. (UE) 714/2009, nel 2009 è stata costituita l'associazione ENTSO-E, formata da 41 Gestori di Rete Europei appartenenti a 34 Paesi (Figura 3). Lo scopo principale dell'ENTSO-E¹³ è quello di promuovere il funzionamento affidabile, la gestione ottimale e lo sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica europea, al fine di:

- garantire l'aumento dell'utilizzo di FER in base agli obiettivi energetici e ambientali Comunitari definiti dal programma "EU2020" e dalla "Roadmap 2050";
- promuovere e supportare la creazione di un mercato interno dell'energia, riducendo le congestioni sulla rete di trasmissione;
- garantire la sicurezza della fornitura (SOS) e l'affidabilità del sistema di trasmissione interconnesso (che collega 525 milioni di cittadini in tutta l'area ENTSO-E).

In accordo con quanto previsto dal "Terzo Pacchetto Energia", tali obiettivi sono conseguiti anche attraverso la definizione da parte di ENTSO-E di un Piano decennale di Sviluppo della rete europea *non vincolante*, al fine di programmare gli investimenti e tenere sotto controllo gli sviluppi delle capacità delle reti di trasmissione in modo da identificare tempestivamente possibili lacune, in particolare per quanto riguarda le capacità transfrontaliere.

⁸ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:IT:PDF>

⁹ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0001:0014:IT:PDF>

¹⁰ Tra le altre attività, l'ACER supporta e coordina le Autorità di Regolazione Nazionali (NRAs) nello svolgimento dei propri compiti a livello Europeo, determinando così un nuovo contesto di riferimento in ambito sovranazionale per molte delle attività di trasmissione, dispacciamento e sviluppo della rete di trasmissione elettrica a livello Europea e Regionale.

¹¹ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:IT:PDF>

¹² Dal 1 gennaio 2014 il <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:115:0039:0075:IT:PDF> ha abrogato e sostituito la Decisione 1364/2006 (TEN-E) rispetto agli orientamenti in materia di reti energetiche trans-Europee.

¹³ L'ENTSO-E ha anche il compito di elaborare codici di rete e supportare la definizione delle regole di mercato, con particolare riferimento a:

- sicurezza e affidabilità della rete, compresi gli aspetti relativi alla capacità di trasmissione e alla riserva operativa;
- efficace sviluppo della rete elettrica europea;
- la promozione di iniziative di ricerca e sviluppo per favorire l'innovazione tecnologica e l'accettabilità pubblica delle infrastrutture di trasmissione;
- interoperabilità delle reti e norme di bilanciamento;
- procedure operative in caso di emergenza;
- assegnazione della capacità di trasporto e gestione delle congestioni;
- armonizzazione delle strutture tariffarie di trasmissione e Inter-TSO Compensation;
- efficienza energetica delle reti;
- consultazione delle parti interessate e confronto delle diverse posizioni relative alle questioni di politica energetica.

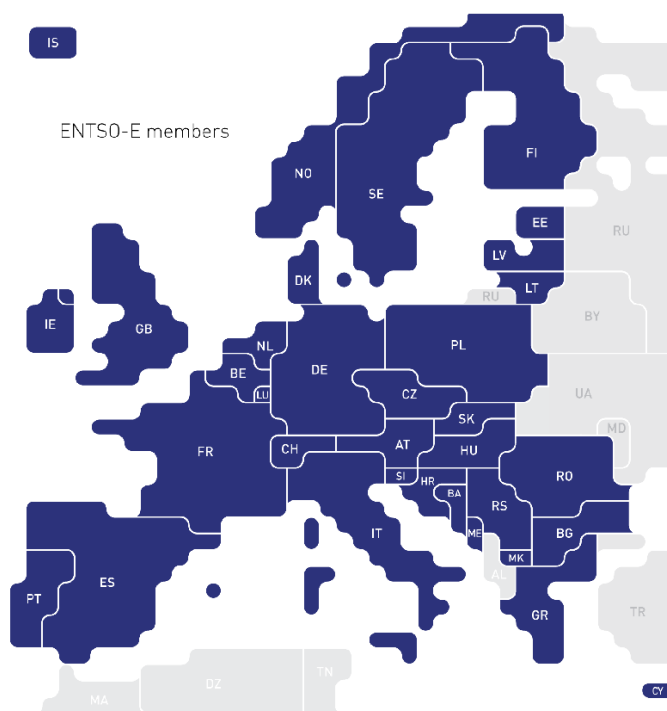


Figura 3 - Paesi Europei membri ENTSO - E

Il Piano di Sviluppo decennale della rete elettrica Europea (*Ten-Years Network Development Plan - TYNDP*) di ENTSO-E è, pertanto, il riferimento metodologico ed effettivo più completo ed aggiornato a livello europeo riguardante l'evoluzione della rete di trasmissione elettrica e definisce gli investimenti che maggiormente contribuiscono a realizzare gli obiettivi della politica energetica europea. Per tale motivo il TYNDP è assunto a riferimento per la selezione di progetti di interesse comune, come definito dal Regolamento (UE) n. 347/2013.

La definizione del TYNDP è un processo in continua evoluzione che ha avuto inizio nel 2010, processo al quale contribuisce, oltre i TSOs, anche l'ACER, l'EC e tutti i principali *stakeholder* del settore attraverso un processo di consultazione pubblica dello stesso TYNDP, e alcuni specifici gruppi di lavoro che vedono la partecipazione di tutti i diversi attori del sistema elettrico.

In particolare le caratteristiche del TYNDP 2016 (cfr. Figura 4) sono principalmente le seguenti:

- primo studio di pianificazione europea comune;
- l'analisi di due orizzonti temporali di medio (2020) e di lungo periodo (2030);
- l'analisi, sul lungo periodo, di quattro "Visions" estreme, che includono caratteristiche e informazioni richieste dagli *stakeholder* di settore durante la consultazione pubblica di ENTSO-E sugli scenari, avvenuta durante il 2014/2015;
- *clustering* degli investimenti, per definire i progetti di rilevanza pan-Europea, orientato a considerare l'interdipendenza e la complementarietà di ciascun elemento di investimento (*investment item*) rispetto al beneficio complessivo del progetto;
- valutazione e quantificazione numerica dei benefici associati a ciascun progetto pan-Europeo secondo la metodologia CBA consultata da ENTSO-E, affinamento sulla base delle principali evidenze emerse durante il TYNDP 2014;
- valutazione sintetica dei target della capacità di interconnessione di riferimento di ciascun paese nei diversi scenari;
- coinvolgimento e partecipazione degli *stakeholder* interessati nel processo di definizione del TYNDP, in particolare per i promotori terzi di progetti di trasmissione e stoccaggio da includere nel documento.

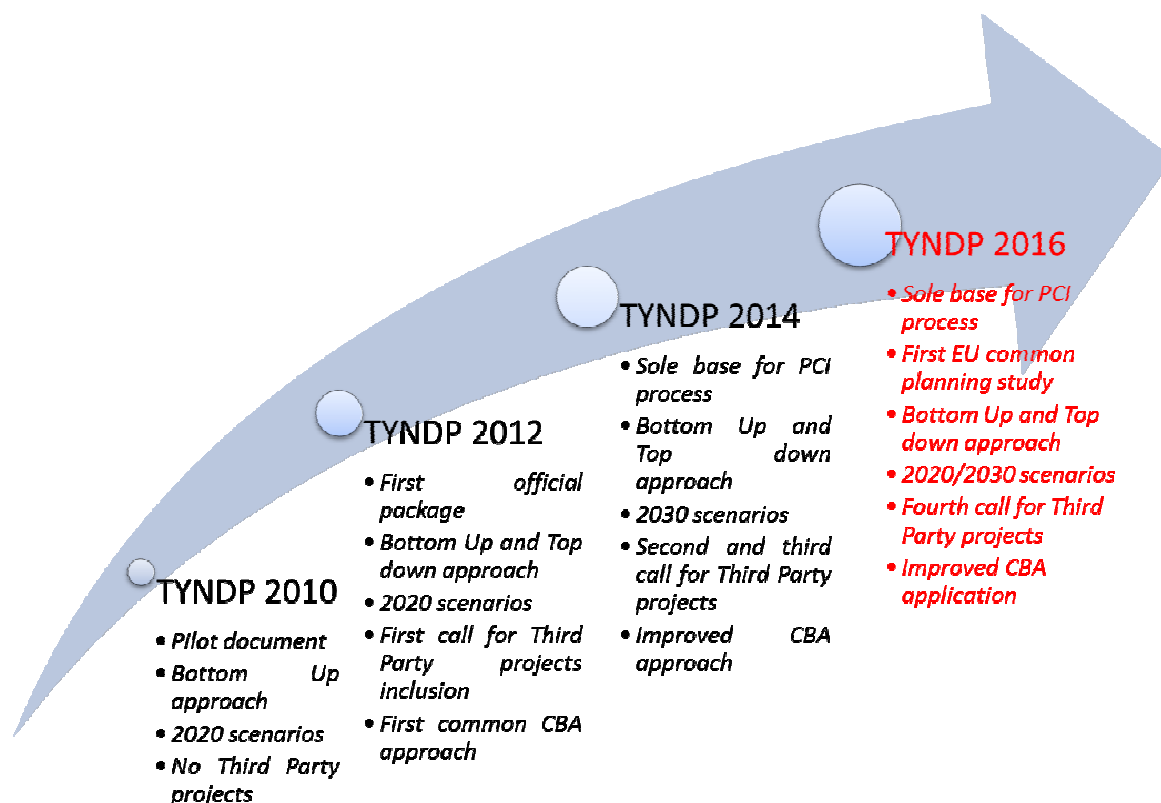


Figura 4 - Evoluzione del piano di sviluppo europeo nel tempo

In anticipo alla pubblicazione del TYNDP 2016, sono stati redatti, consultati e rilasciati al pubblico (sul sito web di ENTSO-E) a Novembre 2015, i sei piani di investimento regionale che contengono i risultati dello studio di pianificazione europea comune e un primo aggiornamento di quanto pubblicato nel TYNDP 2014.

1.5.3 Il Regolamento (UE) n. 347/2013 ed i Progetti di Interesse Comune (PCI)

Alla luce degli orientamenti Europei stabiliti nel 2006 per le reti trans-europee nel settore dell'energia, le cosiddette *Trans-European Energy Networks (TEN-E)*, mirati principalmente a sostenere l'effettiva implementazione del mercato interno dell'energia a livello europeo (IEM), incoraggiando nello stesso tempo lo sviluppo e l'efficientamento di produzione, trasmissione, distribuzione ed uso razionale delle risorse energetiche, è emersa l'esigenza di intensificare gli sforzi dell'Unione Europea volti a far fronte alle sfide future in questo ambito.

In tal senso, superando il precedente programma TEN-E, la Commissione Europea ha adottato il Regolamento (UE) n. 347/2013 che stabilisce le norme per lo sviluppo e l'interoperabilità delle reti di energia trans-Europee. Il Regolamento mira a contribuire alla crescita intelligente, sostenibile del sistema energetico infrastrutturale europeo, e ad apportare benefici all'insieme dell'Unione in termini di competitività uniti alla coesione economica, sociale e territoriale.

Tali obiettivi sono perseguibili anche attraverso l'ammodernamento e lo sviluppo delle infrastrutture energetiche europee e l'interconnessione delle reti attraverso le frontiere, rendendo operativa la solidarietà tra gli Stati Membri dell'Unione e garantendo anche rotte di approvvigionamento energetico più competitivo ed efficiente (cfr. Figura 5).

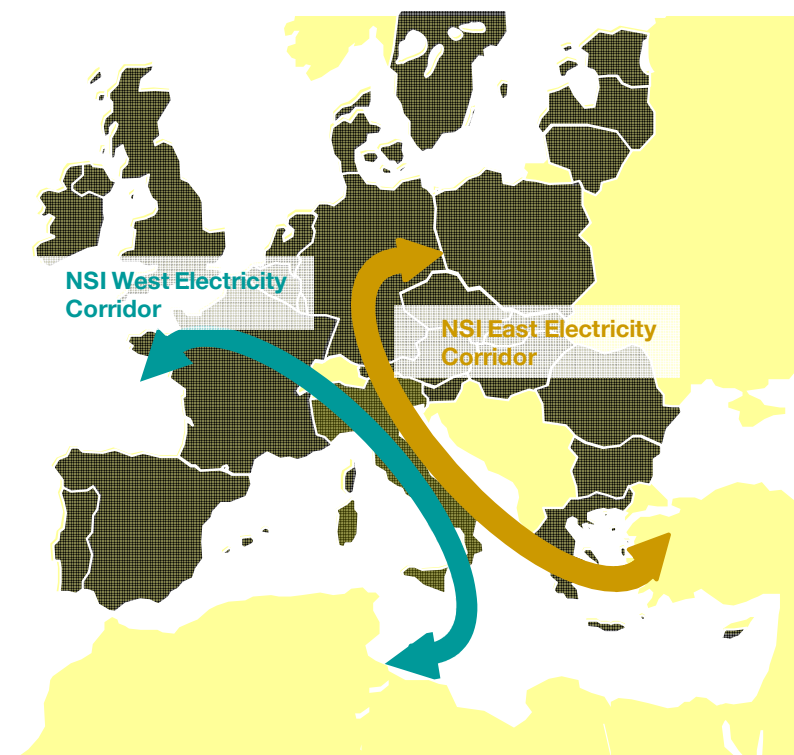


Figura 5 - Corridori energetici prioritari definiti dal Regolamento 347/2013 che interessano l'Italia

Le strategie europee per lo sviluppo delle infrastrutture energetiche sono atte principalmente a:

- individuare i Corridoi infrastrutturali strategici che hanno priorità di attuarsi attraverso la realizzazione dei Progetti di Interesse Comune (*Project of Common Interest – PCI*);
- disporre le regole e i criteri per individuare i progetti di interesse comune;
- intervenire sui procedimenti autorizzativi per favorire la realizzazione dei progetti di interesse comune;
- definire i criteri per la ripartizione dei costi degli investimenti con impatti transfrontalieri;
- predisporre misure e incentivi a copertura dei rischi per i progetti di interesse comune;
- determinare l'ammissibilità dei progetti di interesse comune all'assistenza finanziaria dell'Unione, attraverso contributi per studi e lavori, anche utilizzando gli strumenti finanziari previsti dal nuovo programma "per collegare l'Europa" (*Connecting Europe Facility - CEF*¹⁴).

Il Regolamento (UE) n.347/2013 definisce un Progetto di Interesse Comune (*Project of Common Interest, PCI*) un progetto infrastrutturale necessario per l'attuazione dei corridoi e delle aree prioritari delle infrastrutture energetiche e che figura in un apposito Elenco pubblicato dall'Unione (*PCI Union List*). L'elenco dell'UE viene adottato ogni due anni dalla Commissione Europea secondo le modalità e i criteri previsti dall'Art. 4 del suddetto Regolamento.

In attuazione del suddetto Regolamento, la Commissione Europea ha adottato il secondo elenco di PCI dell'Unione lo scorso Novembre 2015 (*2nd PCI Union List*¹⁵), che comprende per il settore elettrico complessivamente 108 PCI, promossi sia dai Gestori di Rete degli Stati Membri, sia da promotori terzi, ed includono progetti per la trasmissione¹⁶ e progetti per lo stoccaggio.

A seguito del processo di selezione dei progetti candidati ad essere eletti PCI appena concluso, sono stati individuati i progetti di sviluppo proposti da Terna e riportati nella Tabella 1.

¹⁴ Il programma "Connecting Europe Facility" (CEF) è oggetto del [Regolamento \(UE\) n. 1301/2013](#) in vigore dal 1 gennaio 2014 e stanziava un budget di 5,85 Mld€ per supportare lo sviluppo delle infrastrutture energetiche trans-Europee fino al 2020.

¹⁵ http://ec.europa.eu/energy/2_PCI_list.pdf

¹⁶ Tra i PCI del settore elettrico selezionati dalla Commissione ed inclusi nella seconda *Union List*, 5 coinvolgono Terna come controparte negli investimenti di interconnessione con Francia, Austria, Svizzera, Slovenia e Montenegro, mentre 1 coinvolge Terna in ambito Smart Grid.

Tabella 1 – Progetti inclusi nel Secondo Elenco PCI selezionati dalla Commissione Europea tra quelli proposti da Terna

Investment Code	Descrizione Progetto di Interesse Comune proposto
2.5.1	Interconnection between Grande Ile (FR) and Piossasco (IT) [currently known as "Savoie-Piemont" project]
2.15.1	Interconnection between Airolo (CH) and Baggio (IT)
3.2.1	Interconnection between Lienz (AT) and Veneto region (IT)
3.19.1	Interconnection between Villanova (IT) and Lastva (ME)
3.21	Italy – Slovenia interconnection between Salgareda (IT) and Divača — Bericevo region (SI)

I dettagli di tali progetti di sviluppo di Terna inclusi nella lista PCI della Commissione Europea, possono essere ulteriormente consultati nelle apposite pagine web disponibili nel sito istituzionale di Terna¹⁷ e della Commissione Europea¹⁸.

Il procedimento di individuazione e selezione dei progetti di interesse comune da inserire nel prossimo Elenco dell'UE sarà avviato dalla Commissione Europea nel 2016, attraverso appositi gruppi regionali cui partecipano i rappresentanti degli Stati Membri, delle Autorità di Regolamentazione nazionali, dei Gestori di rete, insieme con l'ACER e la Commissione Europea.

1.5.4 La cooperazione fra Gestori di Rete del Mediterraneo (Med-TSO)

L'Associazione degli Operatori di reti elettriche del Mediterraneo Med-TSO è stata costituita nell'aprile 2012 con lo scopo di realizzare uno spazio privilegiato di concertazione tra i TSO per promuovere l'integrazione dei sistemi elettrici nel Mediterraneo.

Med-TSO è composta da 20 associati, in rappresentanza di 18 Paesi del Mediterraneo (cfr. Figura 6) la cui struttura organizzativa sta in capo ad un comitato direttivo mentre l'operatività ed il coordinamento delle attività sono gestite da un Segretariato Centrale.

Nel 2013 Med-TSO, su incarico della Commissione Europea, ha realizzato il primo *Master Plan* delle Interconnessioni Mediterranee, comprendente anche i rinforzi interni di rete necessari all'utilizzazione delle interconnessioni. L'attività è stata svolta nell'ambito del Comitato Tecnico *Planning* di Med-TSO. Si tratta del primo passo verso una pianificazione coordinata degli sviluppi di rete a livello regionale, ossia del primo passo concreto verso l'integrazione dei sistemi elettrici del Mediterraneo.

In continuità con l'esperienza e i risultati conseguiti nel 2013, nel febbraio 2015 è stato lanciato il Progetto Mediterraneo, di durata triennale, finanziato dalla Commissione Europea e articolato secondo cinque linee di attività:

- Regole: identificazione di un set di regole base funzionali all'attivazione degli investimenti (in cooperazione con MEDREG, l'associazione dei Regolatori per l'energia del Mediterraneo), definendo le regole essenziali per la realizzazione e l'esercizio di infrastrutture di trasporto transfrontaliero (codici di rete, allocazione della capacità di trasporto e relativa gestione operativa).

¹⁷ http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETRICO/piano_sviluppo_rete/Progetti_di_Interesse_Comune.aspx

¹⁸ https://ec.europa.eu/energy/List_of_proposed_PCIs_for_electricity_-_Consultation_Document

infrastrutture di generazione nonché la valorizzazione delle caratteristiche di complementarità delle reti interconnesse.

Infine, le attività del *Working Group Economic Studies & Scenarios*, sono principalmente finalizzate alla definizione degli scenari energetici di riferimento per l'area Euro-mediterranea su orizzonte 2030 e alla conduzione di studi di mercato regionali.

Nel corso del 2015 sono state avviate, in particolare, le attività inerenti a:

- la stesura delle linee guida per la pianificazione coordinata delle infrastrutture di rete nel perimetro Med-TSO;
- l'avvio delle attività per la costituzione del database delle infrastrutture Euro-mediterraneo;
- una prima analisi delle potenziali aree di contatto tra le regolamentazioni energetiche e infrastrutturali in vigore nei singoli stati membro;
- la predisposizione del set di scenari energetici di riferimento per l'area Euro-mediterranea su orizzonte 2030.

Coerentemente con il piano di azione previsto dal progetto Mediterraneo, inoltre, Med-TSO ha predisposto congiuntamente con MEDREG un contributo alla *roadmap* della piattaforma regionale per l'elettricità (REM *Platform*) lanciata dall'Unione per il Mediterraneo (UpM), iniziativa promossa dalla Commissione Europea in collaborazione con gli Stati nazionali della Regione Mediterranea.

1.5.5 Il Progetto e-Highway 2050

Come descritto in precedenza, il conseguimento degli obiettivi sanciti dalle normative europee passa attraverso la definizione di piani di azione comuni che vedano il coinvolgimento sempre più ampio di tutti gli stakeholder del settore elettrico, in particolar modo quando tali piani interessano orizzonti di lungo termine.

In tal senso, a Settembre 2012, è stato avviato il progetto "E-Highway 2050", che con il supporto dell' EU *Seventh Framework Programme*, ha riunito circa quaranta soggetti fra gestori di rete, enti di ricerca, università e realtà industriali, nello sviluppo di una metodologia top-down di planning, applicabile alla rete di trasmissione Europea che consentisse il raggiungimento degli obiettivi comunitari di politica energetica fissati al 2050.

Attraverso l'attività coordinata di dieci gruppi di lavoro (cfr. Figura 7), ognuno focalizzato su temi specifici, è stato prodotto (e pubblicato a Dicembre 2015) un piano di sviluppo modulare che descrivesse le possibili evoluzioni del sistema elettrico al 2050 e le possibili azioni da intraprendere in termini di rinforzo e sviluppo della rete di trasmissione.

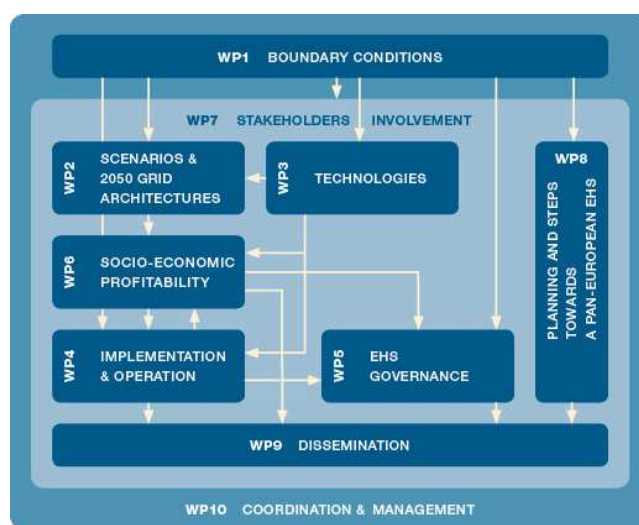


Figura 7 - E-Highway 2050, struttura del progetto

Essendo l'analisi svolta su un orizzonte temporale di così lungo termine, sia la scelta degli scenari di riferimento che la metodologia adottata sono stati fortemente condizionati dalla necessità di riuscire a coprire tutte le possibili incertezze connesse all'evoluzione del sistema elettrico fino al 2050.

In particolare:

- per quanto riguarda la metodologia si è preferito un approccio di tipo stocastico;
- per quanto riguarda gli scenari analizzati, sono stati esaminati cinque diverse possibili evoluzioni estreme del sistema elettrico.

I risultati di tale processo, e tutte le informazioni inerenti le metodologie, gli scenari e i modelli utilizzati sono disponibili sul sito web del progetto¹⁹.

Riguardo alla rete di trasmissione italiana è emerso in maniera significativa (cfr. Figura 8) l'importanza di un ulteriore sviluppo del corridoio "Sud-Nord", interno alla penisola, che consenta di veicolare, in particolare in alcuni scenari che prevedono lo sviluppo della fonte rinnovabile, verso l'Africa.

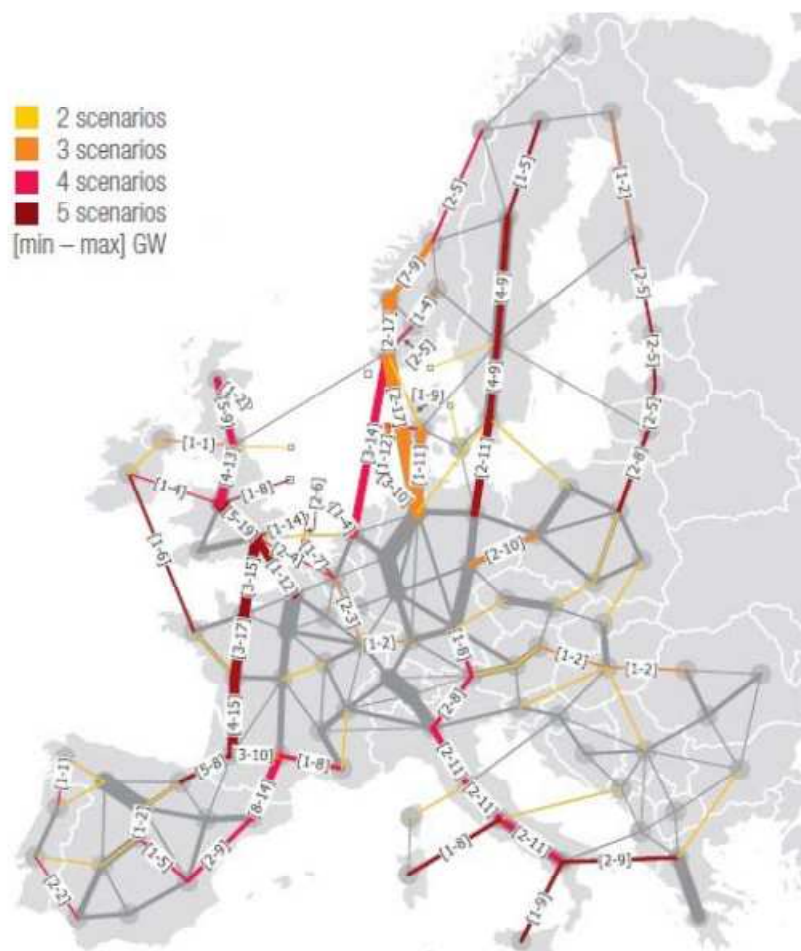


Figura 8 - E-Highway 2050, principali risultati.

Tale risultato, per quanto correlato a ipotesi di sviluppo della generazione concorda comunque con la direzione intrapresa da Terna, e descritta nei successivi paragrafi, orientata a individuare nel sistema italiano un possibile *hub* elettrico del mediterraneo.

¹⁹ <http://www.e-highway2050.eu/e-highway2050/>

2 Evidenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati

Il presente capitolo è articolato nei seguenti argomenti:

- Sintesi dello stato di funzionamento della rete elettrica di trasmissione con:
 - Bilancio energetico Nazionale 2014;
 - analisi della sicurezza di esercizio;
 - continuità e qualità del servizio di trasmissione;
 - potenziali criticità della produzione da fonti rinnovabili non programmabili in rapporto alle esigenze di garanzia del funzionamento in sicurezza del sistema elettrico nazionale o di porzioni del medesimo;
 - suddivisione delle zone di mercato e principali sezioni critiche su rete primaria;
 - principali evidenze dell'analisi sullo stato della rete.
- Principali evidenze dei segnali provenienti dal mercato elettrico.

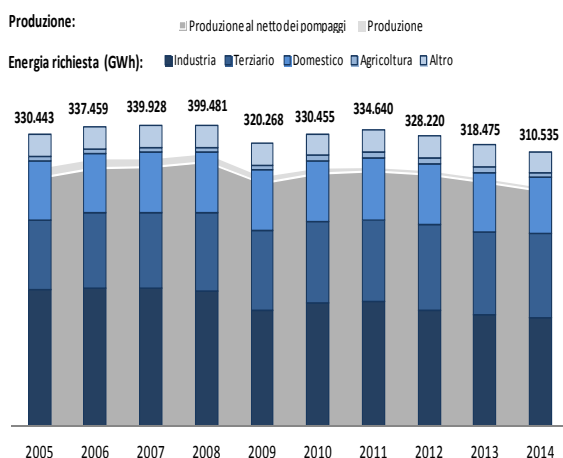
Relativamente alle analisi di dettaglio sul Bilancio energetico Nazionale, si evidenzia che come consuetudine viene analizzato l'ultimo bilancio consuntivato, benchè come precedentemente anticipato i dati preliminari dell'ultimo anno trascorso hanno evidenziato significativi segnali di ripresa in termini di fabbisogno energetico, che ha segnato un incremento pari all'1,5% rispetto al valore registrato nel 2014; di tale trend si terrà conto in fase di elaborazione degli scenari previsionali così come riportato nel Capitolo 3.

2.1 Bilanci 2014 (produzione, consumi, scambi)

Nel 2014 (cfr. Figura 9) la richiesta di energia elettrica è stata pari a 310,5 miliardi di kWh, con un calo del 2,5% rispetto all'anno precedente; i consumi totali di energia elettrica, ossia la richiesta al netto delle perdite, sono diminuiti a circa 291 miliardi di kWh.

La distribuzione dei consumi di energia elettrica per settore economico evidenzia una nuova flessione dell'industria nel suo complesso, pari a -1,9% il settore industriale, con un consumo di 122,5 miliardi di kWh ha rappresentato nel 2014 il 42,1% del totale dei consumi (nel 2013 era il 42%). In diminuzione anche i consumi del terziario, pari nel 2014 a 99 miliardi di kWh (-0,8% rispetto al 2013) ed il domestico con 64,3 miliardi di kWh (-4,1%). In contrazione anche i consumi dell'agricoltura, pari a 5,4 miliardi di kWh (-5,4%).

Italia: storico produzione/richiesta



Italia: bilancio energetico 2014

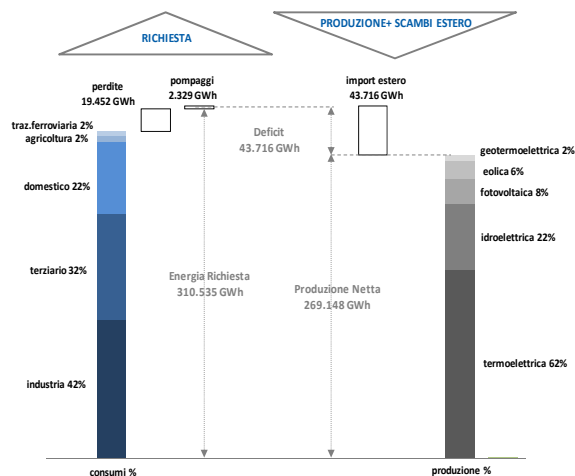


Figura 9 - Bilancio Italia 2014

Nel 2014 la produzione nazionale netta, calata del 3,5% rispetto all'anno precedente, ha raggiunto un valore di 269,1 miliardi di kWh.

Disaggregando per fonte i dati riguardanti la produzione netta, si evidenzia un aumento della fonte idroelettrica (+10,2%), che tocca un nuovo record storico a 59,6 miliardi di kWh e un ulteriore flessione del termoelettrico nazionale (-8,9%). Complessivamente, la produzione da fonti rinnovabili lorda è aumentata del 7,7% rispetto al 2013. In particolare le produzioni nette eolica e fotovoltaica hanno raggiunto rispettivamente i 15 TWh (+1,9%) e i 21,8 TWh (+2,9%).

Per quanto riguarda la potenza massima richiesta, la punta massima nel 2014 si è registrata il 12 giugno alle ore 12, raggiungendo i 51.550 MW, in calo del 4,4% rispetto al picco del 2013, pari a 53.942 MW, ottenuto il 26 luglio 2013.

2.2 Sicurezza di esercizio

Nella Figura 10 è riportata la distribuzione territoriale dei rischi di sovraccarico sulla rete di trasporto primaria (rete a 380 e 220 kV), con una mappa qualitativa delle zone geografiche nelle quali sono più alte le probabilità che si verifichino sovraccarichi in condizioni di sicurezza N-1, ossia dovuti al fuori servizio di un qualsiasi elemento di rete.

Simulazioni di rete: Lug-2014/Giu-2015
 % sovraccarico > 20% corrente nominale in (N-1) per linee
 % sovraccarico > 10% corrente nominale in (N-1) per ATR

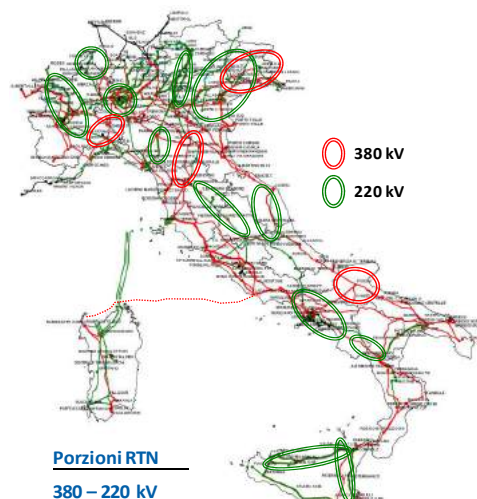
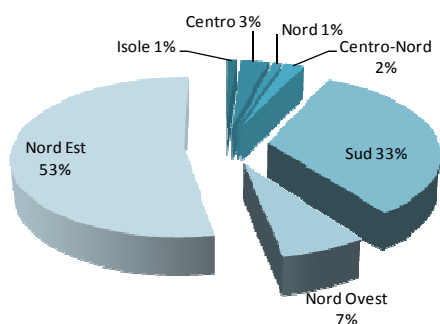


Figura 10 - Aree a maggiore criticità per la sicurezza sulla rete primaria a 380 – 220 kV

I dati in esame sono il risultato di simulazioni di rete effettuate ogni quarto d'ora in tempo reale relativamente ai mesi compresi tra luglio 2014 e giugno 2015. L'assetto di rete in tempo reale considerato, è determinato dalla reale disponibilità degli elementi di rete, tenendo conto anche degli eventuali fuori servizi programmati. Ai fini dell'elaborazione relativa alla rete 380-220 kV, non sono stati considerati gli effetti dei dispositivi di telescatto, il cui intervento rappresenta una contromisura non di tipo strutturale ed i cui effetti possono avere impatto sulla flessibilità del sistema a fronte di eventi dinamici; inoltre, nell'analisi della rete primaria 380 kV-220 kV, non si è tenuto conto dei possibili assetti adottabili dalla rete AT a 150-132 kV a seguito di eventi che determinano il funzionamento in N-1 della rete primaria.

Dall'analisi delle simulazioni effettuate, è stato possibile rilevare che, mediamente, sono presenti alcuni eventi caratterizzati da un rischio di sovraccarico su rete primaria. Ciascuno di questi eventi è caratterizzato dalla presenza di almeno un elemento di rete (linea o ATR) con un sovraccarico di corrente (superiore al 20% per le linee e 10% per gli ATR del valore massimo di normale esercizio).

Nell'area Nord-Est del Paese si concentra una parte rilevante dei sovraccarichi riscontrati a livello nazionale; in particolare le aree del Veneto e del Friuli Venezia Giulia continuano ad essere caratterizzate da limitazioni di capacità di trasporto che possono ostacolare il transito delle potenze in importazione dalla frontiera slovena verso i centri di consumo che insistono su un sistema non adeguatamente magliato. In Lombardia i rischi di sovraccarico su rete primaria sono causati principalmente dalla rete che alimenta la città Capoluogo. Nell'area Nord – Ovest le direttrici che trasportano dal nord del Piemonte la potenza importata dalla Svizzera e la produzione idroelettrica locale verso i centri di consumo, sono interessate da

elevati transiti di potenza. Si evidenziano i sovraccarichi di alcune trasformazioni relative agli impianti 380/220 kV della Liguria occidentale.

Nell'area dell'Emilia e della Toscana si riscontrano sovraccarichi delle linee a 380 e 220 kV interessate dal transito dell'energia tra le sezioni Nord – Centro Nord.

Nel Centro Italia si evidenziano rischi di sovraccarico sulle arterie 220 kV che attraversano Umbria, alto Lazio e Abruzzo e sovraccarichi di alcune trasformazioni presso gli impianti 380/220 kV.

Per quanto riguarda il Sud, la rete a 380 kV tra Campania e Puglia, in particolare le arterie tra le stazioni di Benevento 2, Troia e Foggia, risulta essere interessata da consistenti fenomeni di trasporto di energia che dalle aree di produzione della Puglia viene convogliata verso le aree di carico della Campania e del Centro Italia. Inoltre, sono di significativa importanza i sovraccarichi sulla 380 kV e 220 kV della Campania, considerato che quest'ultima contribuisce ad alimentare direttamente i carichi di Salerno, Napoli e Caserta. Tali problemi si concentrano principalmente nell'area compresa tra Montecorvino (SA) e S. Sofia (CE), la cui rete a 380 e 220 kV è chiamata a trasportare gli elevati flussi di potenza dalle aree di produzione della Calabria e della Puglia verso le aree di carico di Napoli e Caserta. In tal senso, si evidenziano, ove si registrano, sovraccarichi di alcune trasformazioni relative agli impianti della medesima area. Sulla porzione di rete primaria tra Calabria e Campania i possibili sovraccarichi riguardano la rete 220 kV tra Laino e Montecorvino, chiamata a trasportare la produzione delle centrali dell'area, in caso di perdita di una delle linee a 380 kV "Laino–Montecorvino". Sono presenti inoltre eventi di sovraccarico sulle arterie 380 kV della Calabria ionica. In Sicilia si registrano eventi di sovraccarico diffusi relativamente alla rete a 220 kV, sulla quale attualmente confluisce buona parte della produzione interna alla Regione. In particolare problemi si riscontrano sulle arterie tra i centri di carico di Palermo e Messina e sulle linee afferenti il polo di produzione di Priolo.

Nella Figura 11 sono illustrate le porzioni di rete a 150 – 132 kV che presentano i maggiori rischi di sovraccarico in condizioni di sicurezza N-1, ossia in caso di fuori servizio di un qualsiasi elemento della rete primaria o secondaria. I dati riportati nella figura sono il risultato di simulazioni di *load flow* riferite alla situazione sia di picco invernale che di picco estivo. In particolare le simulazioni si riferiscono al terzo mercoledì di Luglio 2014 e di Gennaio 2015 alle ore 10.30 del mattino. Si osserva che le aree maggiormente critiche si concentrano in prossimità di alcune arterie AT del Nord-Est, del versante adriatico e della Sicilia, aree dove la rete secondaria a 150 – 132 kV ha anche la funzione di trasporto, in particolare in condizioni N-1. I problemi di rete evidenziati sono dovuti ad un'insufficiente capacità di trasporto degli elettrodotti e/o a una capacità di trasformazione non adeguata nelle stazioni AAT/AT. Tali criticità sono altresì dettagliate nei successivi capitoli.

Simulazioni di rete:
 Terzo mercoledì Lug-2014/Gen-2015, % Contingenze in N-1 su totale
 % sovraccarico > 20% corrente nominale in (N-1) per linee
 % sovraccarico > 10% corrente nominale in (N-1) per ATR

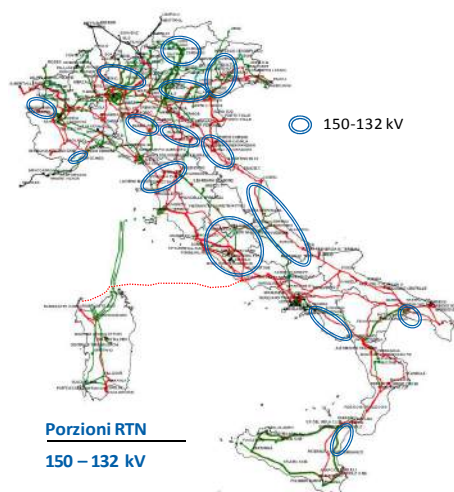
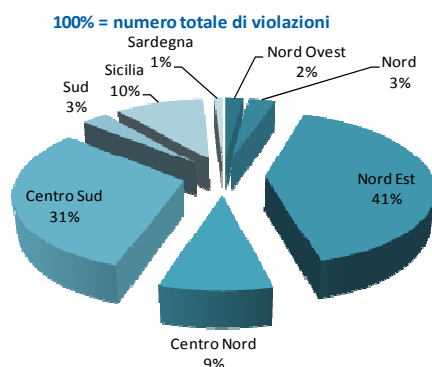


Figura 11 - Aree a maggiore criticità per la sicurezza sulla rete secondaria

2.3 Continuità del servizio di trasmissione

La continuità del servizio è associata principalmente alla capacità di un sistema di garantire il trasporto delle potenze prodotte dagli impianti di generazione verso gli impianti di prelievo destinati ad alimentare le utenze. La gran parte degli impianti di prelievo, essenzialmente cabine primarie di distribuzione, è inserita sulla rete in AT (c.d. rete secondaria), da cui dipende direttamente l'affidabilità dell'alimentazione di questi impianti.

L'analisi delle cause dei disservizi che generano disalimentazioni costituisce un elemento primario per identificare le porzioni di rete più critiche in termini di necessità di sviluppo.

Nella Figura 12 sono evidenziate le aree che nel periodo compreso tra Luglio 2014 e Giugno 2015 hanno registrato i livelli di continuità del servizio di alimentazione elettrica più critici riguardo ai rispettivi tassi di domanda.

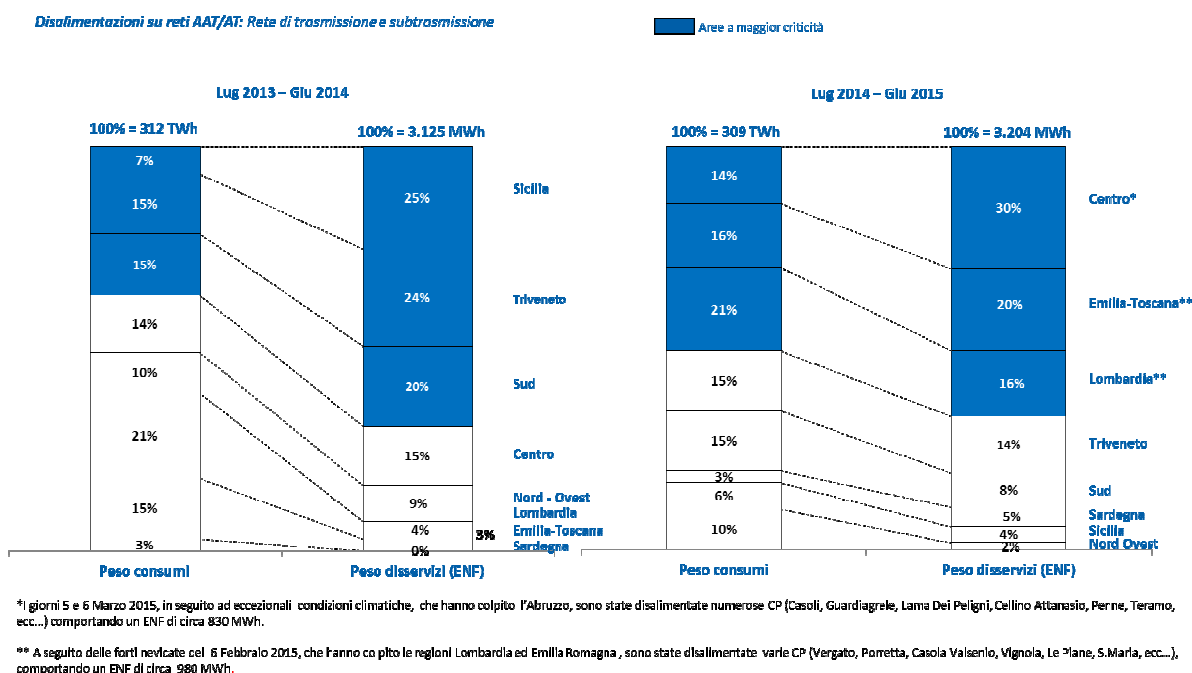


Figura 12 - Disalimentazioni su reti AAT/AT (rete di trasmissione e reti di subtrasmissione)

Quasi il 70% dell'energia non fornita (ENF) per disservizi riguarda le Regioni del Centro e le Regioni Lombardia ed Emilia Romagna. La causa dei disservizi è da imputare principalmente a ridotti livelli di magliatura della rete con capacità di trasformazione e trasporto insufficienti in determinate condizioni di esercizio, riconducibili per lo ad eccezionali condizioni climatiche avverse.

2.4 Qualità della tensione

In ciascun nodo di una rete elettrica, si verificano variazioni lente di tensione legate alle modifiche periodiche del carico da alimentare (componente attiva/reattiva), alle caratteristiche della rete (assetti di esercizio) ed alla variazione della potenza generata dalle centrali (su base giornaliera, settimanale e stagionale in relazione alle disponibilità di energia primaria e ai vincoli di flessibilità delle unità di produzione); tali variazioni lente si registrano in finestre temporali contraddistinte in 1) ore diurne e notturne, 2) giorni feriali e festivi, 3) mesi estivi e invernali.

Inoltre, il fuori servizio temporaneo di linee e/o trasformatori e l'incremento del transito su altri componenti di rete che ne consegue contribuiscono a far variare la tensione, generalmente in diminuzione, dei nodi nelle rispettive zone di influenza e nei periodi caratterizzati da elevata richiesta in potenza.

Al contrario, nelle situazioni fuori picco, anche a causa della riduzione dell'effetto di regolazione delle centrali disponibili in produzione, possono registrarsi valori di tensione in aumento.

Il livello di tensione è un elemento fondamentale per assicurare la qualità del servizio; per questo motivo Terna, con periodicità annuale, esegue delle analisi statistiche sui valori della tensione nei nodi della rete primaria di trasmissione. Le analisi mostrano che negli ultimi quattro anni, le tensioni si sono mantenute in generale nell'intervallo di circa $\pm 5\%$ attorno al valore di esercizio di 400 kV.

La Figura 13 riporta il *range* di variazione del livello di tensione dei nodi a 400 kV della RTN²⁰, nel periodo 2007-2015.

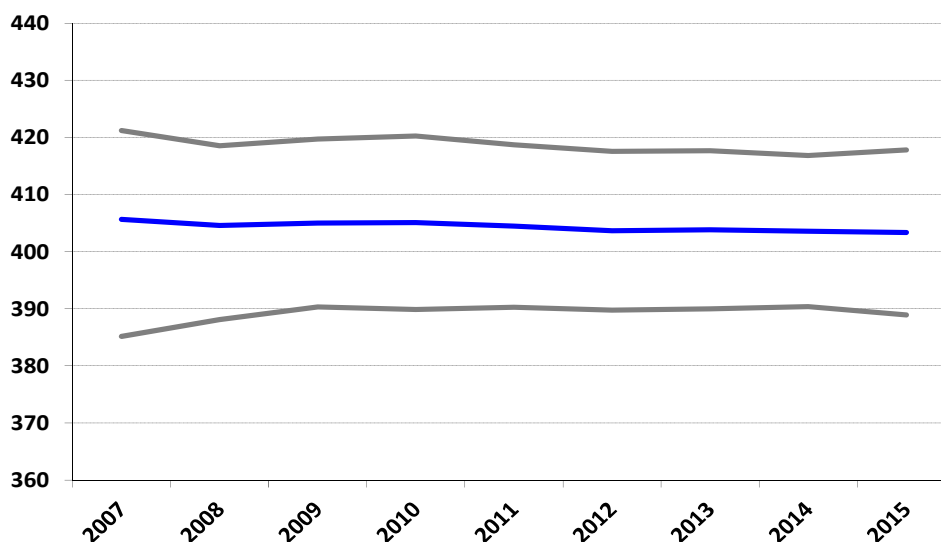


Figura 13 - Range di Variazione del livello di tensione (massimo, medio e minimo) nei nodi a 400 kV dal 2007 al 2015 (kV)

Per il periodo Luglio 2014 - Giugno 2015 si è osservata per le stazioni a 400 kV una deviazione standard dei valori intorno alla media di circa 4,8 kV. L'andamento sostanzialmente costante della tensione deve interpretarsi come un indice indiretto di una buona qualità del servizio elettrico, benché si noti un generale aumento dei valori massimi di tensione, talvolta anche superiori ai limiti previsti nel Codice di Rete²¹, principalmente legato alla situazione contingente di riduzione della richiesta di energia per effetto della crisi ed alla crescita della generazione distribuita.

Nel suddetto periodo di riferimento le tensioni della RTN, anche grazie alla disponibilità delle risorse di dispacciamento approvvigionabili sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), si sono mantenute generalmente buone, sempre nei limiti previsti dalla normativa tecnica, con un valor medio di circa 404 kV per i nodi della rete a 400 kV, evidenziando comunque un leggero trend in riduzione negli ultimi tre anni.

Nell'analizzare le criticità della rete sono prese in esame le seguenti situazioni tipiche:

- ore a basso carico, in cui è maggiore la probabilità di tensioni elevate a causa del ridotto impegno della rete;
- ore di alto carico in cui è invece più probabile rilevare valori di tensione bassi a causa dell'entità dei prelievi e dei consistenti valori di trasporto sulle linee di trasmissione.

La Figura 14 e la Figura 15 riportano rispettivamente l'andamento dei valori medi delle tensioni sulla rete a 400 kV nelle diverse province e la frequenza con cui il valore di attenzione di 410 kV viene superato in condizioni di esercizio nel periodo di riferimento.

²⁰ I valori massimi e minimi di tensione sono calcolati statisticamente sulla base della dispersione dei valori misurati attorno alla media.

²¹ Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, capitolo 1, paragrafo 1B.3.2.

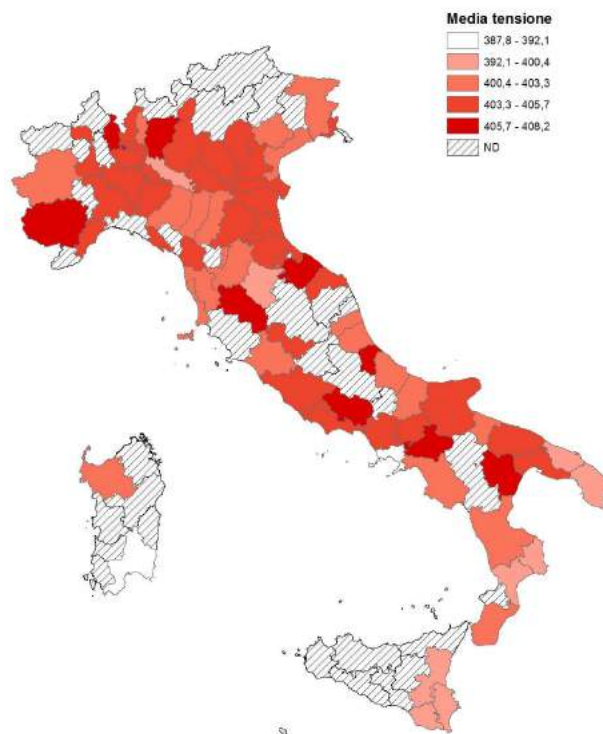


Figura 14 - Distribuzione territoriale delle tensioni sulla rete 400 kV– valori medi (kV) (Luglio 2014 – Giugno 2015)

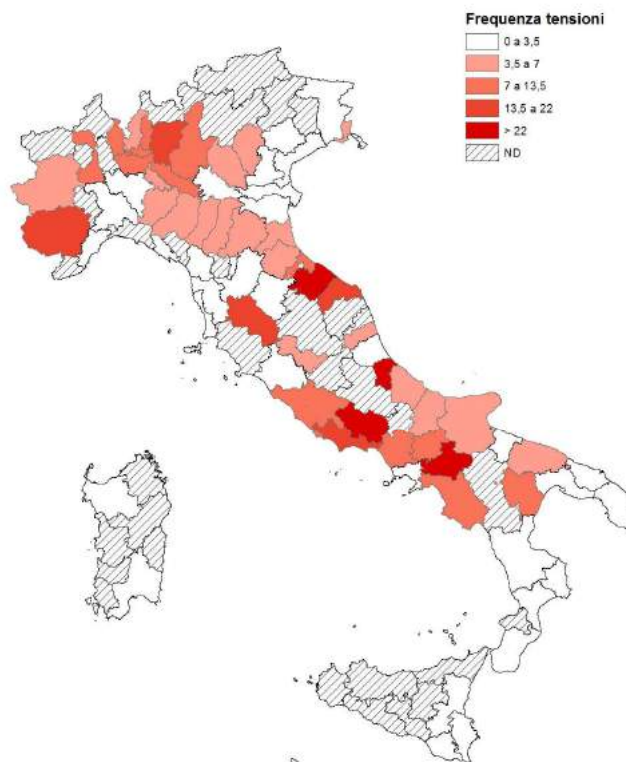


Figura 15 - Distribuzione territoriale delle tensioni sulla rete 400 kV– frequenza (%) con valori di tensione maggiore di 410 kV (Luglio 2014 – Giugno 2015)

Nella Figura 16 sono elencati i nodi della rete nazionale a 400 kV i cui valori di tensione più frequentemente superano la soglia di attenzione di 410 kV (la soglia, seppure all'interno dei parametri obiettivo del Codice

di Rete, costituisce per Terna un riferimento per la programmazione di azioni correttive). I dati elaborati si riferiscono al periodo che intercorre tra Luglio 2014 e Giugno 2015.

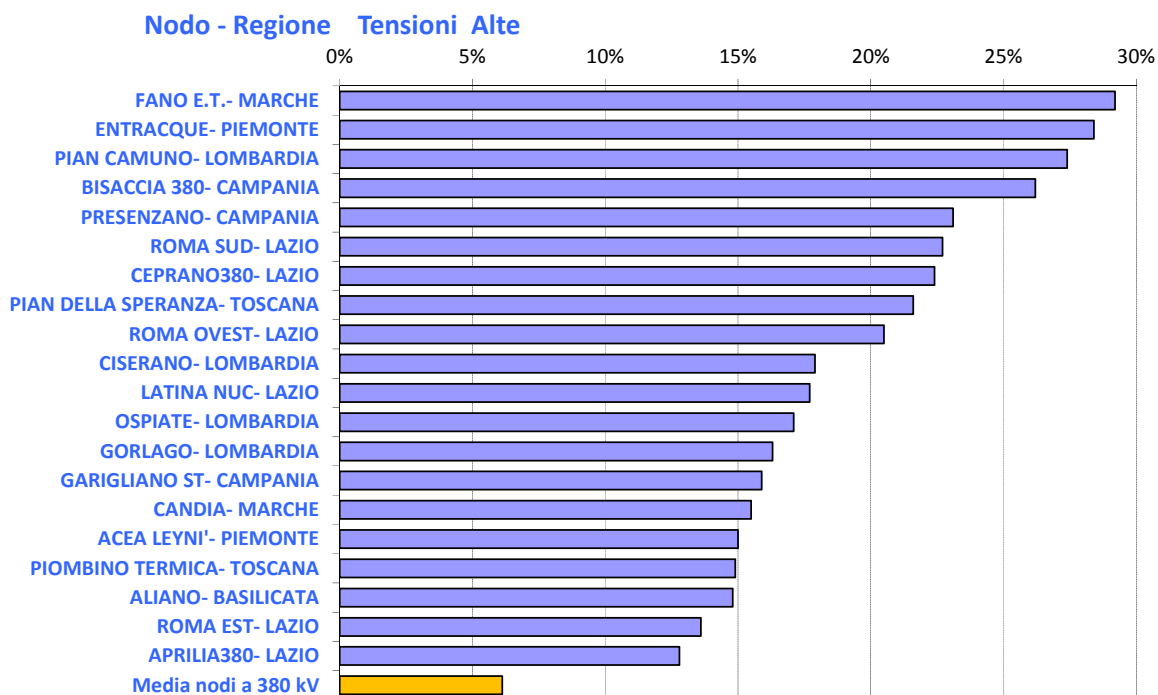


Figura 16 - Andamento della tensione ai nodi critici – tensioni alte (Luglio 2014 – Giugno 2015)

Si notano valori di tensione elevati in Piemonte, Lombardia, Toscana, Marche, Lazio, Campania e Basilicata.

Nella Figura 17 sono invece riportati i nodi 400 kV in cui la tensione, comunque compresa all'interno dei limiti previsti dal Codice di Rete, è risultata inferiore al valore di attenzione di 390 kV nel periodo compreso tra Luglio 2014 e Giugno 2015.

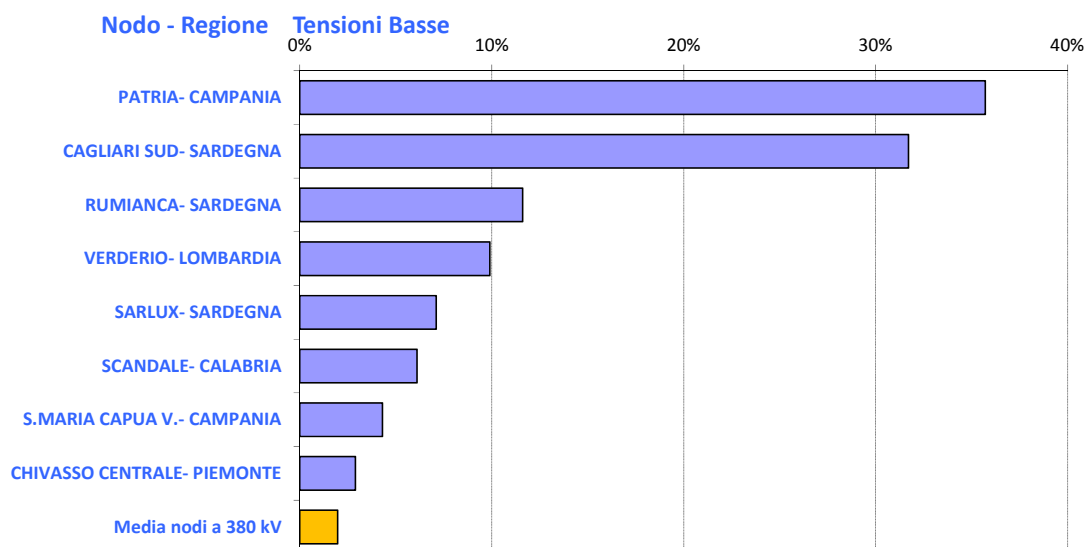


Figura 17 - Andamento della tensione ai nodi critici – tensioni basse (Luglio 2014 – Giugno 2015)

Il fenomeno riguarda le aree di rete scarsamente magliate, interessate da ingenti transiti di potenza e dalla presenza di stazioni con elevati prelievi di carico.

Relativamente alle suddette problematiche, l'installazione di apparati presso le stazioni che regolano la tensione (reattanze e banchi di condensatori) sta consentendo da una parte di migliorare i profili di tensione nelle aree critiche, e dall'altra di ridurre la necessità di ricorrere all'approvvigionamento di specifiche risorse sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

2.5 Potenziali criticità della produzione da fonti rinnovabili in rapporto alle esigenze di funzionamento in sicurezza del sistema elettrico nazionale

La potenza eolica installata in Italia a Dicembre 2015 è stata pari a circa 9.200 MW. Gran parte di questa potenza è collocata nella zona meridionale del Paese, soprattutto Campania, Basilicata, Puglia, Calabria, Sicilia e Sardegna, aree queste che presentano caratteristiche più favorevoli dal punto di vista della disponibilità della fonte primaria.

La potenza fotovoltaica installata alla stessa data è stata pari, invece, a circa 18.920 MW dei quali circa 2.400 MW nella sola Puglia.

Nella figura sottostante è stato riportato il dettaglio per Regione della potenza degli impianti eolici e fotovoltaici installati²² al 2015 (cfr. Figura 18).

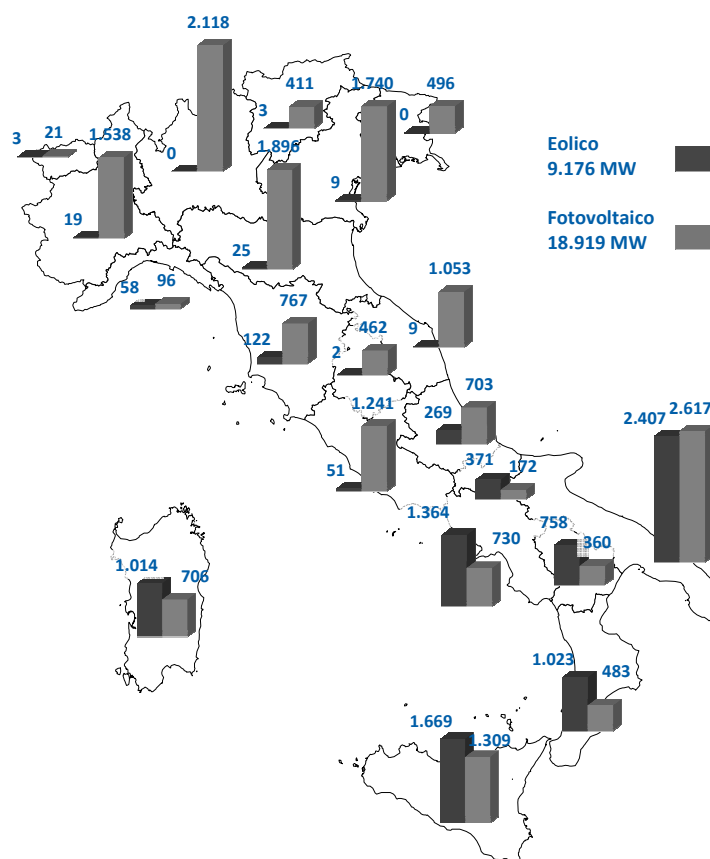


Figura 18 - Potenza eolica e fotovoltaica installata in Italia – Dicembre 2015 (Fonte dati:Terna)

In particolare, nell'anno 2015 prosegue la crescita della generazione da fonti rinnovabili ma con trend di crescita più ridotti con circa 0,3 GW di potenza fotovoltaica e circa 0,5 GW di potenza eolica installata (cfr. Figura 19). È doveroso fare presente che nel corso degli ultimi mesi del 2015 sono stati connessi sulla rete di alta tensione di Terna impianti eolici per circa 350-400 MW, principalmente concentrati nella regione Basilicata, assegnatari delle aste aggiudicate di cui al DM del 6 Luglio 2012.

²² Dati provvisori Terna.

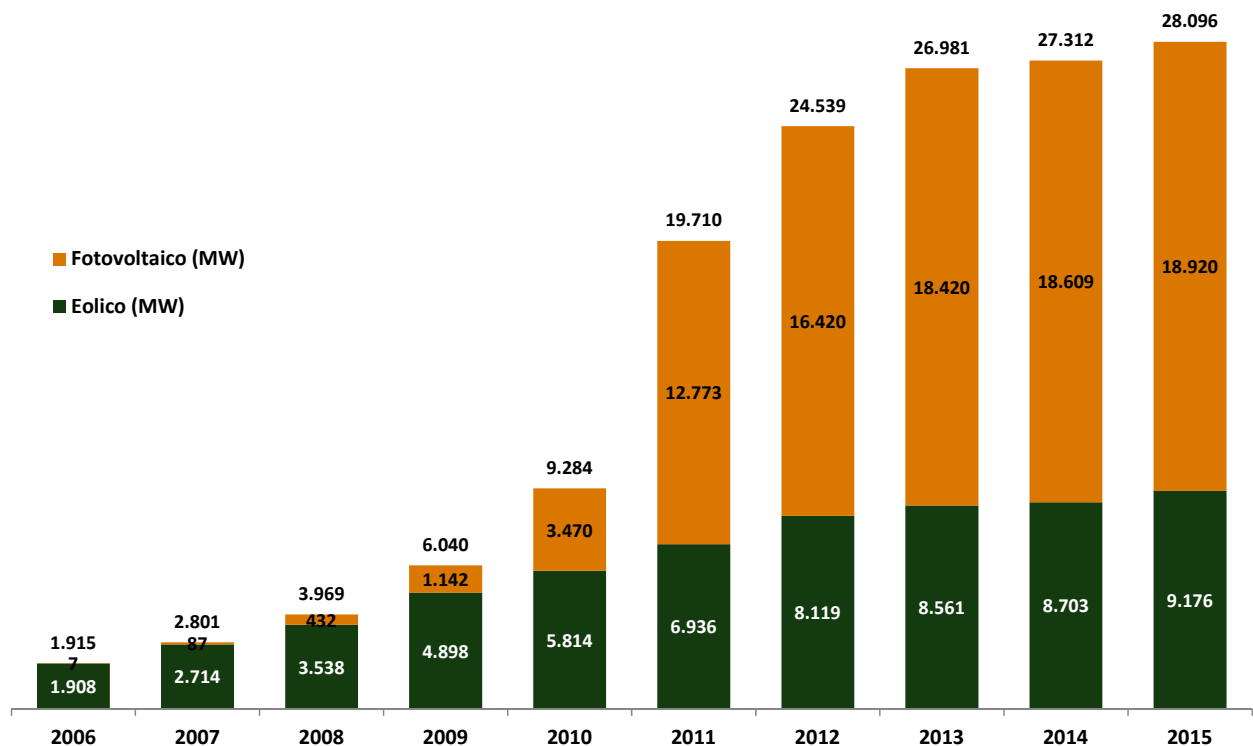


Figura 19 - Potenza fotovoltaica ed eolica installata 2006 - 2015 (dati provvisori)

L'aumento della potenza eolica installata ha interessato la rete di trasmissione a livello AT, mentre gli impianti fotovoltaici (oltre il 90%) hanno interessato la rete di distribuzione ai livelli MT e BT. Essendo tuttavia le reti di distribuzione interoperanti con il sistema di trasmissione, gli elevati volumi aggregati di produzione da impianti fotovoltaici, in particolare nelle zone e nei periodi con basso fabbisogno locale, hanno un impatto non solo sulla rete di distribuzione, ma anche su estese porzioni della rete di trasmissione e più in generale sulla gestione del sistema elettrico nazionale nel suo complesso.

Dal punto di vista tecnico e regolatorio, le azioni di Terna e dell'Autorità, volte da un lato a rendere meno critici gli effetti legati alla generazione distribuita e dall'altro a garantire il controllo degli impianti ai fini della sicurezza del sistema elettrico, si sono concretizzate con l'approvazione da parte dell'AEEGSI degli Allegati A.70 e A.72 al Codice di Rete.

In particolare, attraverso l'Allegato A.70 sono stati introdotti i requisiti minimi che devono essere soddisfatti dagli impianti della generazione distribuita in termini sia di campi di funzionamento in tensione e frequenza (in condizioni normali e durante i transitori), sia di protezioni.

Tali requisiti sono applicati a tutti gli impianti MT e BT connessi alle reti dei distributori. Per gli impianti MT di taglia maggiore di 50 kW esistenti al 31 marzo 2012, la delibera 84/2012/R/EEL ha previsto un programma di adeguamento, così detto "retrofitting", che fino al mese di novembre 2015 ha interessato circa il 92% degli impianti coinvolti. Con la delibera 243/2013/R/eel, tale adeguamento è stato esteso anche agli impianti connessi in MT di potenza inferiore a 50 kW e a quelli connessi in BT, interessando circa l'89% degli impianti (dato aggiornato sempre a novembre 2015).

L'Allegato A.72, invece, definisce la procedura per la modulazione della generazione distribuita, da applicarsi ai soli impianti che soddisfano i requisiti tecnici ivi indicati, e che sono classificati in due gruppi: GDPRO (impianti riducibili con preavviso dal titolare dell'impianto) e GDTEL (impianti distaccabili da remoto dall'impresa distributrice). Si evidenzia che a tutt'oggi la procedura in questione (RIGEDI) non è stata ancora utilizzata, anche se si sono registrate giornate a rischio di attivazione. Con la delibera 421/2014/R/eel "Ulteriori interventi relativi agli impianti di generazione distribuita finalizzati a garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale", così come modificata dalla 79/2015/R/eel, l'Autorità ha approvato la versione aggiornata dell'Allegato A.72, "Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)". In particolare, è stata introdotta una nuova tipologia

di generazione distribuita riducibile, la GDRM, per tener conto di quanto previsto dall'allegato M alla norma CEI 0-16 III edizione. La versione aggiornata dell'allegato A.72 trova applicazione a decorrere dal 1° settembre 2015; entro tale data le imprese distributrici hanno dovuto implementare un sistema centralizzato in grado di inviare i segnali necessari per l'attivazione del teledistacco agli impianti alimentati da fonte eolica e fotovoltaica connessi alla rete di media tensione.

Analogamente a quanto fatto con la deliberazione 84/2012/R/eel con riferimento all'allegato A.70, la delibera 421/2014/R/eel prevede un programma di *retrofit*, per gli impianti di produzione eolici e fotovoltaici di potenza maggiore o uguale a 100 kW già connessi o da connettere in MT, per i quali sia stata presentata richiesta di connessione in data antecedente al 1° gennaio 2013. In particolare, tali produttori sono tenuti ad adeguarsi al paragrafo 8.8.6.5 della Norma CEI 0-16 – Edizione III e all'Allegato M al più tardi entro il 31 gennaio 2016, pena la sospensione dell'erogazione dell'incentivo da parte del GSE.

In tale contesto, la forte penetrazione degli impianti di produzione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), in particolare quelli alimentati da fonte solare fotovoltaica, ha comportato fenomeni di risalita di energia dalle reti di distribuzione verso il sistema di trasmissione. Gli impianti di cui sopra sono, infatti, spesso concentrati in aree con basso fabbisogno energetico, il che determina in particolari periodi, una risalita dell'energia prodotta verso le reti AT. Per dare una quantificazione del fenomeno descritto, sulla rete di Enel Distribuzione è stata riscontrata nel periodo Gennaio-Novembre 2015 (cfr. Figura 20) l'inversione del flusso di energia per almeno l'1% e il 5% delle ore dell'anno rispettivamente in 1063²³ e 793 sezioni di trasformazione AT/MT delle cabine primarie di distribuzione, valori in linea con l'anno precedente.

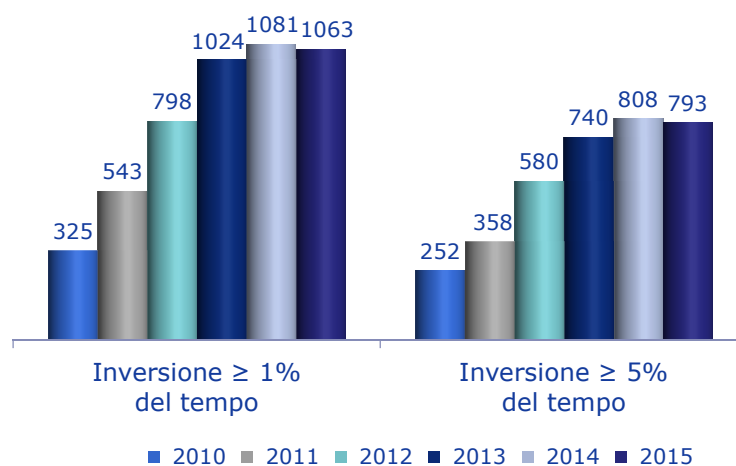


Figura 20 - Dati di inversione flussi su sezioni AT/MT (fonte: Enel Distribuzione - Novembre 2015 dati provvisori)

I fenomeni citati, compresa la "risalita" di potenza dalle cabine primarie sulla rete AT, contribuiscono a produrre, come prima conseguenza, un possibile aumento delle congestioni locali, in particolare sulle porzioni di rete AT caratterizzate da elevata densità di generazione distribuita rispetto all'entità del carico elettrico locale e alla scarsa magliatura di rete.

A un livello più alto, si è registrato un progressivo aumento delle congestioni anche sul sistema di trasporto primario in AAT, che determinano una minore efficienza complessiva in esito ai mercati con la formazione di "oneri da congestione" a carico del sistema derivanti dall'utilizzo di impianti di produzione meno competitivi a scapito di quelli più convenienti.

I problemi di congestione si sono resi maggiormente evidenti e critici nell'area centro-meridionale ed insulare del Paese dove si concentra la gran parte delle installazioni di impianti da FRNP e dove la rete presenta un minor livello di magliatura e una più limitata capacità di trasporto.

A livello di gestione del sistema elettrico nel suo complesso, come meglio descritto nel seguito, si sono presentate nuove ed importanti problematiche di mantenimento dell'equilibrio complessivo tra

²³ Poco meno di un terzo del totale sezioni AT/MT di Enel Distribuzione (circa 3.200).

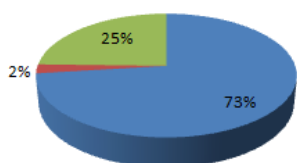
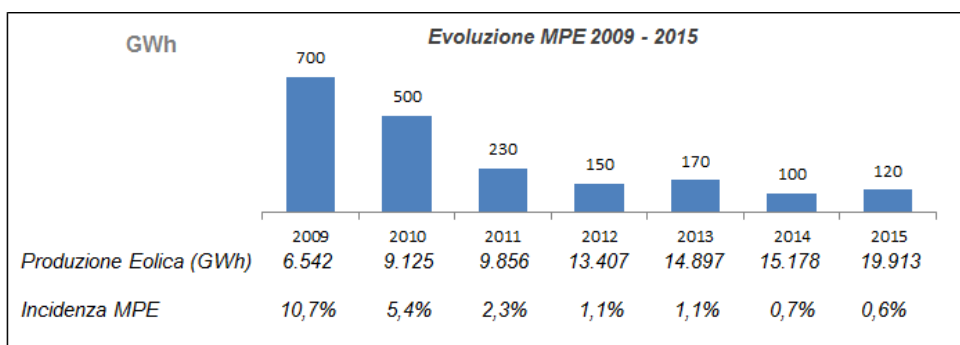
produzione, carico e scambi con l'estero, nonché criticità in termini di disponibilità della necessaria riserva di regolazione e rischi per la sicurezza e integrità del sistema.

2.5.1 Congestioni di rete AT e AAT

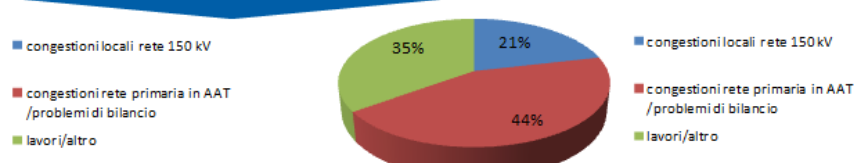
Tra le criticità cui si è accennato, risultano particolarmente significative le congestioni di rete, che se negli ultimi anni si sono manifestate frequentemente su alcune porzioni della rete a 150 kV, a causa della ridotta capacità di evacuazione di tutta l'energia prodotta dagli impianti da FRNP, ora interessano in modo significativo anche la rete in AAT.

Nel corso degli anni 2009-2012 (cfr. Figura 21), infatti, si è assistito ad una progressiva riduzione della Mancata Produzione Eolica (MPE), che nel corso nel 2012 ha avuto una riduzione progressiva dell'incidenza sulla totale produzione eolica pari a circa l'1%. Come sopra indicato, in tale periodo sul valore dell'MPE incidono quasi esclusivamente le congestioni sulla rete AT.

A partire dal 2013, invece, si è evidenziata la componente della mancata produzione eolica dovuta a congestioni sulla rete AAT tra zone in direzione Sud-Nord e problemi di bilancio generazione/carico prevalentemente sulle sezioni Sud-Centro Sud e Centro Sud-Centro Nord in situazioni di basso carico ed alta contemporaneità di produzione fotovoltaica ed eolica. Tale fenomeno si è confermato anche nel corso del 2014 e del 2015.



Ripartizione MPE Gennaio 2012 – Dicembre 2012



Ripartizione MPE Gennaio 2013 – Novembre 2015

Figura 21 - Mancata Produzione Eolica (MPE) Gennaio-Novembre 2015 – dati provvisori impianti connessi rete AT

Il problema delle congestioni locali resta comunque confermato anche per il 2015. Come si osserva in Figura 22, le zone della rete AT attualmente critiche, in relazione ai vincoli di rete strutturali che limitano la produzione eolica, sono concentrate nelle isole maggiori e al Sud, in particolare lungo le direttrici AT a 150 kV tra Puglia e Campania:

- “Benevento II - Volturara - Celle S.Vito”;
- “Benevento II - Bisaccia - Montecorvino”;
- “Foggia - Deliceto - Andria”.

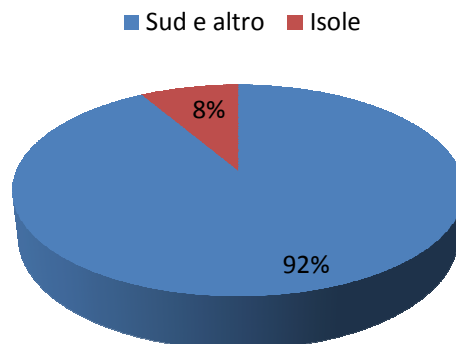


Figura 22 - Dettaglio regionale localizzazione Mancata Produzione Eolica (MPE) Gennaio-Novembre 2015 – dati provvisori

In queste aree, negli anni passati, sono stati realizzati da Terna importanti interventi di adeguamento e rinforzo della rete, tra i quali segnaliamo quelli completati nel corso degli ultimi anni:

- Direttrice 150 kV “Benevento II - Bisaccia - Montercorvino”:
 - Nuova SE 400/150 kV di Bisaccia e raccordi 150 kV alla linea “Bisaccia – Calitri”;
 - Installazione terzo ATR 400/150 kV nella SE 400/150 kV di Bisaccia;
 - Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Benevento II - Benevento N.”;
 - Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Benevento N.- Benevento Ind.”;
 - Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Ariano Irpino - Benevento”;
 - Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Ariano Irpino - Flumeri - Vallesaccarda”;
 - Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto 150 kV “Vallesaccarda - Scampitella - Lacedonia”;
 - Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Flumeri - Lacedonia - Contursi” (completamento tratti limitanti).
 - Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Campagna - Montecorvino” (I step);
 - Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Bisaccia - Calitri”;
 - Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Bisaccia - Bisaccia 400 kV”;
 - Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Castelnuovo - Calabritto”;
 - Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Calabritto - Contursi”;
 - Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Lacedonia - Bisaccia”;
 - Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Campagna -Sicignano - Contursi”;
 - Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Buccino - Tanagro”;
- Direttrice 150 kV “Benevento II - Volturara - Celle S. Vito”:
 - Nuova SE 400/150 kV di Troia con 3 ATR 400/150 kV (a cui si prevede di raccordare la direttrice 150 kV);
 - Installazione terzo ATR 400/150 kV nella SE 400 kV di Benevento II;
 - Installazione di dispositivi per la valutazione dinamica della portata per massimizzare l’utilizzo delle linee 150 kV “Benevento II - Foiano” e “Benevento II - Montefalcone”
- Direttrice 150 kV “Foggia - Deliceto - Andria”:
 - Nuova SE 400/150 kV di Deliceto con 4 ATR 400/150 kV;

- Raccordi 150 kV della linea “Agip Deliceto - Ascoli Satriano” alla SE 400/150 kV di Deliceto;
- Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Deliceto - Ascoli S. - Cianfurro”;
- Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Foggia - Lucera”;
- Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Troia -Troia CP”;
- Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Troia CP - Orsara”
- Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Orsara - Bovino”;
- Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto 150 kV “Bovino - Agip Deliceto”;
- Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Agip Deliceto - Deliceto - Ascoli S.”;
- Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Lucera - Troia”;
- Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Cianfurro - Pisciole”;
- Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Pisciole – Melfi Ind.”;
- Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto a 150 kV “Troia CP - Orsara”;
- Rimozione delle limitazioni sull’elettrodotto 150 kV “Troia CP - Troia SE”.

Tali interventi (in particolare le nuove SE 400/150 kV di Bisaccia e Deliceto) hanno consentito di suddividere le direttrici in più tratti indipendenti e con minori congestioni, a vantaggio della sicurezza locale e aumentando la capacità di integrazione della produzione eolica.

Attualmente i valori residui di MPE si concentrano prevalentemente sulle direttrici a 150 kV “Benevento2 - Bisaccia” e “Benevento2 - Volturara - Celle S. Vito” ma tutte le direttrici a 150 kV sopracitate presentano ancora problemi legati alla necessità di ricorso ad assetti di esercizio radiali, al fine di contenere la MPE.

Altre misure messe in atto da Terna riguardano, infatti, il ricorso, talvolta, ad assetti di esercizio non standard, tra cui l’esercizio in assetto radiale delle direttrici eoliche (nelle sole condizioni di elevata produzione locale) che consente di aumentare la potenza trasportabile ripartendola in modo opportuno sulle linee esistenti, ma che di contro comporta un aumento del rischio di energia non fornita (ENF).

Si segnalano, inoltre, le ulteriori porzioni di rete oggetto di problematiche di funzionamento in sicurezza, con riferimento alle quali sono stati pianificati sviluppi di rete, in particolare sulle porzioni di rete AT di seguito indicate:

- lungo le direttrici 150 kV tra le stazioni 400 kV di Benevento e Montecorvino, e tra Foggia, Deliceto e Andria ;
- nelle zone che riguardano l’area circostante le stazioni 400 kV di Bari O., Brindisi Sud, Galatina e Matera attraverso interventi di rimozione delle limitazioni della capacità di trasporto sulle reti esistenti;
- lungo la direttrice 150 kV S/E Matera - Melfi - Potenza;
- in Calabria, dove si prevede di intervenire sulla rete 150 kV tra le stazioni di Maida e Feroleto, lungo le direttrici 150 kV “Catanzaro -Soverato - Feroleto”, “Catanzaro - Scandale” oltre che sulle linee in uscita da Rossano verso la Basilicata e verso Scandale;
- lungo le direttrici 150 kV tra Lazio e Campania sulla porzione di rete AT compresa tra le stazioni 380 kV di Ceprano e Santa Maria Capua Vetere attraverso interventi di rimozione delle limitazioni della capacità di trasporto sulle reti esistenti;
- in Basilicata dove si prevede la rimozione dei vincoli sulle direttrici a 150 kV afferenti al nodo di Melfi e sulle direttrici a 150 kV afferenti al nodo di Potenza;

- tra la Puglia e il Molise e sulla direttrice 150 kV adriatica tra Larino (Molise) e Villanova (Abruzzo) e sulle direttrici 150 kV Villavalle – Orte – Nera Montoro e Nera Montoro – San Liberato – Attigliano - Baschi;
- in Sicilia, dove è previsto il superamento delle limitazioni di trasporto su vaste porzioni della rete AT, in particolare afferenti alle direttrici “Favara - Gela”, “Melilli - Caltanissetta”, “Ciminna - Caltanissetta” e “Caltanissetta - Sorgente”;
- in Sardegna, dove sono previsti interventi di potenziamento della rete AT della Gallura, gli elettrodotti “S.Teresa - Tempio - Buddusò”, “Selargius – Goni” e “Taloro - Bono - Boddusò”;
- nel Centro Italia, dove sono previsti potenziamenti lungo la direttrice 132 kV “Portomaggiore - Ravenna Canala”, interessata da forte produzione rinnovabile, e interventi di rimozione degli attuali vincoli di trasporto lungo la direttrice 132 kV “Borgonovo - Bardi - Borgotaro”, e prevalentemente nell’area tra le stazioni elettriche di Pian della Speranza, Tavarnuzze e Larderello interessata da una realtà importante di produzione di energia da fonte geotermica utilizzata sia in copertura della richiesta locale sia in immissione alla rete AAT;
- si prevede, inoltre, di potenziare la rete AT tra Lazio e Abruzzo che sarà destinata alla raccolta ed evacuazione della produzione rinnovabile verso i centri di carico del Lazio e dell’area metropolitana di Roma.

2.6 Sezioni critiche su rete primaria

Nella rete 400-220 kV nazionale di trasmissione sono state identificate, ai fini della sicurezza di esercizio, le principali sezioni critiche sulla base dei limiti fisici di scambio dell’energia. Tali limiti sono determinati ricorrendo a un modello di valutazione della sicurezza del sistema sulla base del criterio di sicurezza N-1, considerando diversi scenari della rete elettrica e diversi periodi stagionali dell’anno.

Si rappresentano pertanto nella Figura 23, le principali sezioni critiche rete relative alla rete primaria 400-220 kV nazionale.

- notevoli immissioni di energia sia direttamente sul livello 132 kV sia in risalita dalla rete in media tensione;
- ridotto fabbisogno.

Rispetto agli anni precedenti, nei quali emergevano criticità di esercizio nelle ore di elevato carico (stagione invernale/giorni feriali), la rete attualmente presenta maggiori difficoltà di esercizio nelle ore di basso carico, elevata insolazione ed elevata produzione idroelettrica non accumulabile.

L'area in maggiore difficoltà è il Cuneese, dove l'effetto dell'immissione della generazione distribuita (sostanzialmente da fonte fotovoltaica) si è sommato alla produzione da fonte idroelettrica già tradizionalmente presente sul territorio.

Pertanto le principali criticità della rete a 132 kV si manifestano in special modo a fine primavera/inizio estate, con la presenza di elevata produzione idroelettrica da impianti ad acqua fluente ed esercizio con portata estiva delle linee elettriche, in particolare nei giorni di bassissimo carico (ad esempio *bank holidays*).

Nella Figura 24 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Piemonte, Valle D'Aosta e Liguria.

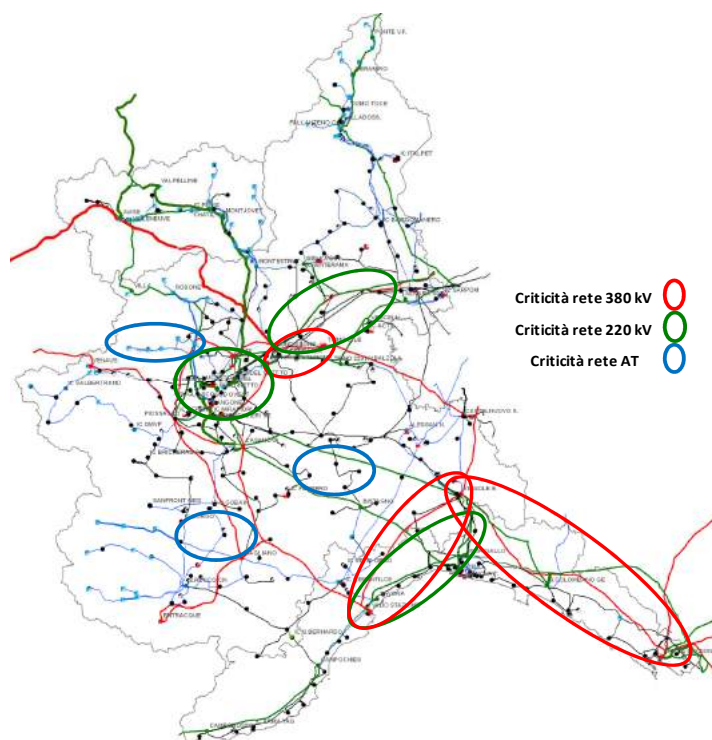


Figura 24 – Criticità rete Area Nord Ovest

2.7.2 Area Nord

Il deficit di potenza della Regione Lombardia, attenuato dalla crisi economica, è compensato solo grazie ai transiti elevati di potenza provenienti dalla Regione Piemonte e dai transiti dalla frontiera Svizzera.

Le analisi sulla rete primaria di trasmissione della Regione Lombardia mostrano alcune criticità che potrebbero ridurre i margini di sicurezza della rete interessata da fenomeni di trasporto in direzione Ovest/Est, con flussi di potenza verso la Lombardia e le aree del Triveneto, che mantengono un carattere deficitario.

Resta alta l'attenzione nei confronti della rete della città di Milano, dove si registrano non solo problemi di sovraccarico, ma anche tensioni elevate nelle ore notturne a causa della presenza dei collegamenti in cavo tipici di un contesto urbano. Sono già state previste una serie di attività al fine di ridurre i rischi derivanti dalle attuali criticità di rete, per garantire la massima efficienza del sistema elettrico.

L'aumento della diffusione della generazione distribuita (fotovoltaico), pari a circa 2 GW di potenza installata sul territorio lombardo, sta causando ripercussioni alla regolazione delle tensioni anche nelle fasce diurne.

Inoltre, relativamente alla rete a 132 kV, si confermano critiche le aree comprese fra Pavia, Cremona e Bergamo; in particolare è necessario risolvere le criticità sulle porzioni di rete a 132 kV sottese alle stazioni di Verderio, Dalmine, La Casella e Castelnuovo.

Infine permangono, nei periodi di alta idraulicità, sovraccarichi degli elementi di rete 220 kV e 132 kV che, dalla Val Chiavenna e dalla media Valtellina, trasportano consistenti flussi di potenza verso i centri di carico dell'area di Milano.

Nella Figura 25 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Lombardia.

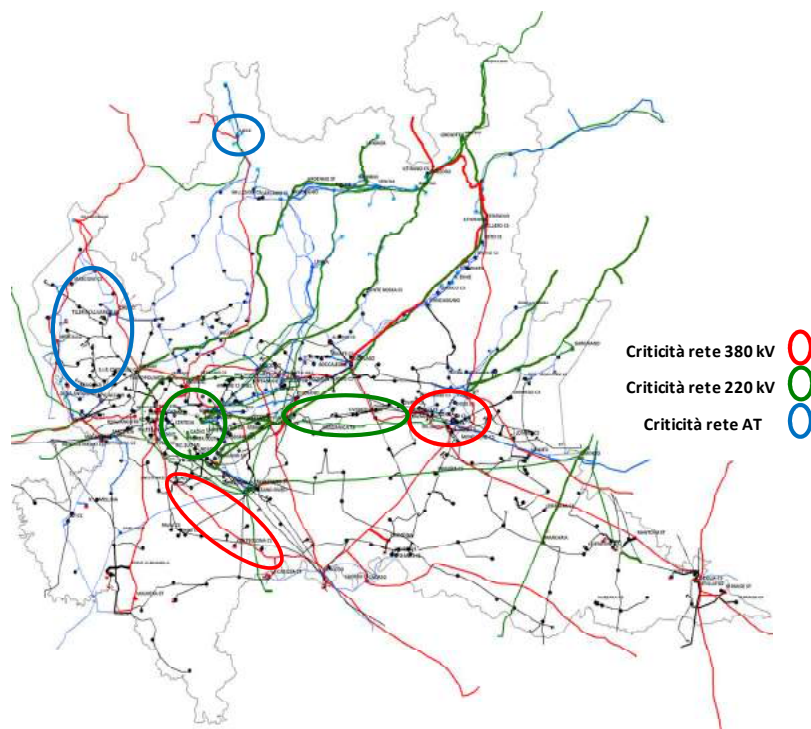


Figura 25 – Criticità rete Area Nord

2.7.3 Area Nord Est

La rete ad altissima tensione dell'area Nord-Est del Paese presenta attualmente notevoli criticità, essendo caratterizzata da un basso livello di interconnessione e di magliatura. La rete a 400 kV si compone di un ampio anello che si chiude a Ovest nella stazione di Dugale (VR) ed a Est nella stazione di Planais (UD). Così come strutturata, la rete elettrica in esame risulta fortemente squilibrata sul nodo di Redipuglia, sul quale confluiscono sia i flussi di potenza provenienti dall'interconnessione Italia- Slovenia, sia la produzione dei poli produttivi del Nord-Est.

Relativamente alla rete a 132 kV, a dispetto di un trend di crescita contenuto, si confermano fortemente critiche le aree comprese fra Vicenza, Treviso e Padova. In particolare la mancanza di iniezioni dalla rete 400 kV su rete 132 kV rende necessario risolvere urgentemente le criticità sulle porzioni di rete a 132 kV sottese alle stazioni di:

- Scorzè, Vellai e Soverzene;
- Planais e Salgareda.

La presenza di numerose centrali idroelettriche allacciate alla rete a 132 kV dell'Alto Adige associata all'entrata in servizio di un elevato numero di impianti di generazione distribuita determina ulteriori difficoltà nel trasporto dell'intera energia immessa nei periodi di alta idraulicità. Tale condizione è

determinata dall'impossibilità di realizzare un assetto a isole che vincoli la produzione a confluire sulla rete a 220 kV del Trentino Alto Adige.

Nella Figura 26 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia.

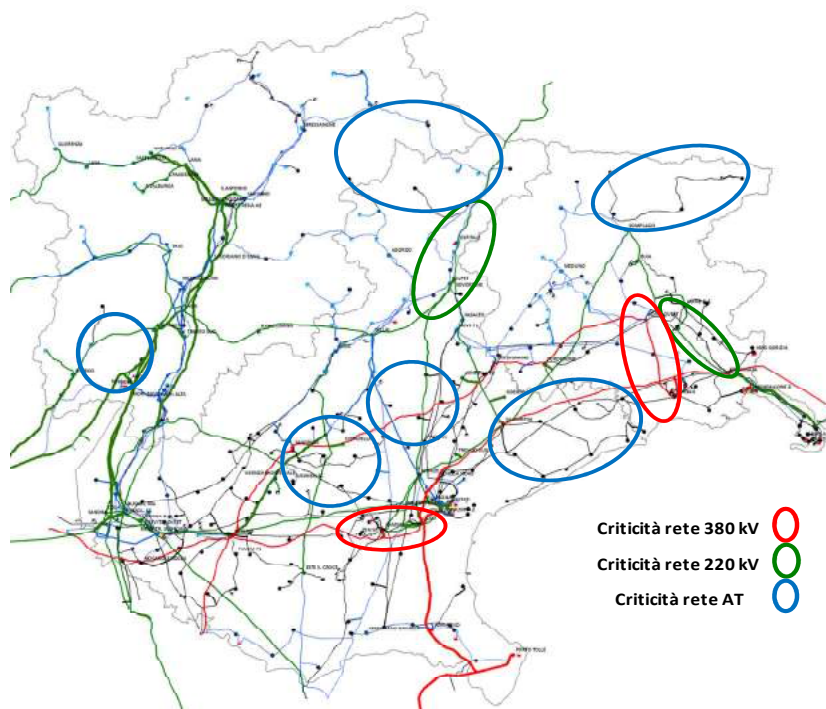


Figura 26 – Criticità rete Area Nord Est

2.7.4 Area Centro Nord

La rete AAT dell'Emilia Romagna e della Toscana è impegnata prevalentemente da transiti di potenza dal Nord verso il Centro Italia (imputabili alla produzione più efficiente delle centrali di recente costruzione nel Nord e all'energia importata dall'estero sulla frontiera Nord) e, in determinati condizioni, da maggiori transiti di potenza dal Centro Italia verso il Nord (dovuti alla produzione efficiente disponibile al Sud proveniente sia da fonte rinnovabile sia da centrali a ciclo combinato più efficienti di recente costruzione). Conseguentemente alcune dorsali in particolare a 220 kV possono diventare colli di bottiglia per il trasporto di energia elettrica in sicurezza e generare congestioni che possono vincolare gli scambi tra zone di mercato limitando lo sfruttamento della produzione da impianti più efficienti.

Alcune criticità di esercizio in sicurezza della rete sono presenti nell'area di carico compresa fra le stazioni AAT di S.Barbara, Pietrafitta, Arezzo e Pian della Speranza.

La rete di sub-trasmissione nelle zone tra Massa, Pisa e Lucca e nelle aree di Ferrara e Avenza risulta satura e necessita di maggiori iniezioni di potenza dalla rete di trasmissione attraverso la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione e il potenziamento di quelle esistenti.

Dall'analisi delle criticità di rete emergono problematiche in termini di sicurezza locale e qualità del servizio sulla rete AT nell'area metropolitana di Firenze, nell'area a Nord di Ravenna e nell'area Nord-Ovest dell'Emilia Romagna.

Problemi di piena affidabilità riguardano il carico dell'isola d'Elba in quanto, in caso di indisponibilità dell'unico collegamento 132 kV, gli esistenti cavi in MT di collegamento con il continente e l'unica centrale dell'isola non riescono a far fronte all'intera potenza necessaria nelle condizioni di punta del carico (prevalentemente nel periodo estivo).

Ulteriori problemi di affidabilità di alimentazione riguardano i carichi delle città di Modena e di Reggio Emilia.

Inoltre, a seguito alle mutate condizioni di immissione di potenza da impianti convenzionali, la rete AT nell'area di Livorno presenterà un aumento delle criticità di esercizio in termini di copertura in sicurezza del fabbisogno e di continuità del servizio. A tutto ciò si aggiunge un progressivo degrado dei profili di tensione sia sui livelli AAT sia AT dovuti a una mutata distribuzione della domanda e dell'offerta di energia elettrica nell'arco della giornata.

Nella Figura 27 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Toscana ed Emilia Romagna.

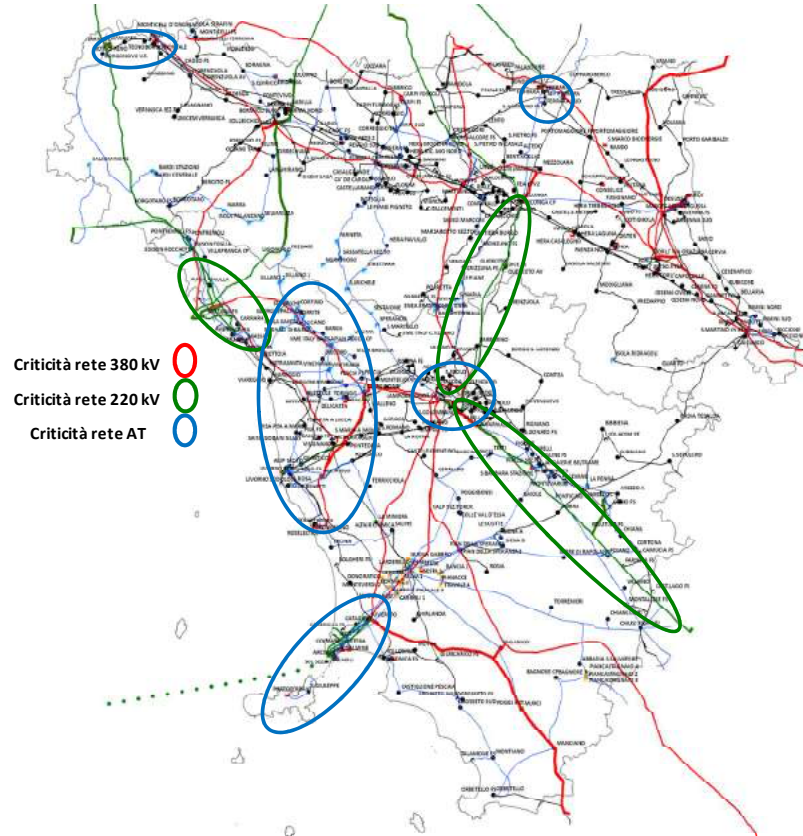


Figura 27 – Criticità rete Area Centro Nord

2.7.5 Area Centro

La rete AAT dell'area Centro Italia è ad oggi carente soprattutto sulla dorsale adriatica, impegnata costantemente dal trasporto di energia in direzione Sud –Centro. I transiti sono aumentati notevolmente negli ultimi anni a causa dell'entrata in servizio nel Sud di nuova capacità produttiva e sono destinati a crescere in seguito all'entrata in esercizio di nuova generazione da fonte rinnovabile. La carenza di adeguata capacità di trasporto sulla rete primaria, funzionale allo scambio di potenza con la rete di subtrasmissione per una porzione estesa di territorio, limita l'esercizio costringendo a ricorrere in alcuni casi ad assetti di rete di tipo radiale (che non garantiscono la piena affidabilità e continuità del servizio), a causa degli elevati impegni sui collegamenti 132 kV spesso a rischio di sovraccarico. Inoltre, l'intero sistema adriatico 132 kV è alimentato da solo tre stazioni di trasformazione (Candia, Rosara e Villanova), rendendo l'esercizio della rete al limite dell'affidabilità soprattutto durante la stagione estiva.

Un'altra porzione di rete 132 kV notevolmente critica è quella che alimenta la provincia di Pescara ed in particolare i collegamenti che alimentano la città, i quali presentano condizioni di sfruttamento al limite della sicurezza.

Nell'area metropolitana di Roma la carenza delle infrastrutture e la limitata portata delle linee esistenti riducono in alcuni casi la qualità e la continuità del servizio.

Infine, i carichi estivi sulla fascia costiera tra Roma – Sud, Latina e Garigliano, sono esposti a possibili rischi di disalimentazione a causa della saturazione della capacità di trasporto in sicurezza della rete di sub trasmissione. Pertanto, per fronteggiare tali criticità, diventa indispensabile realizzare una maggiore

magliatura della rete, che riconduca gli standard di esercizio ai livelli ottimali anche in prospettiva della futura evoluzione di carichi e produzioni.

Nella Figura 28 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Marche, Umbria, Abruzzo, Molise e Lazio.

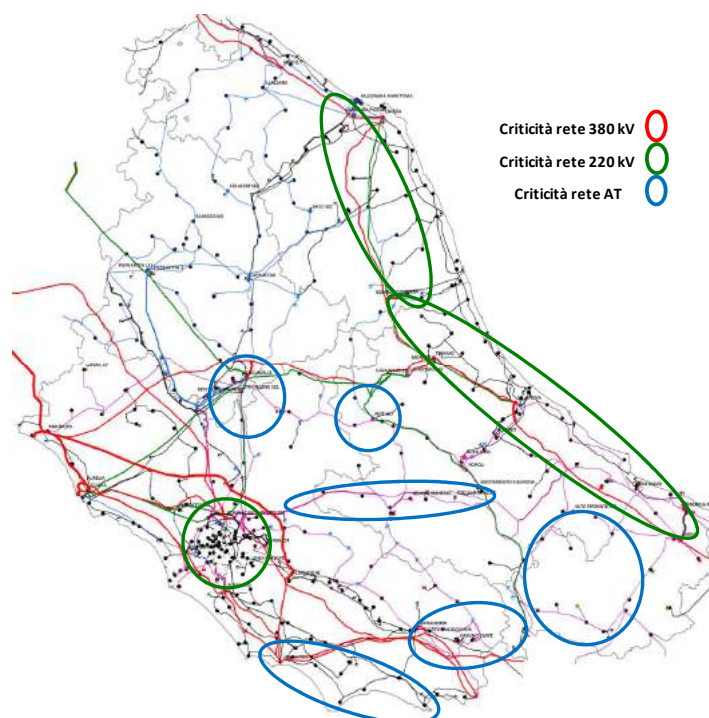


Figura 28 – Criticità rete Area Centro

2.7.6 Area Sud

L'ingente produzione da fonte rinnovabile concentrata nell'area compresa tra Foggia, Benevento e Avellino, nonché la rilevante quantità di generazione convenzionale installata in alcune aree della Puglia e della Calabria, determinano elevati transiti in direzione Sud – Centro Sud che interessano le principali arterie della rete di trasmissione primaria meridionale. In tal senso, particolari criticità si registrano sui collegamenti 400 kV della dorsale Adriatica e lungo le linee 400 kV che dalla Calabria si diramano verso nord. Le criticità relative l'elettrodotto 400 kV "Benevento - Troia – Foggia" risultano ormai superate dall'entrata in servizio in assetto provvisorio del nuovo collegamento potenziato.

Alcune porzioni di rete a 220 kV, in particolare tra la SE di Montecorvino e le CP Torre N. e S. Valentino, risultano essere sede di frequenti congestioni di rete e possono condizionare lo scambio zonale. Relativamente all'area metropolitana di Napoli si registrano eventi di sovraccarico di alcuni elementi di rete 220 kV.

Le criticità che interessano la rete di trasmissione nell'area Sud riguardano anche le trasformazioni 400/150 kV e 220/150 kV delle maggiori stazioni elettriche. I principali rischi di sovraccarico riguardano le trasformazioni delle stazioni di Montecorvino, Bari Ovest e Rotonda. I valori misurati sui nodi principali della rete riportano i valori di tensione che rispettano i valori limite imposti dal Codice di Rete. Tuttavia, eventi di esercizio caratterizzati in alcune condizioni da elevati livelli di tensione hanno evidenziato la limitata disponibilità di risorse per la regolazione della tensione e la conseguente necessità di prevedere l'installazione di ulteriori dispositivi di compensazione, in particolare nell'area campana e nell'area urbana della città di Napoli.

Alle citate criticità si aggiungono le congestioni sulla rete di sub-trasmissione presenti in particolare nel sistema 150 kV tra le stazioni di Foggia, Benevento e Montecorvino, dovute all'elevata penetrazione della produzione eolica.

Restano critiche le alimentazioni nella provincia di Caserta, a causa della carente magliatura della rete 150 kV nonché della limitata portata di alcuni collegamenti. In tal senso si evidenziano criticità relativamente

alle linee in ingresso alla SE S. Maria C.V.. Nell'area compresa tra Napoli e Salerno si presenta molto critica la direttrice 150 kV "Fratta – S. Giuseppe 2– Scafati – Lettere – Montecorvino", interessata da flussi ormai costantemente al limite della capacità di trasporto delle singole tratte. Per quanto concerne la penisola Sorrentina, si evidenzia che la vetustà della rete 60 kV che alimenta l'area non garantisce livelli adeguati di sicurezza e qualità del servizio. Infine, sussistono criticità in termini di affidabilità e sicurezza del servizio anche sulle direttrici a 150 kV della Campania meridionale e della Basilicata, in particolare nelle tratte "Montecorvino – Padula" e "Montecorvino – Rotonda".

In Basilicata, le direttrici 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione 400/150 kV di Matera sono interessate da criticità dovute alle limitate capacità di trasporto.

In Puglia le criticità di esercizio interessano un'estesa porzione della rete elettrica di subtrasmissione. In tal senso, criticità si riscontrano sulle linee 150 kV afferenti le SE 380/150 kV di Troia, Deliceto e Adria, queste ultime soggette ad eventi di sovraccarico in relazione anche alla presenza degli impianti di produzione dell'area. Nella rete di subtrasmissione compresa tra Bari e Brindisi, le criticità sono rappresentate dalla scarsa capacità di trasporto delle linee 150 kV, che trasportano le potenze generate localmente nel Brindisino verso le aree di carico del Barese. Sono inoltre presenti, nell'area del Salento, rischi di sovraccarico delle direttrici tra le SE di Brindisi e Galatina.

In Calabria la presenza di linee dalla limitata capacità di trasporto rispetto alla generazione eolica installata genera rischi di sovraccarico sulla rete AT; in tal senso, risultano principalmente interessate le direttrici 150 kV del Crotonese e quelle afferenti la SE di Feroleto, in particolare la dorsale 150 kV tra la SE di Feroleto e la CP Soverato.

Nella Figura 29 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Puglia, Campania, Calabria e Basilicata.

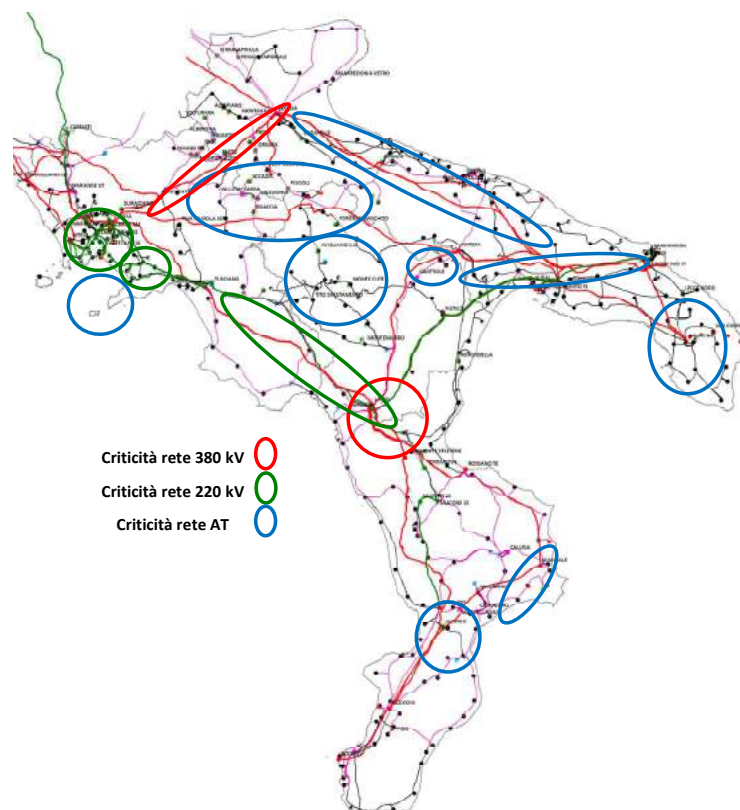


Figura 29 – Criticità rete Area Sud

2.7.7 Area Sicilia

La Sicilia risulta attualmente interconnessa con il Continente attraverso un unico collegamento, dalla ridotta capacità di trasporto, a 400 kV in corrente alternata e dispone di un sistema di trasmissione primario costituito essenzialmente dall'unica dorsale a 400 kV " Sorgente - Paternò - Chiaramonte Gulfi -

Priolo - Isab E.”, oltre che da un anello a 220 kV con ridotte potenzialità in termini di capacità di trasporto tra l’area orientale e occidentale.

Tali circostanze possono provocare vincoli all’esercizio della capacità produttiva disponibile, a svantaggio delle unità di produzione più efficienti presenti anche nell’area Sud, rappresentando inoltre un evidente ostacolo allo sviluppo di nuova generazione in particolare da fonte eolica, in forte crescita negli ultimi anni nell’Isola.

Per la sicurezza dell’area della Sicilia nord-occidentale (Palermo e Trapani), a causa della scarsa disponibilità di impianti efficienti asserviti alla funzione di regolazione, è necessario ricorrere al sistematico utilizzo delle attuali risorse, al fine di ridurre i rischi per la sicurezza locale e garantire adeguati livelli di tensione. Si sono verificati durante le ore di basso carico notturne elevati livelli di tensione localizzati nell’area occidentale della Sicilia, che hanno evidenziato la limitata disponibilità di risorse per la regolazione della tensione e quindi la necessità di prevedere l’installazione di dispositivi di compensazione. Analoghe difficoltà si riscontrano per l’esercizio in sicurezza N-1 dell’area orientale dell’Isola, in particolare nelle aree delle provincie di Messina, Catania e Siracusa.

Si confermano i vincoli di esercizio della generazione installata nell’area di Priolo, funzionale alla sicurezza del servizio nell’area di Melilli, Augusta e Misterbianco, nel caso di fuori servizio della d.t. a 220 kV “Melilli – Misterbianco”. Tale evento, in assenza di vincoli di produzione, determinerebbe il sovraccarico delle linee a 150 kV che insistono nella stessa isola di carico. Inoltre, alcuni importanti gruppi dell’area di Priolo risultano collegati alla rete con una sola linea 400 kV, la cui indisponibilità comporta la perdita delle suddette unità, strategiche per il sistema siciliano.

Eventi di fuori servizio sulla rete primaria dell’isola, in particolare a 220 kV, determinano possibili sovraccarichi sulle arterie 150 kV, con conseguente rischio di disalimentazione, in particolare nelle aree metropolitane di Palermo e Catania.

Inoltre, l’entrata in servizio di numerosi impianti di produzione da fonte rinnovabile, connessi prevalentemente alla rete di sub-trasmissione, rischia di portare a saturazione alcune porzioni di rete AT, con conseguenti rischi di congestioni.

Infine si evidenzia che alcune porzioni di rete asservite all’alimentazione delle aree di carico di Messina, Catania, Palermo, Ragusa e Agrigento presentano carenze infrastrutturali che, in particolari situazioni, non garantiscono adeguati livelli di qualità del servizio.

Nella Figura 30 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nella Regione Sicilia.

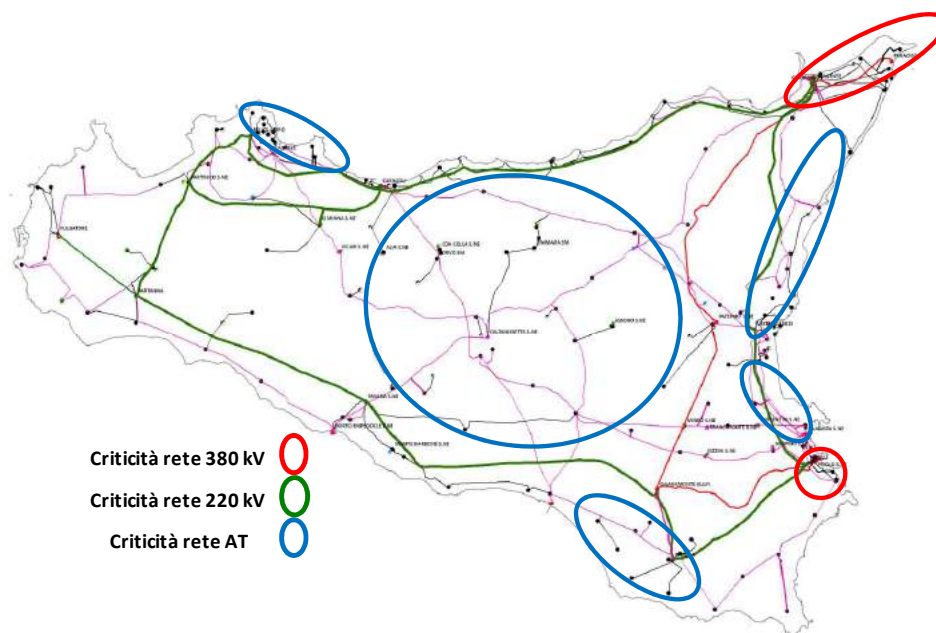


Figura 30 – Criticità rete Area Sicilia

2.7.8 Area Sardegna

Il sistema elettrico della Sardegna si caratterizza principalmente da un parco termoelettrico molto limitato, soprattutto in termini di flessibilità e affidabilità, una considerevole presenza di fonte rinnovabile non programmabile e un consumo che negli ultimi anni ha subito una consistente riduzione (soprattutto a valle della chiusura di alcune importanti realtà industriali).

In particolare si segnalano forti problematiche di esercizio nelle porzioni di rete AT nell'area Nord-Orientale (Gallura), specialmente durante la stagione estiva (dal 1 maggio al 30 settembre), quando i consumi elettrici in quell'area subiscono un forte incremento per effetto dell'avvio delle attività turistiche. La scarsa magliatura di tale rete AT determina, inoltre, problemi di trasporto e di contenimento dei valori di tensione.

Gli stessi limiti nella capacità di trasporto della rete condizionano l'utilizzo in piena potenza del collegamento con la Corsica (SAR.CO).

L'area Nord – Occidentale si caratterizza, invece, per la presenza di alcune limitazioni della capacità di trasporto che vincolano, a loro volta, l'esercizio della rete attuale rendendola meno flessibile e affidabile.

Inoltre, a causa del limitato numero di unità produttive asservite alla regolazione di tensione, si prevedono, nel breve – medio periodo, rischi di stabilità dei profili di tensione con possibile impatto sulla sicurezza del sistema isolano e dell'interconnessione con il continente.

Nell'area Sud – Est si rende necessario aumentare la magliatura della rete per incrementare la flessibilità di esercizio e la sicurezza.

Ulteriori criticità si confermano nell'area di produzione di Sarlux e nell'area urbana di Cagliari dove si rende necessario incrementare l'affidabilità di esercizio e dei margini di continuità del servizio.

Inoltre, l'elevata penetrazione di nuova produzione da fonte rinnovabile in forte sviluppo sul sistema elettrico della Sardegna rende necessario il potenziamento della rete di trasmissione in direzione Sud – Nord in sinergia con il rinforzo dell'interconnessione con il continente.

A causa dei suddetti fattori, nella Regione si sono registrati problemi di tensioni elevate.

Nella Figura 31 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica della Sardegna.

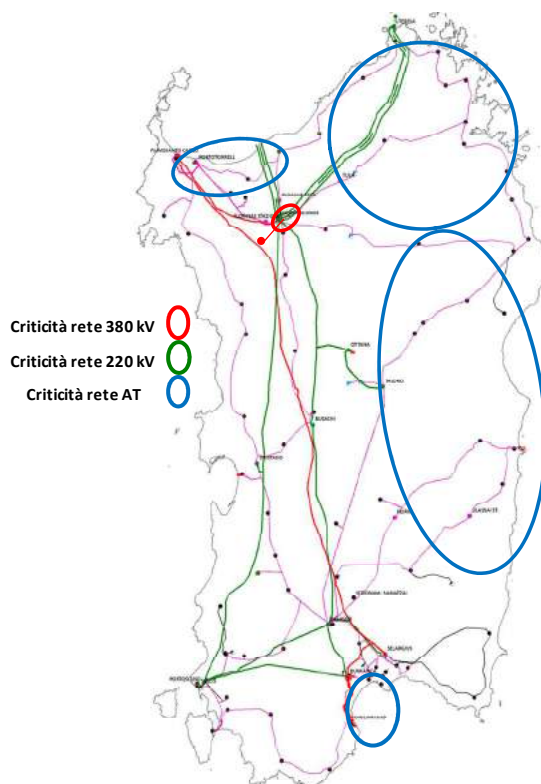


Figura 31 – Criticità rete Area Sardegna

2.8 Segnali provenienti dal mercato

Terna, oltre ad assicurare la continuità degli approvvigionamenti, ha il compito di garantire l'efficienza ed economicità del servizio di trasmissione, lavorando per risolvere i problemi legati alla presenza di congestioni di rete.

Sussiste pertanto l'esigenza di tener conto sempre di più dei segnali provenienti dal mercato elettrico, inserendo nel processo di pianificazione della RTN l'analisi delle dinamiche del mercato.

In particolare, le principali evidenze sono desumibili dall'analisi:

- della saturazione degli scambi tra zone di mercato nei Mercati dell'Energia (MGP) (congestioni esistenti sulle sezioni di rete tra zone di mercato) che determinano una minore efficienza derivante dall'utilizzazione di impianti di produzione meno competitivi a scapito di quelli più convenienti e, quindi, la formazione di prezzi differenti tra le diverse zone in cui il mercato è suddiviso;
- dell'approvvigionamento nell'ambito del Mercato dei Servizi di Dispacciamento di capacità produttiva localizzata in specifiche porzioni di rete per risolvere le congestioni intrazonali, regolare le tensioni, oltre che fornire la riserva operativa necessaria alla gestione in sicurezza della rete.

A tale riguardo, gli obiettivi della pianificazione consistono principalmente nel superamento dei vincoli che comportano congestioni di rete sia tra macro aree di mercato sia a livello locale, per consentire un migliore sfruttamento del parco di generazione nazionale, una maggiore integrazione e competitività del mercato e, conseguentemente, una possibile riduzione del prezzo dell'energia per il cliente finale.

2.9 Effetto dei mercati esteri sulla disponibilità di capacità di import/export

Nel corso del 2015 i prezzi del mercato italiano, si confermano ancora mediamente molto superiori a quelli dell'Europa continentale sostanzialmente in linea rispetto al 2014 (cfr. Figura 32, Figura 33). Risulta un differenziale medio tra il mercato italiano ed i principali mercati esteri che si attesta attorno ai 21 €/MWh in più rispetto al mercato tedesco/austriaco ed intorno ai 14 €/MWh in più rispetto al mercato francese. Nel grafico è stato inserito anche il prezzo della borsa Svizzera, 12 €/MWh minore del prezzo medio sul mercato italiano.

Fenomeni contingenti quali fattori climatici o geopolitici con impatto nelle fonti primarie di approvvigionamento ed eventuali fuori servizio di elementi di rete strategici o importanti gruppi di generazione all'estero (fenomeni questi ultimi che si verificano molto di rado), possono contribuire a ridurre o ad annullare, in particolari situazioni, la differenza di prezzo tra le diverse borse elettriche europee prese in esame.

Nel mese di luglio 2015, in occasione dei picchi di fabbisogno rilevati in conseguenza delle elevatissime temperature registrate, il differenziale di prezzo si è attestato a circa 30 €/MWh.

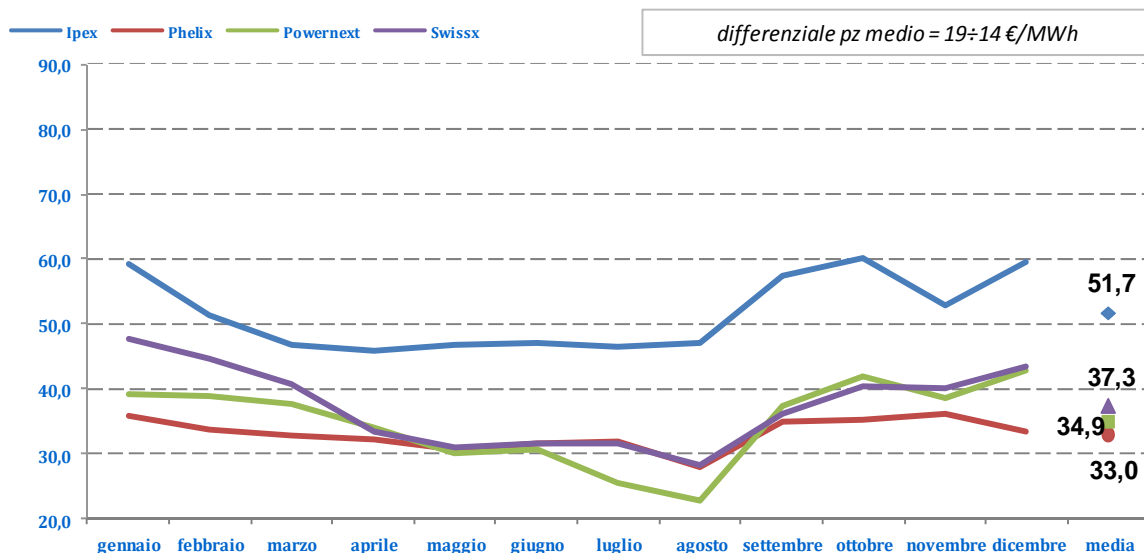


Figura 32 - Andamento mensile Borse Europee, Gennaio 2014 – Dicembre 2014

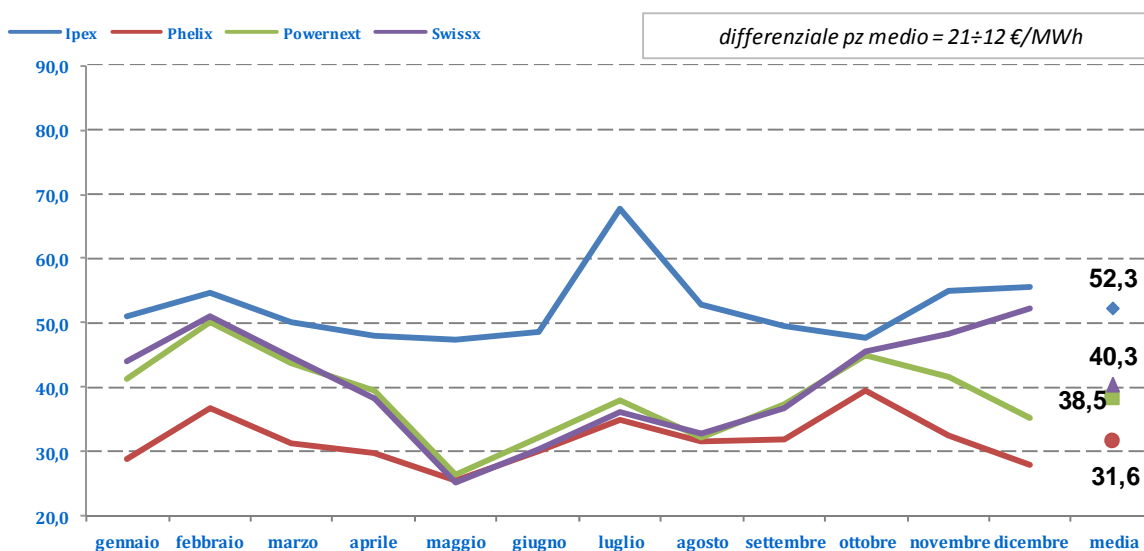
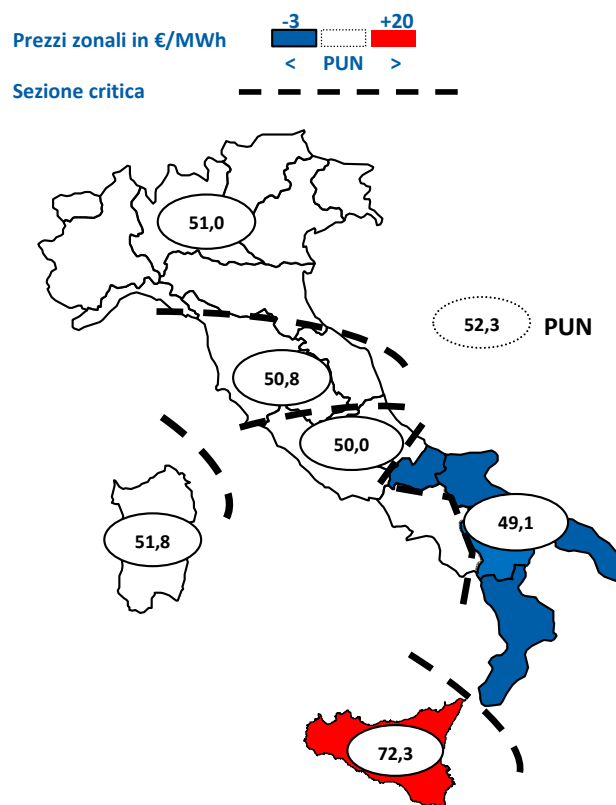


Figura 33 - Andamento mensile Borse Europee, Gennaio 2015 – Dicembre 2015

2.10 Principali vincoli nel Mercato del Giorno Prima

Nella Figura 34 sono inoltre indicati i prezzi medi definiti a livello zonale nell'MGP e sono evidenziate le sezioni tra le differenti zone di mercato. Quanto più frequente è la differenza di prezzo tra le zone a ridosso delle sezioni di separazione, oltre che rispetto al PUN (prezzo unico nazionale), tanto più consistenti sono le congestioni di rete che impediscono lo sfruttamento delle risorse di produzione maggiormente competitive. Si conferma la tendenza del prezzo al Sud che si attesta a valori inferiori rispetto al Continente. Rispetto allo stesso periodo indicato nel Piano di Sviluppo 2015 si evidenzia una diminuzione dei prezzi con un sostanziale allineamento dei prezzi medi continentali nelle zone Nord, Centro Nord, Centro Sud e Sardegna.

In particolare, il prezzo zonale della Sicilia si conferma il più elevato rispetto al PUN, a causa della vetustà e dei relativi costi di generazione elevati del parco di produzione dell'isola. Tale differenza di prezzo potrebbe essere considerevolmente ridotta con l'entrata in esercizio degli interventi di rinforzo previsti nell'Isola e con il Continente.



Fonte dati: GME

Figura 34 - Esiti del Mercato del Giorno Prima (luglio 2014 – giugno 2015)

La Figura 35 rappresenta l'andamento della rendita complessiva raccolta su MGP negli ultimi 3 anni, confrontata con le totali ore di congestione registrate sulle zone di mercato.

Per l'anno 2015 si è registrato un ammontare, complessivo di circa 87 Mln€, in ribasso rispetto agli anni precedenti, nonostante le ore di congestione invece si confermano sostanzialmente stabili.

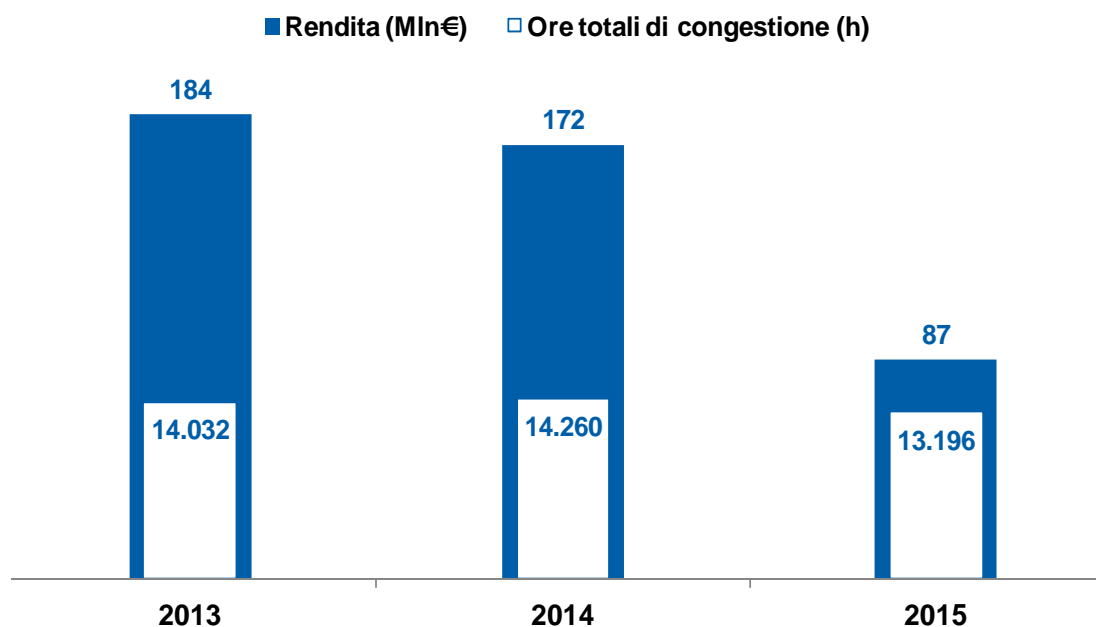


Figura 35 - Rendita complessiva sul Mercato del Giorno Prima e totale ore di congestione (anni 2013, 2014, 2015)

Rispetto agli anni precedenti, si riscontra una sostanziale diminuzione della rendita da congestione dovuta anche alla diminuzione della domanda e principalmente alla diminuzione dei prezzi di offerta dei produttori in MGP ed all'operatività nella regione Sicilia delle disposizioni di cui all'articolo 23 comma 3-bis del DL 91/14 modificato e convertito in legge con Legge 116/2014 (cfr. paragrafo 2.12).

A riprova della diminuzione dei prezzi di offerta dei produttori in MGP, si rappresenta

- nella Figura 36, sul perimetro nazionale al netto della zona Sicilia, la curva di offerta aggregata registrata per gli impianti a ciclo combinato (confronto anni 2015 e 2014). Dal grafico si nota una curva aggregata del 2015 strutturalmente oltre 10 €/MWh minore rispetto al 2014, a parità di fabbisogno;

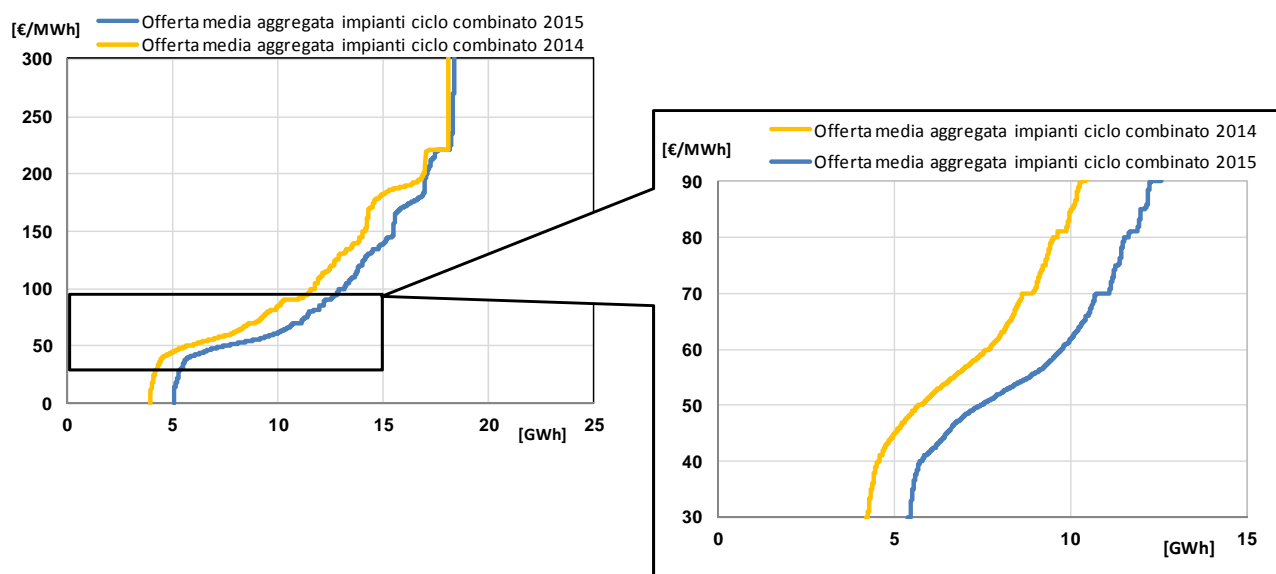


Figura 36 – Offerta media aggregata sul Mercato del Giorno Prima degli impianti a ciclo combinato (anno 2015 vs. 2014)

- nella Figura 37, si rappresenta il prezzo medio offerto mensile dagli impianti a ciclo combinato negli anni 2015 e 2014. Si nota un 2015 con una differenza rispetto al 2014 di circa -19 €/MWh nei mesi di marzo e aprile con una media annuale di circa -5 €/MWh;

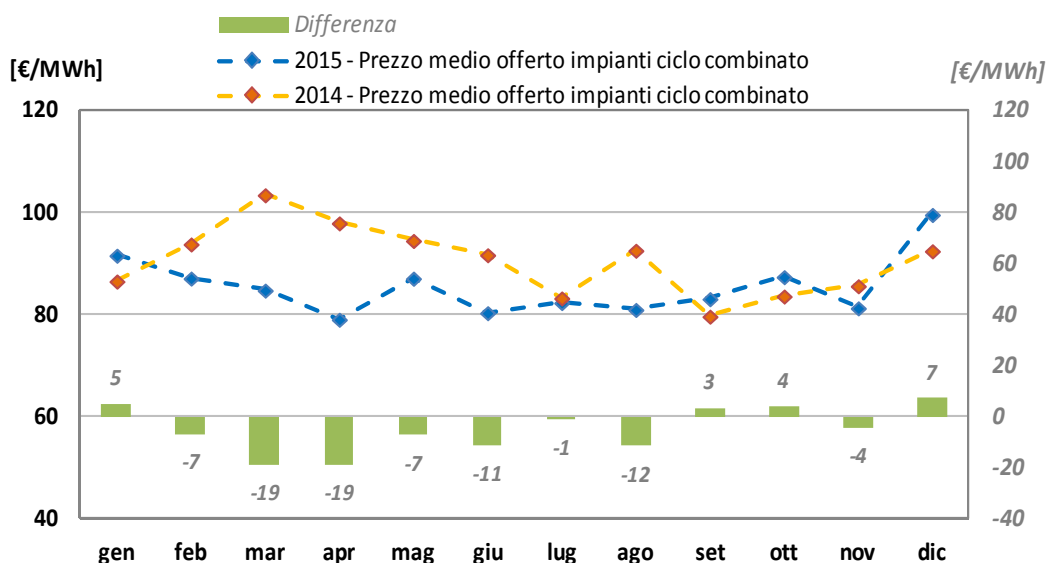


Figura 37 – Prezzo medio offerto sul Mercato del Giorno Prima degli impianti a ciclo combinato (anno 2015 vs. 2014)

- nella Figura 38 si nota che, con particolare riferimento agli impianti a ciclo combinato, a parità di ore in cui tali impianti sono risultati marginali (57% del 2015 vs. 59% del 2012), il prezzo medio offerto è 23 €/MWh minore.

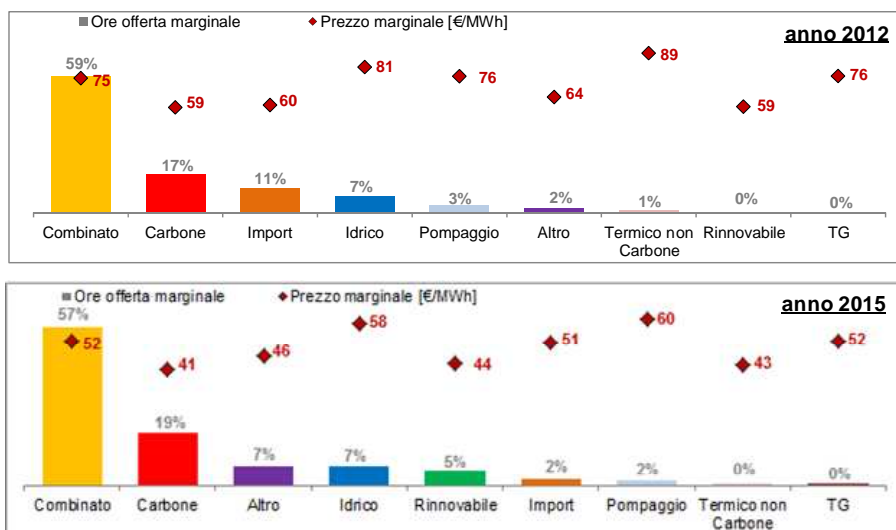


Figura 38 – % ore, suddiviso per tipologia di impianti, in cui l’offerta è risultata marginale e relativo prezzo medio offerto nelle ore di marginalità sul Mercato del Giorno Prima (anno 2015 vs. 2012)

Un indice significativo per valutare lo squilibrio nell’allocazione delle risorse tra le zone di mercato e/o di inefficienza strutturale della rete è costituito dal numero di ore in cui si è verificata la saturazione del margine di scambio tra le zone di mercato in esito all’MGP (cfr. Figura 39). Sono inoltre riportati i relativi pesi in termini di impatto sulla rendita da congestione (cfr. Figura 40).

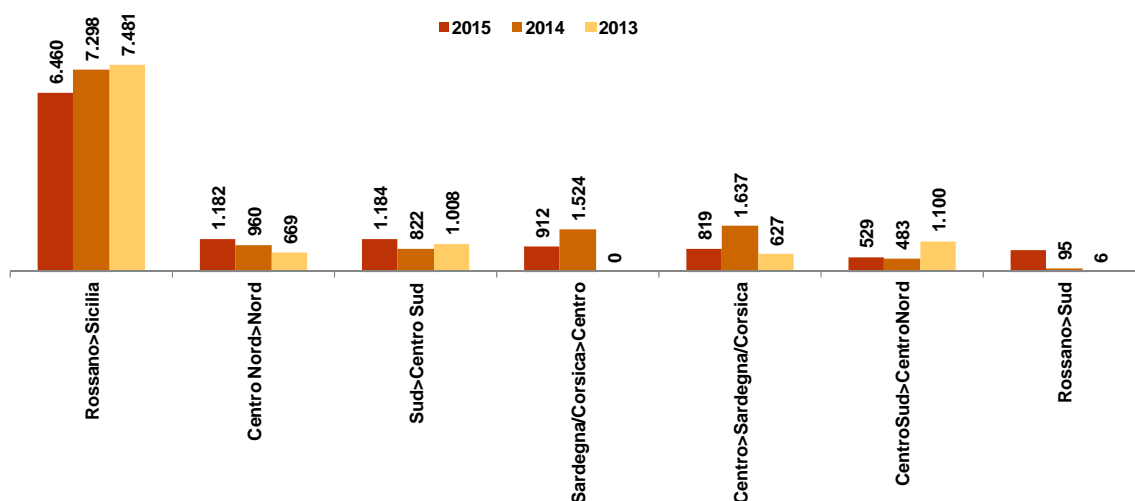


Figura 39 - Ore di congestione tra zone di mercato negli ultimi tre anni

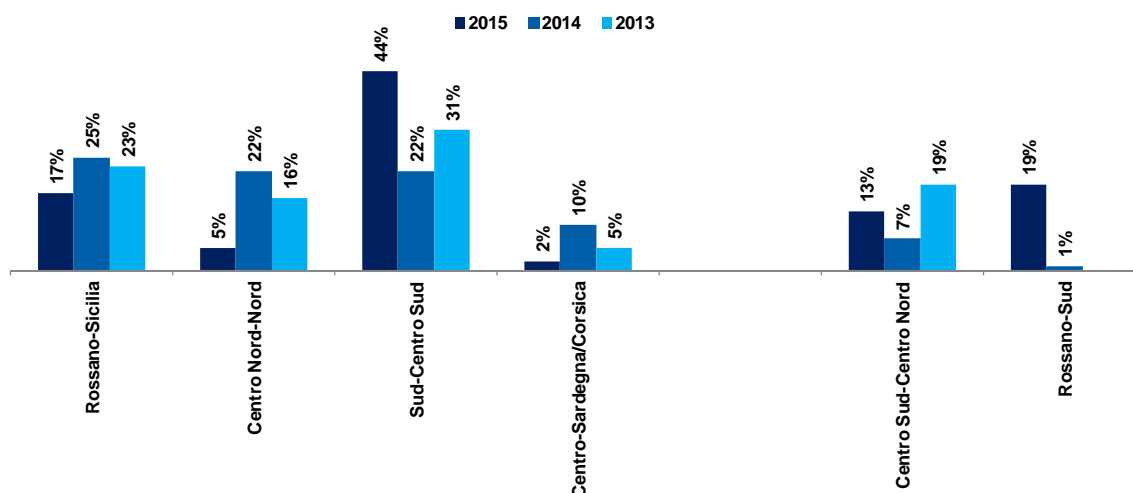


Figura 40 - % di incidenza su rendita da congestione tra zone di mercato negli ultimi tre anni

La % di incidenza sulla rendita da congestione tra zone di mercato, particolarmente alta negli ultimi tre anni tra le zone Sud-Centro Sud, Centro Sud-Centro Nord, Rossano-Sicilia/Sud e Centro Nord-Nord, sono un chiaro indice del differenziale di prezzo zonale che nasce dalla saturazione dei limiti di transito tra le zone di mercato.

Le congestioni rilevate sulla rete primaria hanno una serie di implicazioni negative: limitano la competizione in alcune zone riducendo l'efficienza e l'economicità del sistema, non consentono di sfruttare a pieno la capacità produttiva potenzialmente disponibile e con potenziali impatti anche sulla copertura in sicurezza del fabbisogno.

In particolare si registra nel 2015:

- un incremento della rendita da congestione sulla sezione Sud – Centro Sud rispetto al 2014 e 2013, si registra anche un incremento dei volumi di ore di congestione di circa il 44%);
- una riduzione della rendita da congestione sulla sezione Nord – Centro Nord dovuto alla diminuzione dei prezzi di offerta dei produttori in MGP nonostante un incremento delle ore di congestione di circa il 23%.

Nella Figura 41 sono indicati i prezzi medi settimanali relativi al periodo gennaio – dicembre 2015 divisi per tipologia di ore: lavorative ore di picco (08.00 – 20.00), lavorative ore fuori picco (20.00 – 08.00) e festive così come indicato sul sito del GME.

Per confronto è fornito anche il PUN dell'anno 2014. Si può notare come mediamente il prezzo sia piuttosto allineato salvo nel mese di luglio 2015 (settimane n. 27-31) in cui i prezzi sono notevolmente superiori, a seguito dell'effetto sui mercati dei picchi di fabbisogno registrati in tale periodo caratterizzato da temperature che si sono mantenute continuativamente su livelli eccezionalmente elevati.

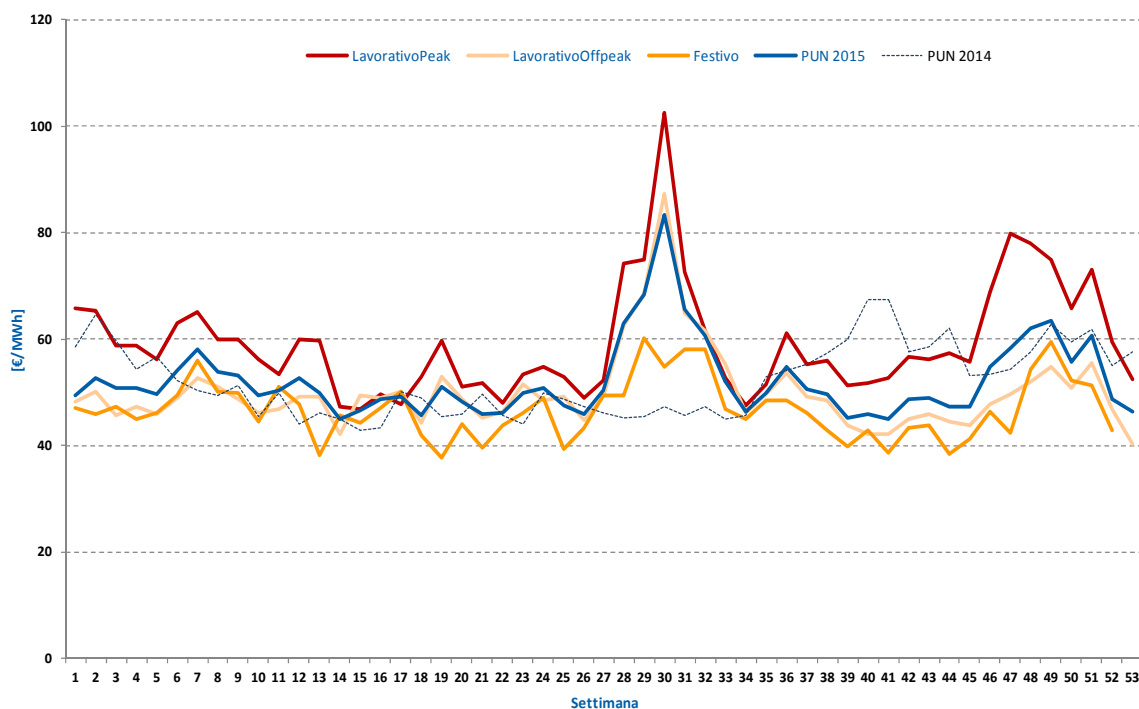


Figura 41 - Media settimanale dei PUN divisa per tipologia di ore (gennaio 2015 – dicembre 2015)

2.11 Analisi dei livelli di contendibilità sul MGP

La concorrenza lato produzione è associata innanzitutto alla disponibilità sul mercato di capacità produttiva offerta da diversi operatori ed effettivamente selezionabile per soddisfare la richiesta, ossia alla reale possibilità per i produttori di contendersi la domanda. In aggiunta a tale aspetto bisogna anche considerare la capacità della rete di trasmissione di poter garantire l'approvvigionamento di tale capacità verso il carico in maniera efficiente ed economica.

Carenze strutturali della rete confermano le esigenze generali di rinforzo che scaturiscono al fine di migliorare i livelli di concorrenza nel presente assetto del mercato (cioè con gli attuali operatori e con l'attuale parco produttivo).

A parità di offerta di acquisto e vendita, miglioramenti della contendibilità del mercato sono possibili a seguito del potenziamento delle linee di interconnessione.

In base a tale criterio, gli interventi di potenziamento della RTN maggiormente efficaci da attuare sono, nell'ordine crescente di significatività, relativi alle seguenti sezioni:

- Sud - Sicilia (collegamento diretto);
- Sud - Centro Sud;
- Centro Sud – Centro Nord;
- Centro Nord – Nord.

Si ritiene opportuno precisare che i risultati di tali analisi rilevano problematiche di breve termine, tali valutazioni possono modificarsi in modo significativo se si considerano scenari di lungo termine che includono le politiche di integrazione dei mercati a livello europeo.

2.12 Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sono gli impianti rilevanti indispensabili, anche per periodi limitati dell'anno, per la gestione in sicurezza della rete e l'alimentazione dei carichi.

L'individuazione di impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico si rende necessaria perché nell'attuale configurazione della rete non vi sono alternative all'utilizzo dei gruppi di generazione in questione. Gli impianti individuati come essenziali restano tali fino a quando l'adeguamento e lo sviluppo del sistema può rimuovere le cause che ne hanno determinato l'essenzialità.

Per il 2016 l'applicazione della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza è limitata agli impianti indicati nella Tabella 2.

A partire dal 2010, gli Utenti del dispacciamento titolari degli impianti ritenuti essenziali da Terna per la gestione in sicurezza del Sistema, in alternativa all'applicazione della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza, possono decidere di stipulare con Terna contratti a termine. Tali contratti sono caratterizzati da parametri economici definiti dall'Autorità, la cui diffusione è limitata ai soggetti interessati dalla stipula dei medesimi contratti; gli stessi contratti comportano l'obbligo di presentazione di offerta sul MSD con riferimento ad una capacità almeno pari a quella contrattualizzata ad un prezzo a salire e/o a scendere secondo formulazioni definite dall'Autorità.

Tabella 2 - Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Impianto	Motivazione
Assemini	La c.le, connessa alla rete 150 kV, risulta essenziale per garantire il servizio di riaccensione del sistema elettrico della regione Sardegna. Tale criticità potrà essere superata a valle dell'implementazione di una nuova direttrice di riaccensione.
Monte Martini	Il gruppo turbogas della c.le, connesso alla rete 150 kV, risulta essenziale per il piano di emergenza città di Roma.
Porcari	La c.le risulta essenziale per garantire l'alimentazione in sicurezza ed un adeguato profilo di tensione sulla rete AT dell'area. Tali criticità saranno superate in seguito alla realizzazione della nuova SE di trasformazione 380/132 kV prevista nell'ambito dell'intervento di sviluppo "Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca" (vedi intervento cod. 306-P).
Porto Empedocle	La c.le risulta essenziale per la regolazione della tensione nell'area sud occidentale della Sicilia. Il vincolo all'essenzialità potrà essere ridotto anche in seguito all'implementazione di dispositivi di regolazione previsti anche nel Piano per la Sicurezza.

Impianto	Motivazione
Portoferraio	La c.le risulta essenziale per garantire l'alimentazione in sicurezza della rete AT dell'Isola d'Elba. Tale criticità potrà essere superata a valle della realizzazione del nuovo elettrodotto 132 kV tra l'Isola d'Elba e il Continente e le relative opere connesse (vedi intervento cod. 309-P).
San Filippo del Mela 150 kV	La c.le risulta essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete 150 kV locale e per il soddisfacimento a programma della domanda con adeguati margini di riserva terziaria di sostituzione. Tali criticità potranno essere superate con la realizzazione del nuovo collegamento 380 kV Sorgente-Rizziconi e opere connesse (vedi intervento cod. 501-P).
Trapani turbogs	La centrale risulta essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete 220 kV della Sicilia occidentale in particolari assetti di esercizio e per il soddisfacimento a programma della domanda con adeguati margini di riserva terziaria di sostituzione. Tali criticità saranno notevolmente ridotte in seguito alla realizzazione delle attività finalizzate all'ottimizzazione dell'utilizzo di assetti esistenti mediante gli interventi pianificati di rimozione delle limitazioni sulla locale rete AT e presso gli impianti del distributore (vedi interventi cod. 607-P, 608-P e 609-P), dell'installazione presso la SE 220 kV di Fulgatore di un condensatore da 54 MVAR in luogo dell'esistente da 25 MVAR (vedi intervento cod. 607-P).

Infine, come previsto da delibera dell'AEEG ARG/elt 89/09, nell'allegato A27 del Codice di rete è indicato anche l'elenco degli impianti essenziali per le reti elettriche non interconnesse. Tale classificazione è valida fino al 31/12/2016 (cfr. Codice di rete – Allegato A.27). In Tabella 3 si riporta l'elenco delle suddette unità.

Tabella 3 - Impianti essenziali per la sicurezza delle reti non interconnesse

Isola del territorio nazionale	Nome impianto	Proprietario
Isola del Giglio	Centrale Campese	Società Impianti Elettrici S.I.E. Srl
Isola di Alicudi	Alicudi	Enel Produzione Spa
Isola di Capraia	Capraia - Capraia Isola	Enel Produzione Spa
Isola di Capri	Centrale elettrica di Capri	SIPPIC S.p.A.
Isola di Favignana	Impianto di Favignana	SEA Società Elettrica di Favignana S.p.a.
Isola di Filicudi	Filicudi	Enel Produzione Spa
Isola di Lampedusa	Centrale elettrica - Lampedusa	S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A.
Isola di Levanzo	Levanzo	Impresa Campo Elettricità I.C.EL. S.r.l.
Isola di Linosa	Centrale elettrica - Linosa	S.EL.I.S. Linosa S.p.A.
Isola di Lipari	Centrale SEL	Società Elettrica Liparese S.r.l.
Isola di Marettimo	Centrale elettrica - Marettimo	S.EL.I.S. Marettimo S.p.A.
Isola di Panarea	Panarea	Enel Produzione Spa
Isola di Pantelleria	Centrale elettrica - Pantelleria	S.MED.E. Pantelleria S.p.A.
Isola di Ponza	Centrale Cesarano	Società elettrica Ponzese S.p.A.
Isola di Ponza	Centrale Le Forna	Società elettrica Ponzese S.p.A.
Isola di Salina	S.Marina Salina	Enel Produzione Spa
Isola di Salina	Malfa	Enel Produzione Spa
Isola di Stromboli	Stromboli	Enel Produzione Spa
Isola di Stromboli	Ginostra Termoelettrico	Enel Produzione Spa
Isola di Ustica	Centrale Ustica	Impresa Elettrica D'Anna & Bonaccorsi s.n.c
Isola di Ventotene	Ventotene	Enel Produzione Spa
Isola di Vulcano	Vulcano termo	Enel Produzione Spa
Isole Tremiti	Centrale "Germano Giacomo"	Germano Industrie Elettriche S.r.l.

Inoltre, quanto indicato in Tabella 2, come indicato nell'articolo 23 comma 3-bis del DL 91/14 modificato e convertito in legge con Legge 116/2014, [...] *Fino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV "Sorgente-Rizziconi" [...] le unità di produzione di energia elettrica, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, di potenza superiore a 50 MW ubicate in Sicilia sono considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ed hanno l'obbligo di offerta sul mercato del giorno prima. [...] e successivamente recepito nelle deliberazioni dell'AEEGSI 639/2014/R/eel, 667/2014/R/eel e 668/2014/R/eel. Nella seguente Tabella 4 si indicano i suddetti impianti.*

Tabella 4 - Impianti essenziali ai sensi dell'articolo 23 comma 3-bis del DL 91/14 modificato e convertito in legge con Legge 116/2014

Impianto	Unità	Utente del dispacciamento
San Filippo del Mela 150 kV	UP_S.F._DEL_1	Edipower Spa
San Filippo del Mela 220 kV	UP_S.F._DEL_2	
	UP_S.F._DEL_5	
	UP_S.F._DEL_6	
Milazzo	UP_MILAZZO_1	Edison Trading Spa
Anapo	UP_ANAPO_C.L_1	Enel Produzione Spa
Augusta	UP_AUGUSTA_C_1	
	UP_AUGUSTA_C_3	
Guadalami	UP_GUADALAMI_1	
Porto Empedocle	UP_PORTO_EMP_1	
	UP_PRTMPDCLCL_3	
Priolo	UP_PRIOLO_C_1	
	UP_PRIOLO_C_2	
Termini Imerese	UP_TERMINI_I_4	
	UP_TERMINI_I_42	
	UP_TERMINI_I_5	
	UP_TERMINI_I_6	
Trapani turbogas	UP_TRAPANI_C_1	EON Global Commodities SE (oggi EP)
	UP_TRAPANI_C_2	EON Global Commodities SE (oggi EP)
Cte Nuce Nord	UP_CTNUCENORD_1	Erg Power Generation Spa
GTG101/GTG501	UP_GTG1GTG501_1	Gdf Suez Energia Italia Spa
Isab Energy	UP_ISABENERGY_2	Isab Srl
	UP_ISABENERGY_3	
ImpSud	UP_IMPSUD_2	

2.13 Principali vincoli di esercizio nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)

Nell'ambito della programmazione delle risorse necessarie per l'attività di dispacciamento, si approvvigionano, oltre alla quantità di riserva operativa necessaria per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale (aggiuntiva rispetto a quella disponibile in esito al MGP), le risorse di produzione per la risoluzione di congestioni intrazonali e per garantire adeguati profili di tensione.

Le caratteristiche della rete di trasmissione, unitamente alla distribuzione e all'entità dei prelievi di energia elettrica sulla medesima, richiedono in alcuni casi il funzionamento di alcune unità di produzione la cui localizzazione geografica risulta efficace alla soluzione dei vincoli imposti per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Il rispetto dei vincoli di dispacciamento avviene garantendo la presenza in servizio oppure riducendo la produzione di unità localizzate in particolari nodi della rete elettrica. Qualora il controllo della presenza o assenza in servizio delle suddette unità di produzione risulti non verificato in esito al Mercato dell'energia (MGP e MI), se ne effettua la selezione sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD-ex ante e MB), programmando un avviamento o una riduzione/spegnimento della centrale. Queste selezioni avvengono di norma nel rispetto dell'ordine di merito economico, dando priorità alle unità di produzione più efficaci alla risoluzione del vincolo, con la conseguente possibilità che restino escluse dal processo di selezione sull'MSD

delle unità meno efficaci, cui corrisponderebbero invece prezzi di offerta più economici rispetto a quelli selezionati.

Qualora si renda necessario il funzionamento di unità di produzione per la gestione in sicurezza del sistema e i tempi di avviamento di tali unità non siano compatibili con la gestione in tempo reale, come nel caso di unità di tipo termoelettrico diverse dai turbogas a ciclo aperto, la selezione viene effettuata nella fase di programmazione (ex ante) del Mercato per il servizio di dispacciamento e corrisponde ad un avviamento imposto a programma.

L'avviamento di queste unità equivale a un aumento dell'immissione di energia elettrica in rete, cui corrisponde la riduzione dell'immissione da parte di altre unità ai fini del bilancio energetico.

Per questo la presenza di avviamenti a programma rappresenta un onere per il sistema, dato il differenziale tipicamente positivo tra i prezzi offerti per la disponibilità all'aumento e quelli offerti per la disponibilità alla riduzione del livello di produzione.

Le motivazioni tecniche a cui sono riconducibili gli avviamenti effettuati nella fase di programmazione del Mercato per il servizio di dispacciamento sono:

- l'approvvigionamento dei margini di riserva a salire aggiuntivi rispetto a quanto già offerto sul MGP;
- vincoli di produzione generati dall'indisponibilità di elementi di rete appartenenti alla rete di trasmissione nazionale;
- la risoluzione di congestioni a programma;
- la verifica del mantenimento di adeguati profili di tensione sulla rete di trasmissione nazionale.

Per quanto riguarda i margini di riserva, lo sviluppo della RTN in generale è in grado di determinare una diminuzione delle esigenze di approvvigionamento sul MSD, incrementando la magliatura del sistema e rendendo, quindi, fruibili a porzioni più estese della rete le risorse di produzione.

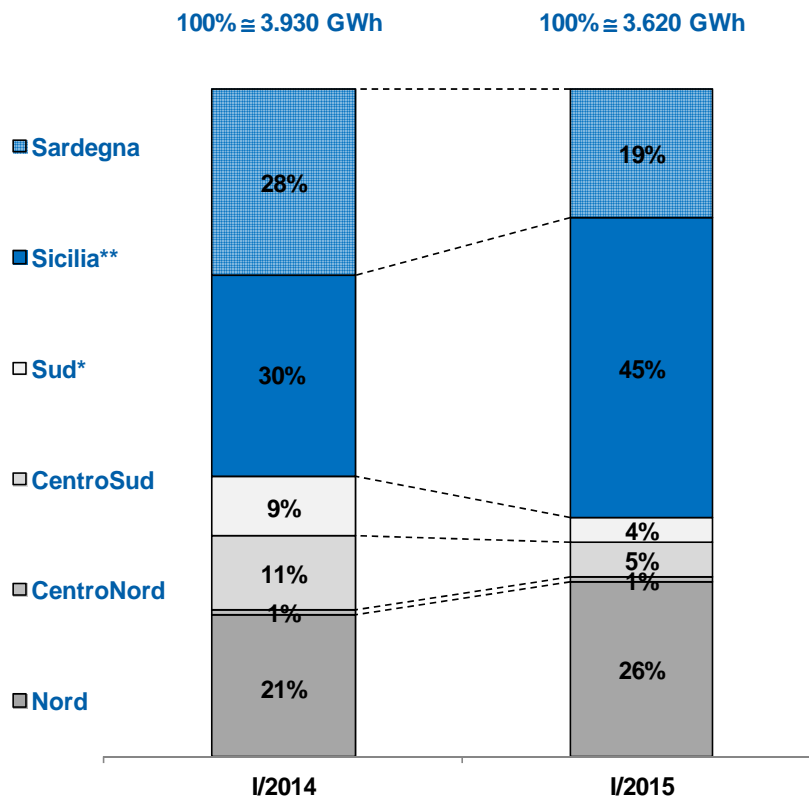
In particolare, il problema del controllo delle tensioni ricorre generalmente nelle ore e nei giorni di basso carico (come i giorni festivi, in cui le tensioni sono tendenzialmente elevate) o nei periodi durante i quali si registrano elevati prelievi di energia (come nel periodo estivo, in cui la richiesta di potenza, anche reattiva, è maggiore e le tensioni tendono ad abbassarsi).

Le attività di sviluppo determinano in generale una riduzione delle altre criticità sopra citate riconducibile principalmente alla più ampia fungibilità delle risorse di dispacciamento nelle zone della RTN attualmente soggette a vincoli di rete.

Di seguito si riporta il risultato di analisi sulle dinamiche di offerta sul MSD di quelle unità di tipo termoelettrico che sono state oggetto di avviamenti imposti a programma per i suddetti motivi.

Nella Figura 42 si riporta la suddivisione tra zone di mercato degli avviamenti di unità a programma, con il confronto dell'energia movimentata tra i periodi primo semestre 2014 (I/2014) e primo semestre 2015 (I/2015), avvenuti per le suddette motivazioni tecniche. Si può osservare come la gran parte degli avviamenti a programma in percentuale sia concentrata, rispettivamente in ordine decrescente, nelle zone Sicilia, Nord e Sardegna.

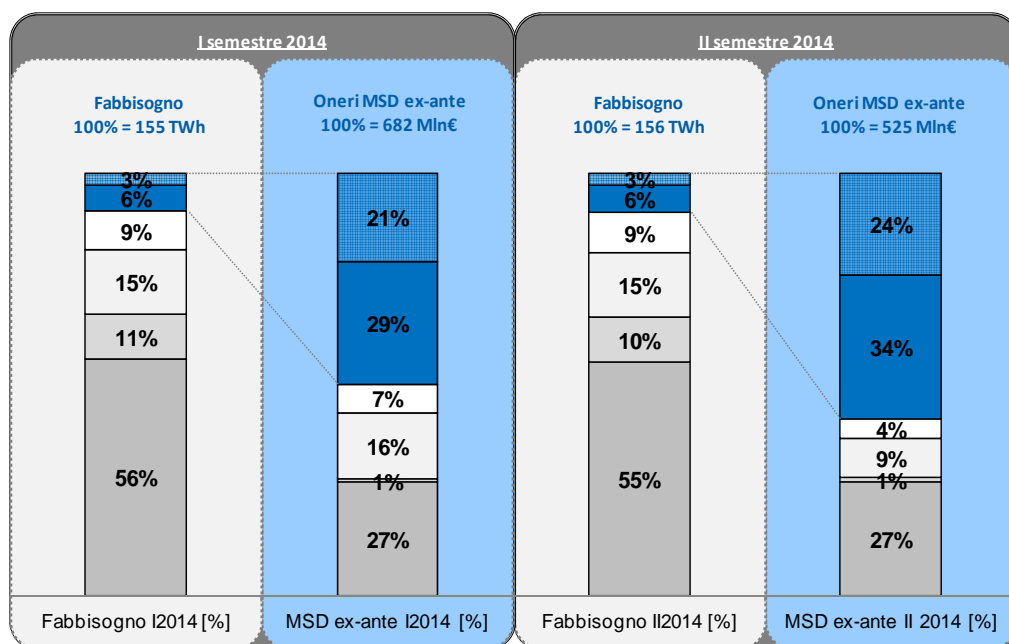
Si riscontra una riduzione delle movimentazioni totali (-8%) dovuto essenzialmente ad un minor utilizzo delle risorse relative alle UP nelle zone Centro-Sud e Sud.



*Sud comprende i poli limitati di Foggia, Brindisi e Rossano;
 **Sicilia comprende il polo di Priolo

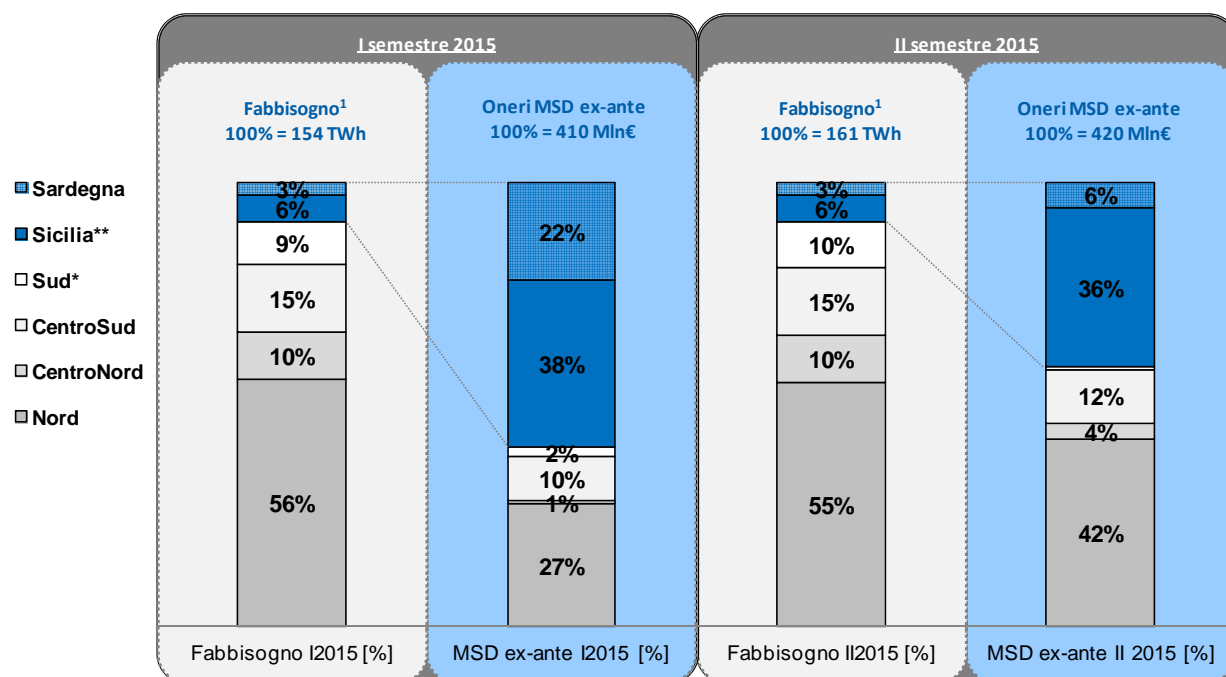
Figura 42 - Distribuzione avviamenti a programma per area di mercato, confronto primo semestre 2014(I/2014) con primo semestre 2015 (I/2015)

Nella Figura 43 e nella Figura 44 è indicata la ripartizione nelle diverse zone di mercato degli oneri associati alle movimentazioni a programma di unità produttive nel MSD ex-ante, con il confronto tra i periodi semestrali degli anni 2014 e 2015, rispetto alla previsione di domanda zonale utilizzata ai fini dello svolgimento del MSD.



* Sud comprende i poli limitati di Foggia, Brindisi e Rossano
 ** Sicilia comprende il polo di Priolo

Figura 43 - Oneri MSD su consumi per zona di mercato, per semestre (anno 2014)



¹ Dati provvisori 2015

* Sud comprende i poli limitati di Foggia, Brindisi e Rossano

** Sicilia comprende il polo di Priolo

Figura 44 - Oneri MSD su consumi per zona di mercato, per semestre (anno 2015)

In particolare l'onere associato alle movimentazioni a programma è stato valutato considerando la differenza tra il prodotto della quantità a salire per il prezzo medio a salire, che Terna riconosce alle unità movimentate, ed il prodotto tra la quantità a scendere per il prezzo medio a scendere, che Terna riceve dalle unità selezionate a scendere per bilanciare le azioni di movimentazione e riportare in equilibrio il sistema.

Per quanto riguarda gli oneri associati all'MSD ex-ante, si registra una riduzione media di circa il 40% degli oneri totali del primo semestre 2015 rispetto al primo semestre 2014 ed una riduzione media di circa il 20% del secondo semestre 2015 rispetto al secondo semestre 2015.

La riduzione degli oneri associati all'MSD ex-ante è dovuta principalmente alla riduzione media dei prezzi di offerta registrata nel 2015 ed all'operatività nella regione Sicilia delle disposizioni di cui all'articolo 23 comma 3-bis del DL 91/14 modificato e convertito in legge con Legge 116/2014 (cfr. paragrafo 2.12); analizzando invece i volumi (acquisti + vendite) registrati nel 2015 (circa 14.993 GWh) si registrano sostanzialmente in linea con i volumi registrati del 2014 (circa 14.818 GWh).

Dall'analisi delle stesse figure si può notare che oltre il 50% degli oneri di dispacciamento viene generato dalla Sicilia e dalla Sardegna che rappresentano meno del 10% del fabbisogno di energia elettrica del Paese registrato nel periodo di riferimento.

Nonostante la diversa ripartizione sul territorio degli oneri per l'approvvigionamento di alcuni servizi (ad esempio esigenze di riserva) possa essere attribuita in parte agli esiti del mercato, i costi di approvvigionamento sono in prevalenza legati alla presenza di vincoli strutturali di esercizio della rete a livello d'area o locale.

In Sicilia il ricorso alle risorse approvvigionate sul MSD è motivato essenzialmente da esigenze di esercizio in sicurezza:

- della rete a 220 e 150 kV che alimenta il carico dell'area occidentale dell'Isola;
- assicurare adeguati margini di riserva di potenza.

In Sardegna, le unità chiamate a produrre nel MSD sono funzionali a:

- controllare le tensioni e garantire la stabilità del sistema in caso di avaria di unità di produzione;

- assicurare adeguati margini di riserva di potenza.

Al Sud l'approvvigionamento di risorse di generazione è dovuto principalmente alle attuali carenze strutturali del sistema di trasmissione primario in AAT che collega le aree produttive del sud del paese ai centri di carico. A causa dell'insufficiente capacità di trasporto della rete, occorre modulare le produzioni in alcuni nodi di rete, al fine di ridurre il rischio di transiti eccessivi sui collegamenti potenzialmente critici. Si sono, inoltre, rese necessarie azioni di regolazione da parte dei gruppi di generazione dell'area per compensare gli elevati livelli delle tensioni sulla rete.

Tra i principali problemi che richiedono la selezione di unità in MSD si evidenzia anche l'esigenza di contenimento dei transiti in direzione da Sud verso Nord, in situazioni caratterizzate da elevata produzione degli impianti da FRNP.

Nelle zone Centro Sud e Centro Nord i principali problemi che richiedono la selezione di unità sul MSD sono da attribuire:

- al mantenimento degli adeguati livelli di tensione sulla rete nell'area di Roma; in particolare in condizioni di basso carico (ad esempio nel fine settimana) risulta necessario regolare la tensione utilizzando i poli produttivi dell'alto Lazio per modulare la potenza reattiva sulla rete;
- alla regolazione dei transiti tra le zone di mercato Nord, Centro Nord e Centro Sud;
- ad assicurare in caso di gravi disservizi un efficace servizio di riaccensione della porzione della rete in questione;
- alla mancanza di una adeguata riserva di potenza per la rete locale in AT che alimenta il carico nell'area di Livorno, Pisa e Lucca.

Nella zona Nord, utilizzando le risorse del MSD, essenzialmente si riescono a garantire i margini di potenza attiva e reattiva necessari sulla rete nell'area di Milano e nel nord dell'Emilia oltre che risolvere le congestioni intrazonali che si verificano a seguito degli elevati flussi di energia dalla zona Nord Ovest verso la zona Nord Est.

3 Scenari di riferimento

Per pianificare in modo opportuno gli sviluppi della rete è necessario analizzare il funzionamento del sistema elettrico sia nello stato attuale sia in quello previsto su scenari previsionali di medio e lungo termine.

In tal modo è possibile valutare se le problematiche che già attualmente caratterizzano il sistema permangono o evolvono negli scenari futuri, consentendo una pianificazione ottimale degli interventi di sviluppo.

Nei seguenti paragrafi sono riportate sinteticamente le principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico nel corso del 2015 e successivamente sono descritti gli scenari previsionali individuati coerentemente con il quadro delineato dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN) e tenendo conto anche delle viste prospettive (*Vision*) di lunghissimo termine definite in ambito europeo.

3.1 Principali evidenze 2015 del funzionamento del sistema elettrico

Di seguito sono riportate le principali evidenze emerse nel corso del 2015 relativamente ai fenomeni e alle dinamiche che hanno caratterizzato il funzionamento del sistema elettrico e l'andamento dei mercati.

Sulla base di un confronto dei dati provvisori relativi al 2015 con il corrispondente periodo del 2014, si osserva che la richiesta di energia elettrica nazionale è aumentata di circa il 1,5%; a livello territoriale la variazione della domanda è risultata ovunque positiva, ad eccezione della zona Nord-Ovest e della Sicilia (cfr. Figura 45).

Il fabbisogno di energia è stato soddisfatto per il 56% da termoelettrico, il 14% da idroelettrico, il 5% da eolico, l'8% da fotovoltaico, il 2% da geotermico e per la restante quota del 14% dal saldo con l'estero.

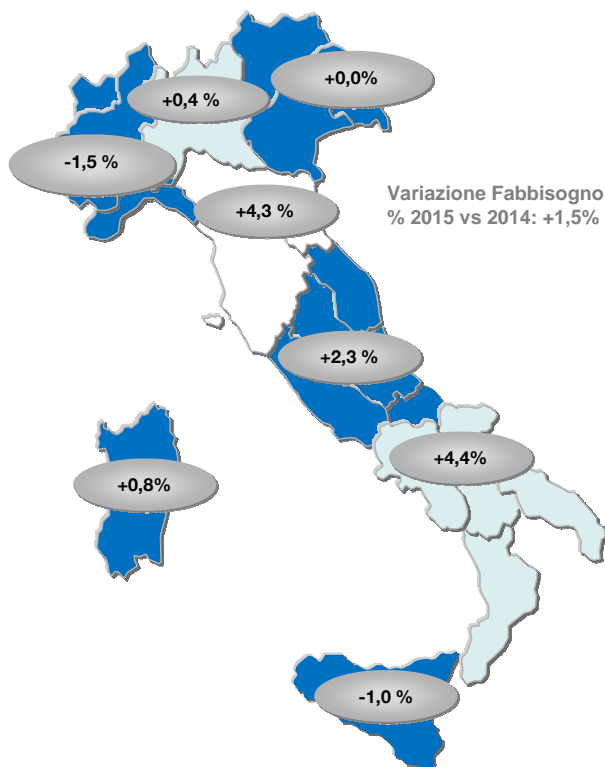


Figura 45 - Richiesta di energia elettrica per aree territoriali dati provvisori 2015

Il 2015 ha visto un ulteriore incremento della capacità installata da fonti rinnovabili (dell'ordine di circa 800 MW di fotovoltaico ed eolico), confermando il trend di crescita più contenuto già registrato negli anni 2013 e 2014 (cfr. Figura 46).

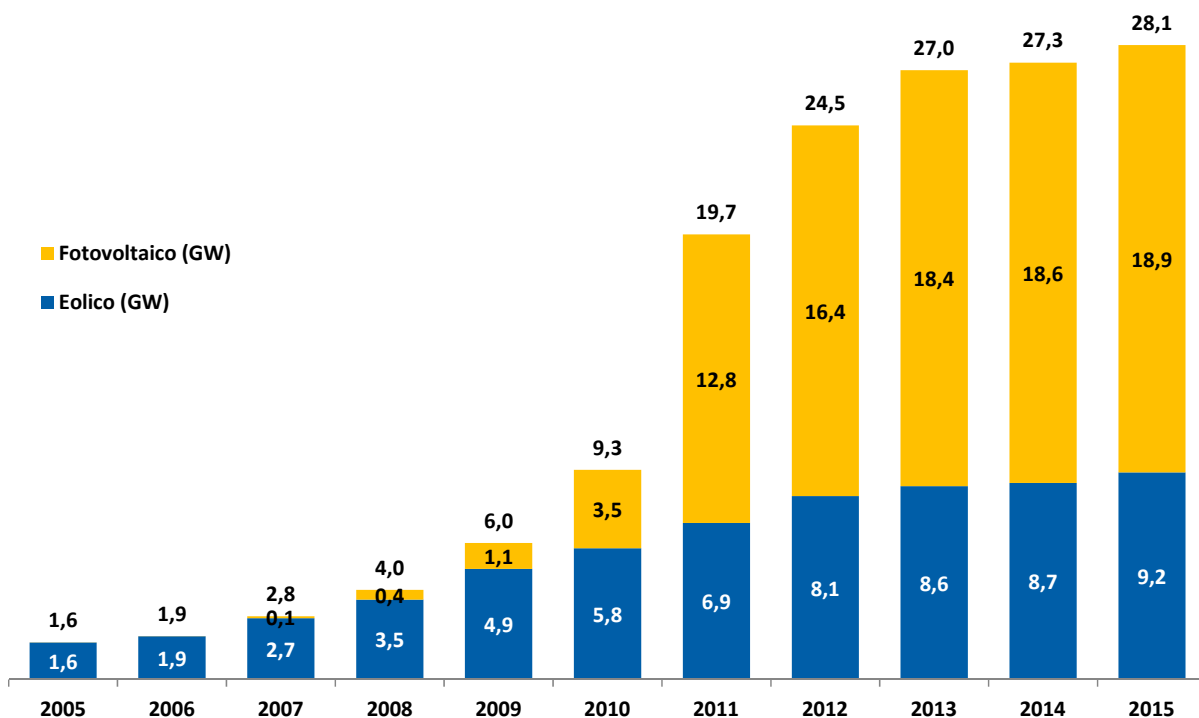


Figura 46 - Potenza eolica e fotovoltaica installata (GW): dati provvisori 2015 [Fonte dati Terna]

Per quanto riguarda in particolare gli impianti fotovoltaici, la crescita continua a riguardare la generazione distribuita sulle reti in media e bassa tensione.

Tale dinamica ha confermato ed accentuato i fenomeni, già rilevati nel corso degli ultimi anni, di risalita dell'energia prodotta dalle reti di distribuzione verso il sistema di trasmissione, con inversione dei flussi che, in condizioni di elevata produzione da generazione distribuita, transitano dai livelli di tensione BT ed MT verso la rete AT. In particolare, è rilevante osservare come nel 2015²⁴, circa il 33% delle cabine primarie di distribuzione in Italia siano state interessate da questo fenomeno per un numero di ore significativo.

3.2 Scenari per l'elaborazione del Piano di Sviluppo

Una efficace attività di pianificazione della rete di trasmissione considera l'evoluzione del sistema elettrico nel suo complesso nell'orizzonte temporale di cinque (medio termine) e dieci anni (lungo termine), costruendo gli scenari futuri degli assetti di funzionamento della rete sulla base della stima di evoluzione di alcune principali grandezze esogene:

- evoluzione del fabbisogno di energia²⁵;
- evoluzione della potenza elettrica²⁵;
- lo sviluppo del parco di generazione di tipo convenzionale e rinnovabile in termini di entità, localizzazione e tipologia di impianti;
- l'incremento della capacità di interconnessione per gli scambi di energia con gli altri Paesi.

Le esigenze della RTN sono generalmente determinate attraverso l'utilizzo dello scenario più critico tra quelli assunti a riferimento, ossia quello in grado di evidenziare tutte le possibili problematiche di esercizio.

²⁴ Dati 2015 provvisori (totale progressivo a Novembre).

²⁵ Vengono recepiti gli indicatori di crescita elaborati da Terna e contenuti nelle "Previsioni della domanda elettrica in Italia e del Fabbisogno di potenza necessario" pubblicate sul sito www.terna.it.

3.2.1 Previsioni di domanda

Le previsioni di crescita del fabbisogno di energia e della potenza elettrica sono sviluppate con l'obiettivo di contribuire ad aggiornare il quadro di riferimento per le valutazioni relative al Piano di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale, a cura di Terna.

Nella presente edizione, le previsioni si estendono fino al 2025 e sono articolate:

- in energia, con riferimento al dato annuale della richiesta e dei consumi elettrici;
- in potenza, con riferimento alla punta annuale.

Previsioni della domanda di energia elettrica

Nella previsione decennale della domanda di energia elettrica si utilizza un approccio di tipo macroeconomico. In particolare, vista la relazione tra domanda di energia elettrica e andamento dell'economia, le previsioni di medio-lungo termine sono ottenute a partire da un'analisi della previsione delle grandezze macroeconomiche, valore aggiunto e Prodotto Interno Lordo (PIL).

L'indicatore macroeconomico che mette in relazione domanda elettrica e grandezze economiche è l'intensità elettrica²⁶.

Nel prevedere la domanda in energia per il prossimo decennio si fa riferimento a due scenari di evoluzione, adottando, in considerazione del forte orientamento all'efficienza energetica in Europa e nel Paese, una particolare cautela nel prevedere l'andamento dell'intensità elettrica italiana in particolare nello scenario base, identificando quest'ultimo anche come scenario ove si intende valorizzato al massimo grado il potenziale di efficienza energetica.

I due scenari avranno pertanto le seguenti caratteristiche:

- scenario di sviluppo;
- scenario base.

Per quanto attiene lo scenario di sviluppo, nel periodo 2015-2025 si stima complessivamente una evoluzione della domanda di energia elettrica con un tasso medio annuo del +1,2%, corrispondente a 354 TWh nel 2025.

Nel 2020, anno intermedio al periodo 2015 – 2025, si ipotizza sempre nello scenario di sviluppo una domanda elettrica pari a circa 334 TWh, con un tasso medio annuo di sviluppo nel semiperiodo 2015-2020 pari a +1,2%. Nel secondo semiperiodo, anni 2020-2025, il tasso di crescita sarà pari sempre a +1,2% per anno (cfr. Figura 47).

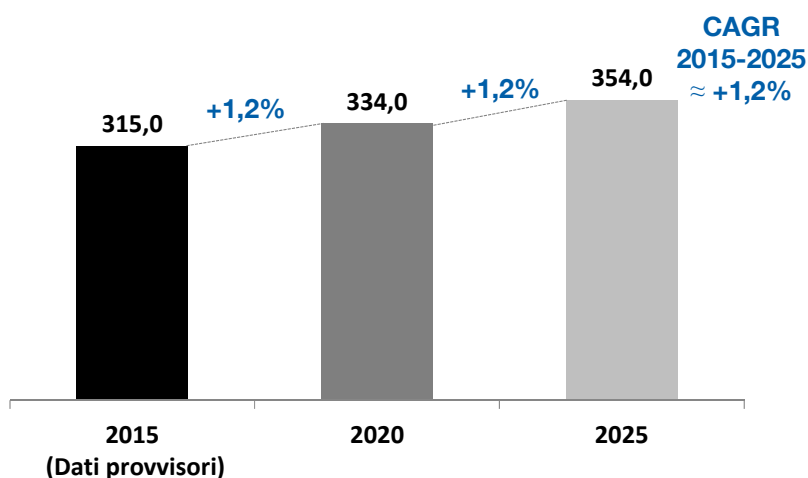


Figura 47 - Scenario di Sviluppo (TWh)

²⁶ L'intensità elettrica è la quantità di elettricità (kWh) consumata da ciascun settore, per unità (Euro) del rispettivo contributo (valore aggiunto) alla formazione del PIL.

Per quanto riguarda invece lo scenario base, nel periodo 2015-2025 si stima complessivamente un incremento della domanda di energia elettrica con un tasso medio annuo del +0,2%, corrispondente a circa 322 TWh nel 2025.

Nel 2020, si ipotizza sempre nello scenario base una domanda elettrica pari a circa 320 TWh, con un tasso medio annuo nel semiperiodo 2015-2020 pari a +0,3%. Nel secondo semiperiodo, anni 2020-2025, il tasso di crescita sarà pari a +0,1 % per anno (cfr. Figura 48).

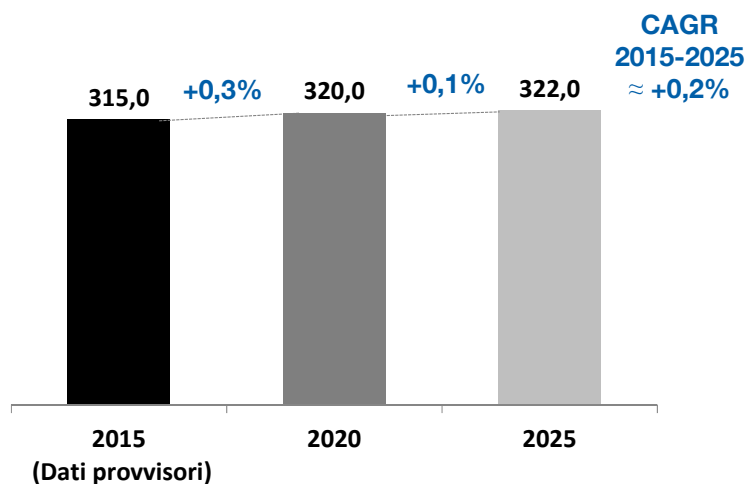


Figura 48 - Scenario Base (TWh)

Si evidenzia che lo scenario di sviluppo viene adottato ai fini della pianificazione degli interventi di sviluppo della rete, funzionali principalmente a garantire l'adeguatezza del sistema in termini di copertura del fabbisogno a livello nazionale e locale anche nelle condizioni di massima crescita dei consumi. Tale scenario è, infatti quello che consente di individuare le condizioni di massima criticità del sistema e dimensionare opportunamente le soluzioni di sviluppo della rete per rispondere alle esigenze di sicurezza e continuità del servizio.

Per quanto riguarda l'esigenza di garantire l'integrazione della generazione distribuita da fonti rinnovabili, in aggiunta allo scenario di sviluppo, viene utilizzato al momento lo scenario base, che meglio evidenzia le situazioni con surplus di generazione rispetto al carico elettrico locale e nazionale che deve essere gestito in condizioni di sicurezza sul sistema di trasmissione.

Pertanto, la definizione delle esigenze e il dimensionamento delle soluzioni di intervento avviene attraverso l'utilizzo dello scenario più critico tra quelli assunti a riferimento, ossia quello in grado di evidenziare tutte le possibili problematiche di esercizio.

Si evidenzia infine che gli scenari previsionali di domanda presi a riferimento sono più conservativi rispetto a quelli identificati dalla SEN che individua un range di 345-360 TWh per il 2020, discostandosi da questi per circa il 10%.

Infine, è doveroso un confronto tra le previsioni di domanda di lungo termine del presente documento e gli scenari previsionali all'anno orizzonte 2030 condivisi in ambito ENTSO-E relativamente alle *Vision 1* e *Vision 3*. Si può osservare che oggi le nuove previsioni prevedono al 2025 una domanda dello scenario di sviluppo analogo al valore 2030 *Vision 1*, mentre la *Vision 3* risulta essere leggermente più bassa dello scenario base e comunque in linea con la progressiva decrescita della domanda prevista in tale *Vision*.

Previsioni della domanda di potenza alla punta

In Figura 49 è riportata la serie dei valori del massimo carico annuo dal 2000 al 2015. Fino al 2005, la punta massima annuale in Italia si è manifestata in periodo invernale²⁷. Il 2006 ha visto, invece, un'inversione di tendenza con la punta estiva che supera quella invernale; dal 2008, il carico in estate ha superato sistematicamente il picco invernale.

Anche per l'anno 2015, il picco estivo, pari a 59.353 MW, è stato raggiunto, infatti, il giorno 21 luglio 2015, valore superiore di circa il 15% rispetto al massimo di giugno 2014; tale valore, se non verrà superato nei prossimi mesi invernali (novembre 2015 - marzo 2016), costituirà il picco dell'anno 2015.

Le previsioni della domanda di potenza sulla rete italiana nello scenario di sviluppo sono elaborate a partire da quelle sulla domanda di energia elettrica ricavate dai paragrafi precedenti.

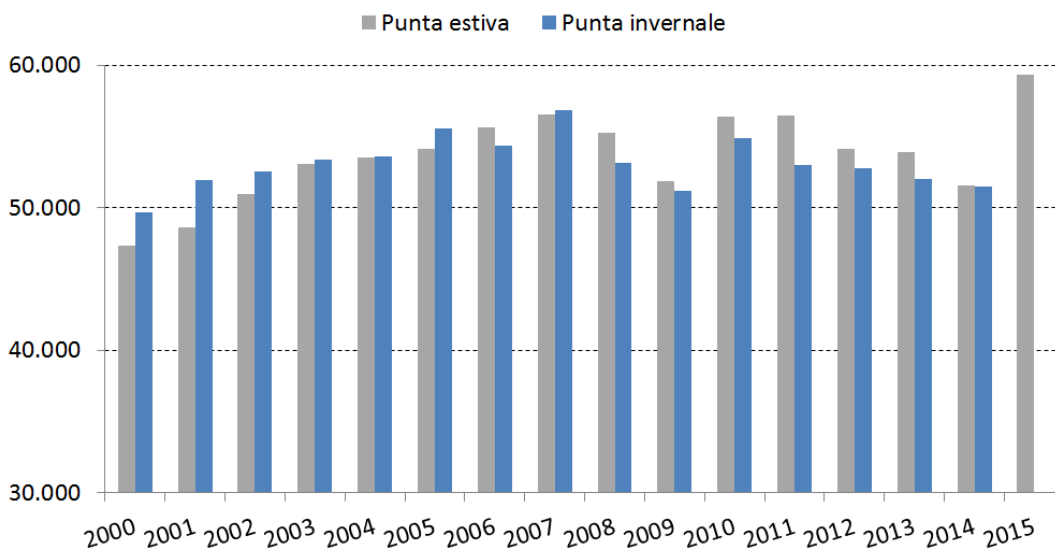


Figura 49 - Carico massimo sulla rete italiana- 2000-2015 (MW)

Nella successiva Tabella 5 viene riportata la previsione della domanda in potenza rispettivamente nello scenario di sviluppo e nello scenario base.

Tabella 5 - Previsione della domanda in potenza: scenario di sviluppo e scenario base

	Scenario di sviluppo	Scenario base
Anno	Potenza	Potenza
2015	59.353 MW	59.353 MW
2020 ipotesi bassa/alta	62/65 GW	55/60 GW
2025 ipotesi bassa/alta	63/69 GW	56/60 GW

3.2.2 Evoluzione della generazione

Sviluppo del parco produttivo termoelettrico

Nel corso dell'ultimo decennio, si è assistito a un graduale rinnovamento del parco produttivo italiano caratterizzato principalmente dalla trasformazione in ciclo combinato di impianti esistenti e dalla realizzazione di nuovi impianti, anch'essi prevalentemente a ciclo combinato.

Complessivamente sono stati autorizzati, con le procedure previste dalla legge 55/02 (o dal precedente DPCM del 27 dicembre 1988), ed entrati in esercizio fino al 2011 circa 45 impianti di produzione con

²⁷ Il periodo invernale – riferito ad un certo anno – include i mesi da novembre dell'anno considerato fino a marzo dell'anno successivo.

potenza termica maggiore di 300 MW, con un incremento complessivo della potenza installata di circa 22.000 MW elettrici, di cui circa il 43% è localizzato al Sud.

A partire dal 2009, le ore di utilizzazione del parco termoelettrico si sono progressivamente ridotte per la diminuzione della domanda a seguito della crisi economica e per l'aumento della quota di mercato delle fonti rinnovabili non programmabili, la cui capacità è cresciuta negli ultimi anni. Tali fenomeni, unitamente all'invecchiamento del parco produttivo, hanno portato numerosi operatori a valutare scelte industriali che prevedono la dismissione degli impianti più obsoleti e fuori mercato.

Pertanto, ai fini della valutazione dell'evoluzione del parco termoelettrico, è di particolare interesse anche la ricognizione delle dismissioni degli impianti. In particolare in Figura 50 è riportato il dettaglio dal 2012 al 2015 della potenza termoelettrica non disponibile per categoria (dismissioni, dismissioni in attesa di autorizzazione, indisponibilità per vincoli autorizzativi e messa in conservazione), per un totale di circa 19 GW.

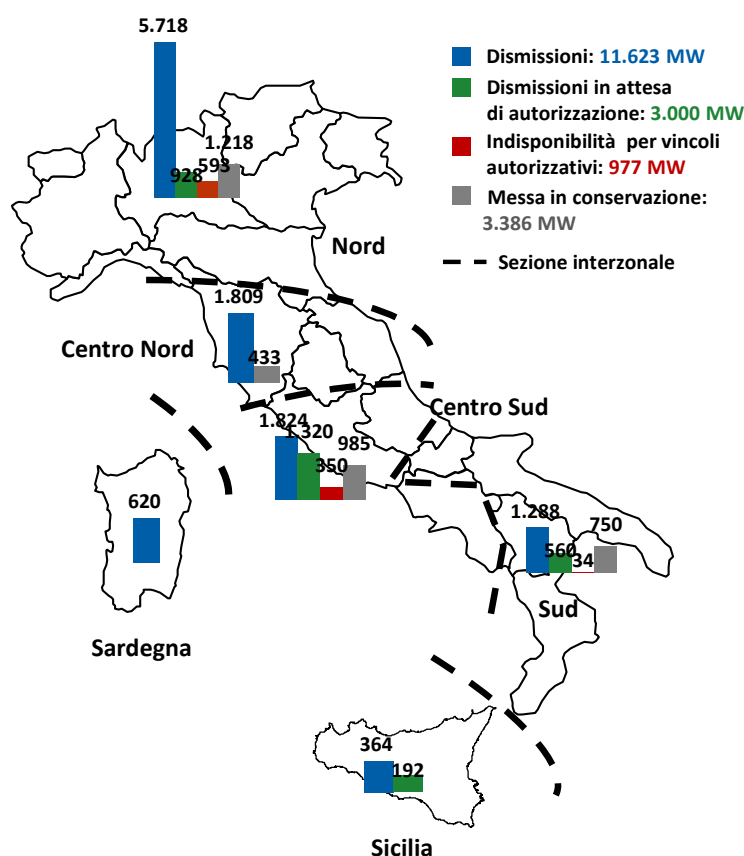


Figura 50 - Dismissioni, indisponibilità e messa in conservazione impianti termoelettrici 2012-2015 (MW)

Considerando i dati sopra riportati, l'attuale capacità termoelettrica installata e complessivamente disponibile è dell'ordine di circa 56 GW²⁸.

Prendendo a riferimento la consistenza attuale, appena descritta, ai fini di una corretta pianificazione, è necessario considerare anche i dati relativi alle future installazioni, così come le future indisponibilità.

Ad oggi gli impianti autorizzati localizzati in Liguria, Veneto, Campania, Calabria e Sardegna per circa 2,8 GW, per i quali tuttavia non si prevedono allo stato attuale entrate in servizio nell'orizzonte di piano. Pertanto, tali impianti non sono stati considerati negli scenari previsionali di generazione alla base del presente piano, che include invece alcune riconversioni che non comportano una variazione sensibile di potenza. Si rappresenta, tuttavia, che tali progetti continueranno a essere monitorati, al fine di verificare l'eventuale evoluzione delle iniziative in oggetto e l'opportunità di includerle nel lungo periodo o negli scenari dei prossimi piani di sviluppo.

²⁸ Dati provvisori Terna; dai circa 63 GW di potenza disponibile a fine novembre 2015, sono stati sottratti circa 7 GW relativi agli impianti in attesa di dismissione, indisponibili per vincoli autorizzativi e in conservazione.

Per quanto riguarda, invece, le dismissioni future, nel breve-medio termine è prevista la dismissione di ulteriori circa 0,4 GW in Liguria e in Sicilia per vincoli autorizzativi, come riportato in Figura 51. Anche tali impianti non sono stati inclusi negli scenari previsionali alla base delle analisi di mercato e di adeguatezza del presente piano. In relazione a quanto sopra, la potenza termoelettrica che attualmente si prevede sarà disponibile nel breve-medio termine è sempre di circa 56 GW.

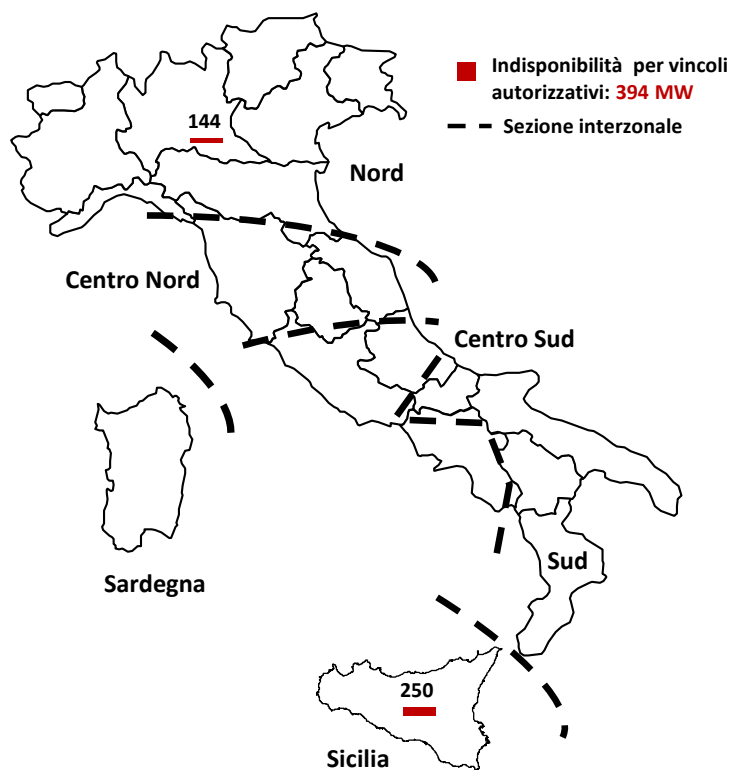


Figura 51 – Dismissioni e indisponibilità impianti termoelettrici nel breve-medio termine (MW)

Sviluppo della capacità produttiva da fonte eolica/fotovoltaica

In aggiunta agli impianti termoelettrici, si considera anche lo sviluppo di impianti da fonte rinnovabile che nel corso degli ultimi anni hanno avuto un trend di crescita in continuo aumento, in particolare fotovoltaici ed eolici.

In Figura 52 è riportata la mappa della producibilità specifica della fonte eolica sul territorio italiano (fonte: Atlante Eolico dell'Italia – Ricerca di Sistema), dalla quale si evince che le aree ventose e quindi ottimali per installazioni di impianti eolici sono maggiormente concentrate nel Centro – Sud e nelle Isole Maggiori.

Analogamente in Figura 53 è riportata la mappa dell'irradiazione totale annua come riferimento della distribuzione territoriale della fonte primaria per gli impianti fotovoltaici.

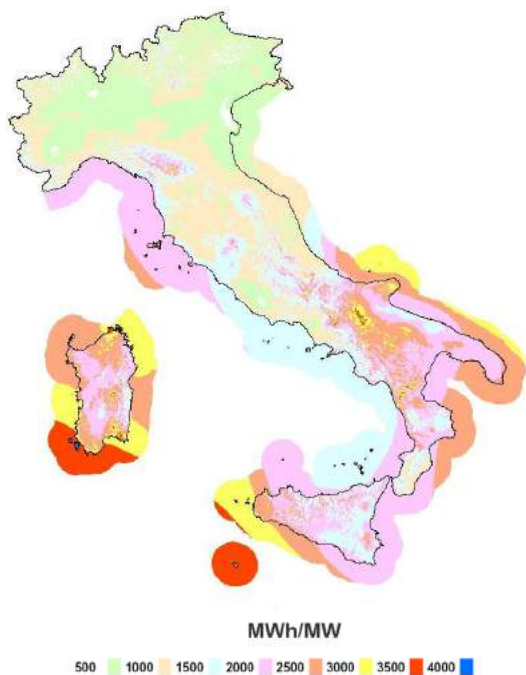


Figura 52 – Mappa eolica della producibilità specifica a 75 m dal suolo

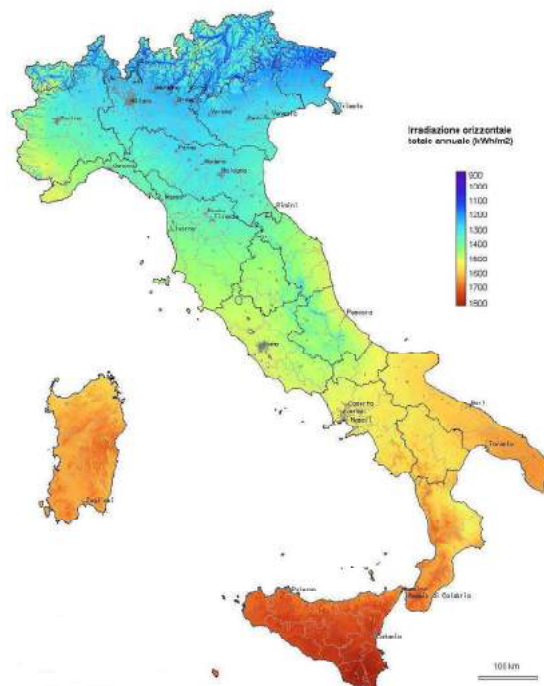


Figura 53 – Mappa della irradiazione orizzontale totale annuale

I criteri di definizione degli scenari di sviluppo a livello nazionale e regionale della capacità futura da fonte eolica e fotovoltaica sono differenziati in funzione dell’orizzonte considerato. Per il breve termine, a partire dalle capacità attualmente installate, la costruzione delle previsioni è basata sullo sviluppo in *grid parity* del fotovoltaico (essendosi il V Conto Energia esaurito il 5 luglio 2013) e sulle normative vigenti (bozza decreto ministeriale del 20 maggio 2015, recante la revisione incentivi impianti rinnovabili diversi dal fotovoltaico, così detto Decreto Tamponi) nonché sulle iniziative produttive già autorizzate per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dal solare, in particolare per l’eolico. Per il medio e lungo termine, invece, l’evoluzione del fotovoltaico in *grid parity* e delle altre fonti rinnovabili è stata sviluppata in coerenza con le *Vision bottom up* al 2030 (*Vision 1* e *Vision 3*) definite in ambito europeo ed alla base del TYNDP 2016.

Da notare che lo scenario di sviluppo della capacità fotovoltaica, si basa sull’ipotesi di fattibilità della *grid parity*. Tale considerazione si fonda su analisi tecnico-economiche che tengono conto della taglia degli impianti, della macro zona (Nord, Centro e Sud) nonché del quadro normativo in tema di sistemi efficienti di utenza (SEU). Sulla base delle analisi svolte, è stato valutato che in un contesto che valorizzi la copertura dei consumi propri da parte dei Titolari degli impianti, il raggiungimento della condizione di *grid parity* sarebbe possibile per le installazioni di taglia più piccola (<20 KW). Ciò ha portato ad una previsione di installato fotovoltaico nel breve-medio termine pari a circa 20,3 GW e un valore il cui range è compreso tra 22,4 e 29,3 GW circa nel lungo termine (cfr. Figura 54).

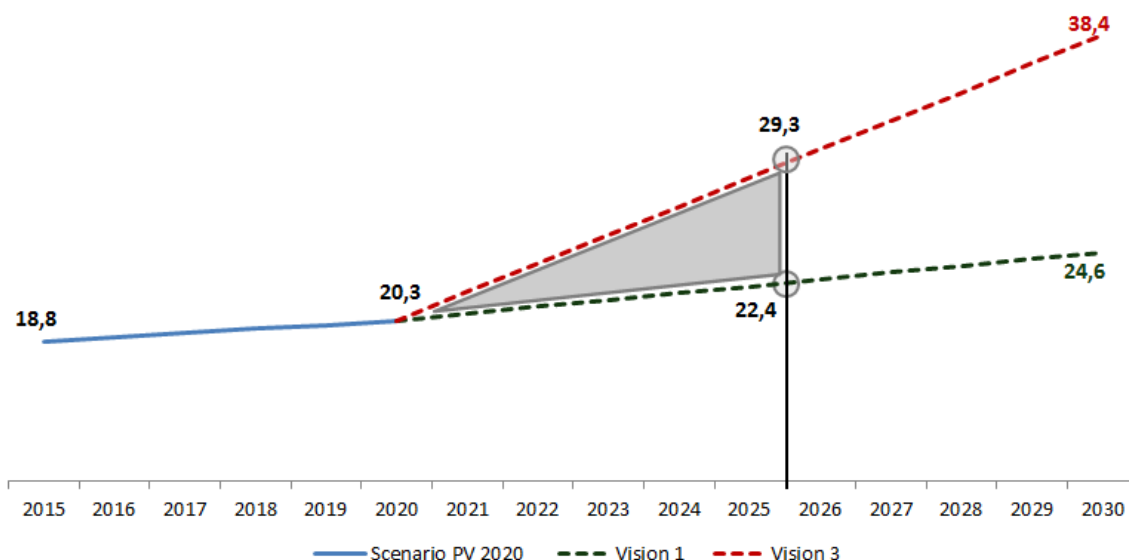


Figura 54 - Proiezione Fotovoltaico 2020-2025 (GW)

Per quanto riguarda lo scenario di crescita della produzione eolica, sempre partendo dalla potenza installata attuale, il trend di crescita nel medio termine è stato valutato sulla base delle disposizioni nella bozza del DM 2015 (Decreto tampone), relativo al sistema incentivante delle fonti rinnovabili diverse dal solare, e con l'ipotesi della prosecuzione degli schemi incentivanti proposti nel citato decreto. Nel lungo termine, invece, l'evoluzione della capacità eolica è stata sviluppata sempre in coerenza con le Vision 1 e 3 del TYNDP 2016, analogamente a quanto ipotizzato per il fotovoltaico. In particolare, sulla base dei contingenti massimi di potenza previsti per gli impianti ad asta e a registro nonché sulla base degli esiti dei bandi già effettuati (2012, 2013 e 2014), si è ottenuto una previsione di installato eolico nel breve-medio termine pari a circa 11,7 GW. Per quanto riguarda, invece, le previsioni di lungo termine il trend di crescita previsto determina una capacità installata compresa tra 12,5 e 15,3 GW (cfr. Figura 55).

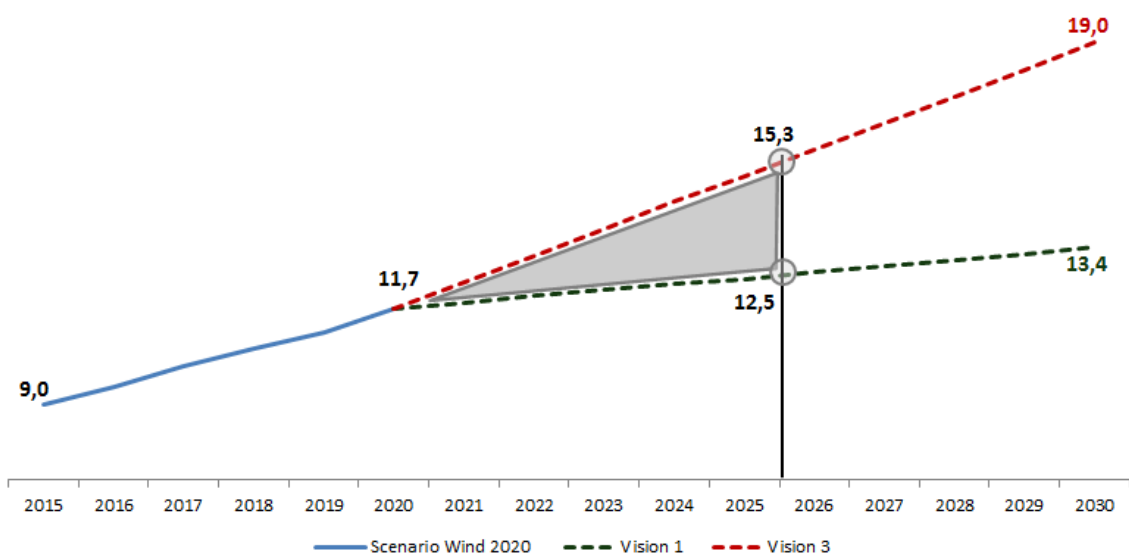


Figura 55 - Proiezione Eolico 2020-2025 (GW)

Infine, le proiezioni dello sviluppo di potenza installata fotovoltaica ed eolica sono state ripartite anche per singole regioni:

- per il fotovoltaico, sulla base del raggiungimento della *grid parity* e delle potenze attualmente installate all'interno di ciascuna classe di potenza;
- per la fonte eolica, sulla base degli esiti delle aste e registri e della conseguente distribuzione sul territorio della potenza entrante.

Dall'analisi di tali dati risulta particolarmente significativa la situazione del Mezzogiorno, dove si prevede già nel medio termine una capacità disponibile da fonte eolica e fotovoltaica pari a circa 18 GW, che corrisponde a circa il 56% della capacità totale prevista a livello nazionale.

Nella Figura 56 e nella Figura 57 è rappresentata, per ogni regione, la potenza totale degli impianti eolici e fotovoltaici installati al 2015²⁹ nonché le previsioni di sviluppo al breve-medio periodo.

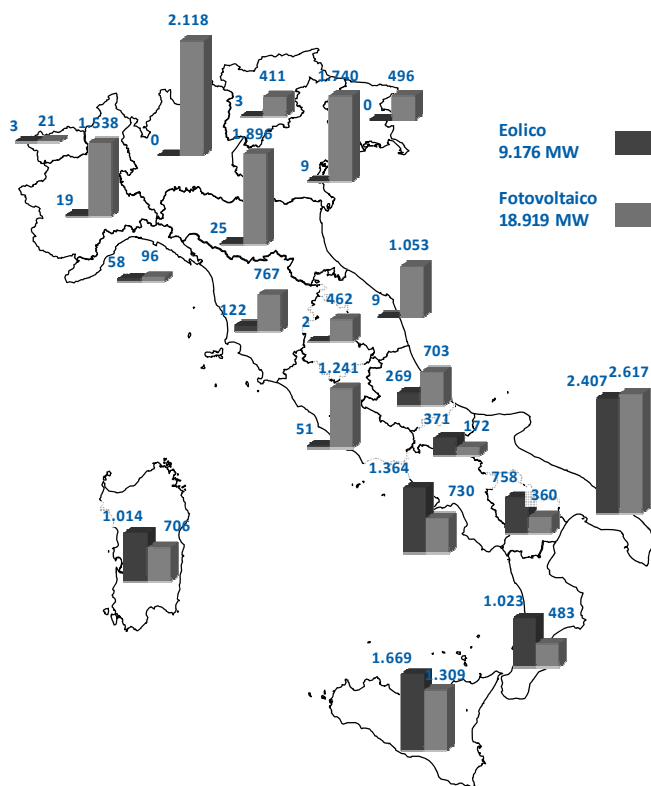


Figura 56- Potenza eolica e fotovoltaica installata al 2015

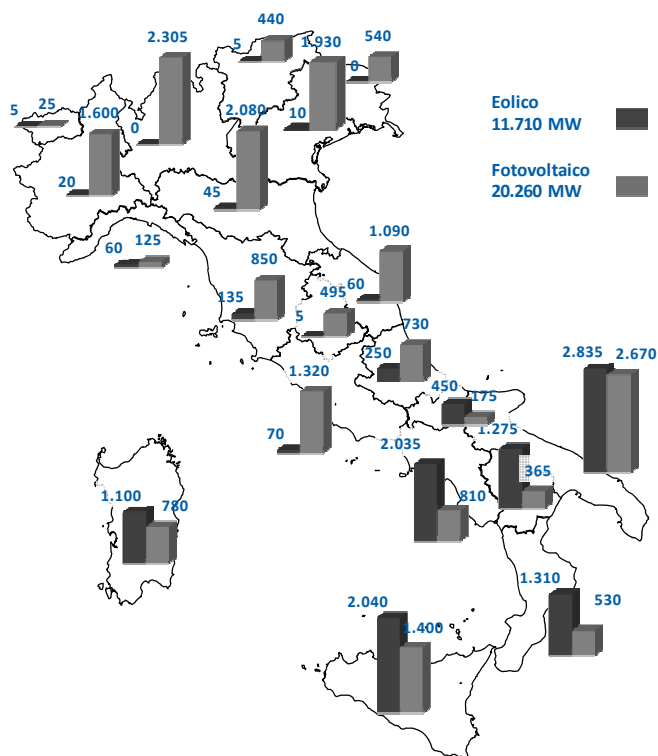


Figura 57- Previsione al breve-medio termine di capacità produttiva da fonte eolica e fotovoltaica

²⁹ Dati provvisori aggiornati a dicembre 2015.

Per quanto riguarda lo sviluppo delle altre fonti rinnovabili, si prevede nello scenario di breve-medio termine un incremento della capacità installata delle altre RES di circa 1 GW rispetto al valore installato 2015 pari a circa 23 GW (di cui 0,7 GW per biomasse e 0,3 GW per l'idroelettrico).

Nello scenario di lungo termine, invece, si prevede, sempre in coerenza con le Vision 1 e 3, una potenza installata compresa tra 25 e 27 GW, con un principale incremento delle biomasse (1 GW circa nella Vision 1 e 2 GW circa nella Vision 3).

Nella Tabella 6 sono riportati i dati di sintesi delle previsioni di crescita delle capacità delle altre fonti rinnovabili sopra descritte.

Tabella 6 - Proiezioni Altre RES 2020-2025 (GW)

Tipologia	2015	Scenario RES 2020	2025_Vision 1	2025_Vision 3
Biomasse	4,1	4,8	5,6	7,4
Idroelettrico	18,5	18,8	18,9	19,3
Geotermico	0,8	0,8	0,8	0,8
Totale	23,4	24,4	25,3	27,5

Si evidenzia, infine, che l'evoluzione prevista da Terna della produzione da fonti rinnovabili al 2020 è leggermente inferiore rispetto a quanto ipotizzato nella SEN, come riportato nella seguente Tabella 7. Tale condizione è legata principalmente al contenuto trend di crescita del fotovoltaico degli ultimi anni, ma è importante evidenziare come le previsioni RES 2020 risultino superiori rispetto agli obiettivi PAN.

Tabella 7 - Confronto obiettivi SEN e stime Terna energie fonti rinnovabili 2020

TWh	SEN	Stime Terna
PV	30	24
Biomasse	90	19
Idrico		44
Eolico		18
Geotermico		7
Totale	120	112

3.3 Esigenze di regolazione del sistema elettrico

Sono state condotte analisi mirate per valutare, su un perimetro nazionale interconnesso e suddiviso in zone interne di mercato, il fenomeno di *Over Generation* (di seguito OG) correlata al forte sviluppo della produzione da FRNP sul sistema nazionale. Per OG si intende surplus di generazione da fonte rinnovabile nazionale e/o zonale che non è possibile bilanciare rispetto al fabbisogno.

Le simulazioni sono state condotte per uno scenario 2020 e per uno scenario 2025 ottenuto a partire da ipotesi Vision3 al 2030.

Lo scenario base ipotizza un valore di fabbisogno come da paragrafo (inserire paragrafo della previsione della domanda elettrica) .

Nello scenario di richiesta di energia appena descritto si è implementato il più ragionevole degli sviluppi di nuova capacità eolica/fotovoltaica, coerente con lo scenario di riferimento adottato da Terna per ciascuno degli anni orizzonte.

In queste ipotesi si può definire nel lungo termine (dieci anni):

- 15,3 GW da eolico corrispondenti ad una energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 28 TWh (Figura 58);
- 30 GW da fotovoltaico, corrispondenti ad una energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 36 TWh (Figura 59).

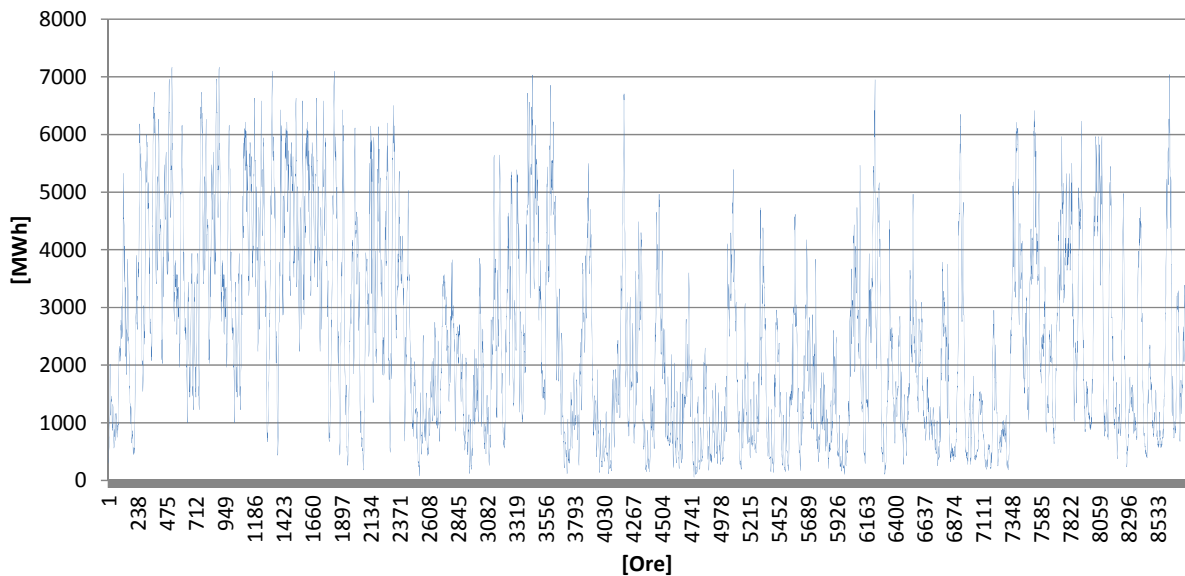


Figura 58 - Profilo annuale generazione eolica totale Italia anno orizzonte 2020

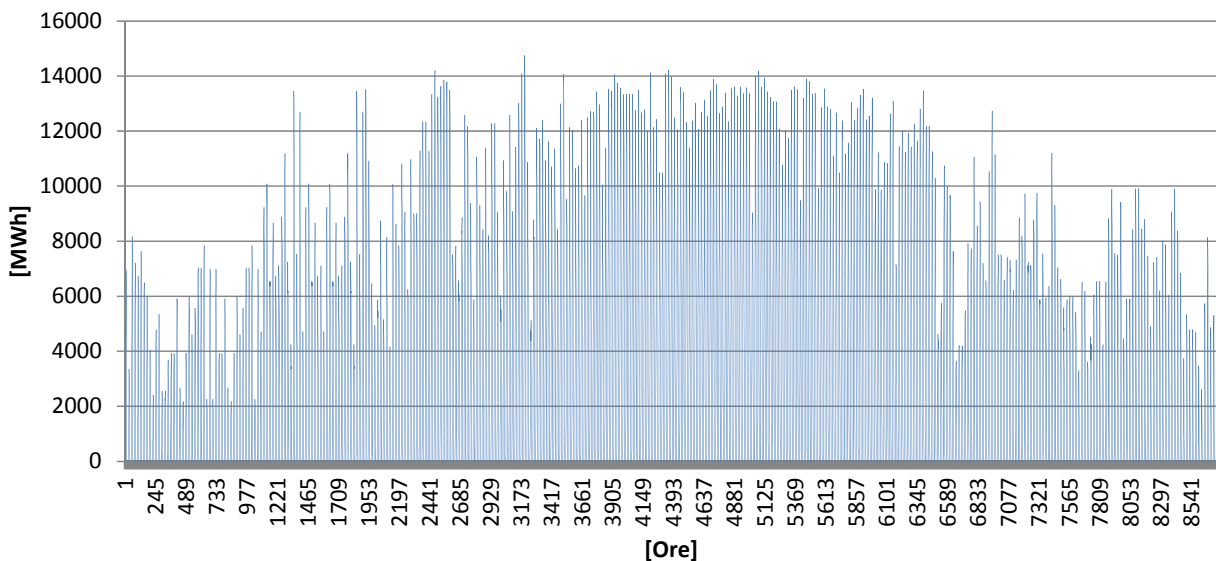


Figura 59 - Profilo annuale generazione fotovoltaico anno orizzonte 2020

Sul fronte degli sviluppi attesi sulla capacità di interconnessione con l'estero, rispetto allo stato attuale, le ipotesi sono in linea con quanto atteso nello scenario di riferimento e nel relativo modello, confermando gli incrementi attesi sulla frontiera Nord e con i Balcani.

Inoltre nello scenario sono stati considerati nuovi limiti di scambio zonali, risultati della migliore stima di entrata in servizio degli interventi di piano.

3.3.1 Metodi e modelli di simulazione

Gli studi fanno riferimento a simulazioni *market based* in cui il sistema è stato analizzato considerando in sequenza le dinamiche ed i vincoli derivanti dallo schema di funzionamento dei mercati MGP ed MSD mediante simulazione deterministica su orizzonte annuale.

In particolare, per la simulazione MGP sono state implementate le seguenti logiche:

- modellizzazione dell'offerta sulle frontiere per la valutazione degli scambi attesi: è stata stabilita una relazione tra scambi sulle frontiere e prezzo zonale MGP nella zona di interconnessione (maggiore è il prezzo e maggiore è l'importazione; per prezzi molto bassi si considera possibile l'esportazione);
- vincoli per gruppi termoelettrici in servizio assoggettati a cicli produttivi.

Nella simulazione MSD in cui sono stati utilizzati gli scambi con l'estero così come determinati su MGP sono stati implementati i seguenti vincoli:

- minima produzione termica per garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale, regolare la tensione in rete per assicurare i migliori standard di qualità del servizio e garantire tutti i servizi ancillari di sistema;
- riserva primaria sul sistema italiano interconnesso, indispensabile per garantire la stabilità dinamica al verificarsi di contingenze o fluttuazione della potenza immessa in rete ed evitare il rischio di black out;
- riserva terziaria termica a salire ed a scendere ipotizzando il verificarsi della più gravosa contingenza di perdita di immissione di potenza in rete tra le unità produttive in servizio, l'errore di previsione del fabbisogno di energia e gli errori di previsione della produzione fotovoltaica ed eolica. In particolare è stato modellizzato in maniera più precisa l'errore di previsione differenziandolo per fasce di produzione prevista;
- vincoli di flessibilità delle unità termiche in esercizio al fine di simulare correttamente la reale disponibilità degli impianti.

3.3.2 Risultati delle simulazioni

Caso 1

Nel primo set di simulazioni le curve di offerta sulle frontiere sono state modellate sulla base delle migliori stime ottenute dall'analisi della struttura dell'offerta estera, simulando gli effetti derivanti dall'accoppiamento dei mercati dell'energia.

In questo caso il funzionamento del sistema è caratterizzato da una buona sensibilità dell'import ai differenziali di prezzo che si formano a cavallo della frontiera. In tale ipotesi è stato ottenuto un import netto di circa 73 TWh nel 2020 e di 64 TWh nel 2025. A fronte di questo import l'OG si quantifica rispettivamente in 1,9 TWh e 7,0 TWh con una curva di durata pari a quella rappresentata in Figura 60.

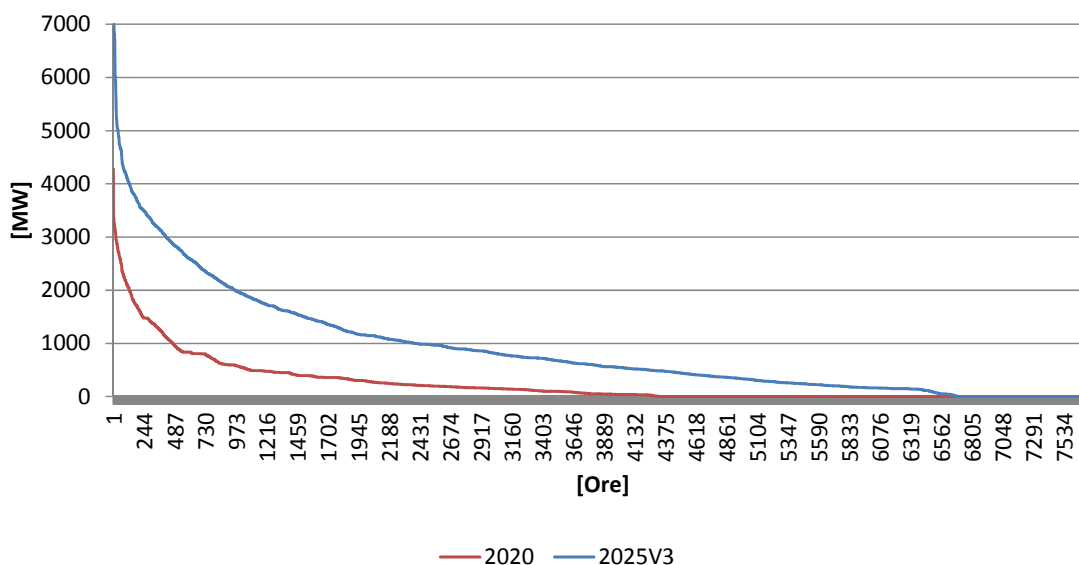


Figura 60 - Curva di durata OG (Caso 1)

Come si evidenzia in Figura 61 e Figura 62 i giorni in cui si rilevano OG più elevate sono i giorni festivi in corrispondenza di periodi di basso fabbisogno e alta produzione rinnovabile soprattutto fotovoltaica. In Figura 61 e Figura 62 è rappresentata l'incidenza dell'OG percentualmente e per classi di entità essendo rappresentato non solo il numero di ore in cui si è verificata l'OG ma anche l'entità della stessa.

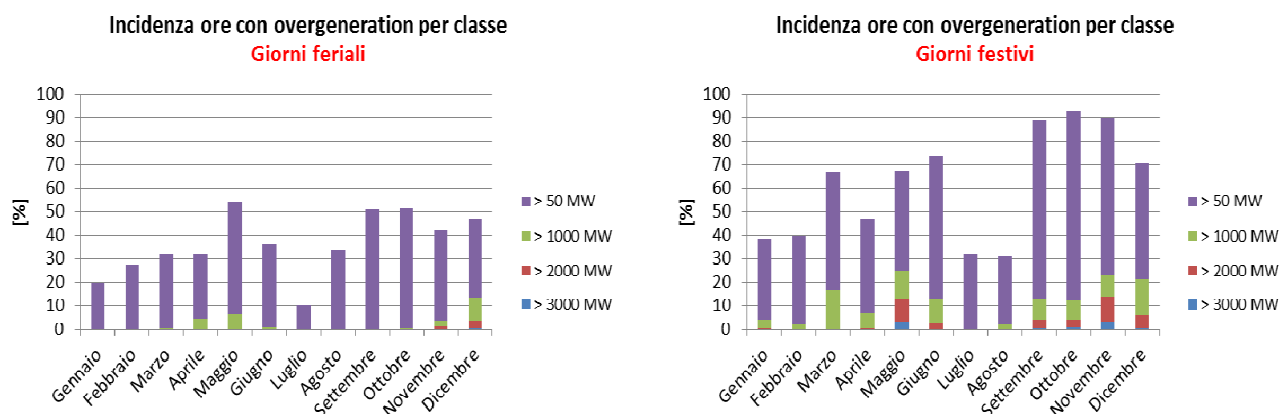


Figura 61 - Incidenza ore con overgeneration per classe (2020) (Caso 1)

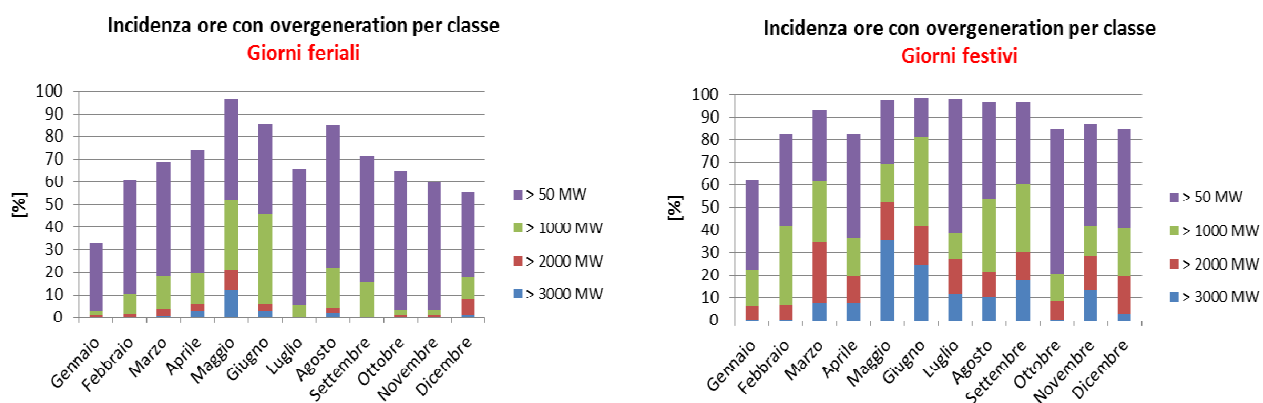


Figura 62 - Incidenza ore con overgeneration per classe (2025- V3) (Caso 1)

Caso 2

Successivamente si è provveduto a simulare l'effetto di un sistema integrato dei mercati esteso anche al mercato dei servizi ed in particolare del bilanciamento in tempo reale sulle sole frontiere settentrionali nonché di una riduzione preliminare dell'NTC sull'MGP sulle altre frontiere. In tale contesto, gli scambi sulle frontiere settentrionali, anziché essere vincolati ai valori programmati sui precedenti mercati dell'energia (MGP, MI) possono essere modificati su MB mediante il ricorso alla modulazione degli scambi con l'estero ai fini del bilanciamento. In tale ipotesi l'OG si riduce a circa 0,1 TWh nel 2020 e a 1,0 TWh nel 2025.

Nelle successive figure (Figura 63, Figura 64 e Figura 65) è rappresentata la curva di durata dell'OG, l'incidenza dell'OG, percentualmente e per classi di entità.

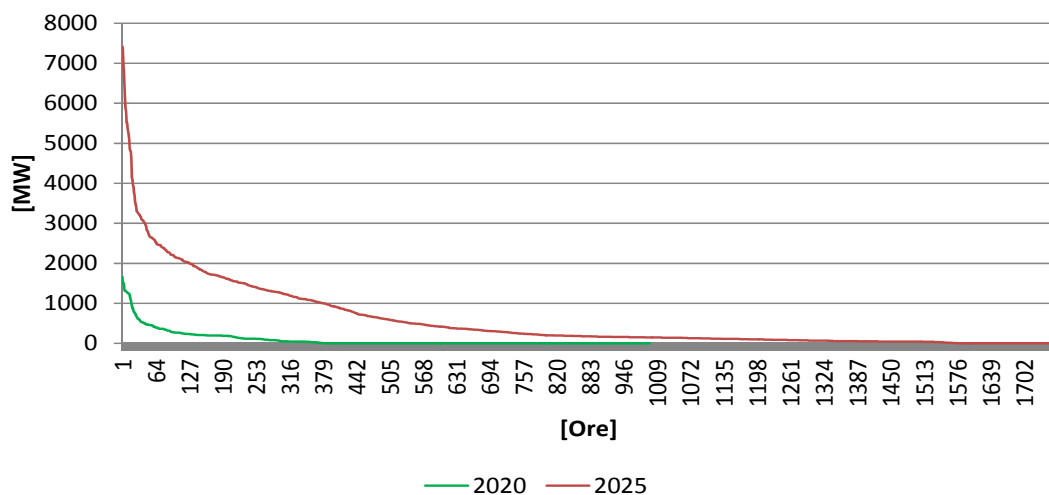


Figura 63 - Curva di durata OG (Caso 2)

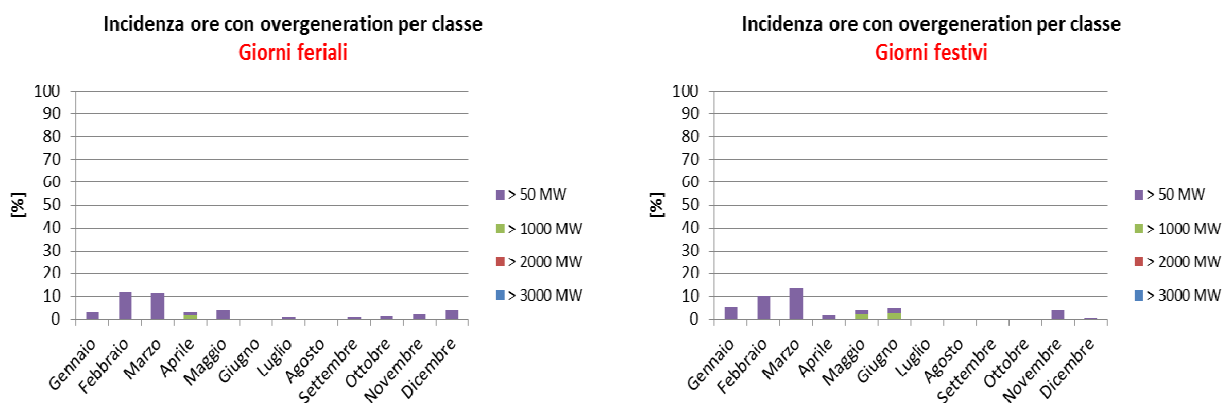


Figura 64 - Incidenza ore con overgeneration per classe (2020) (Caso 2)

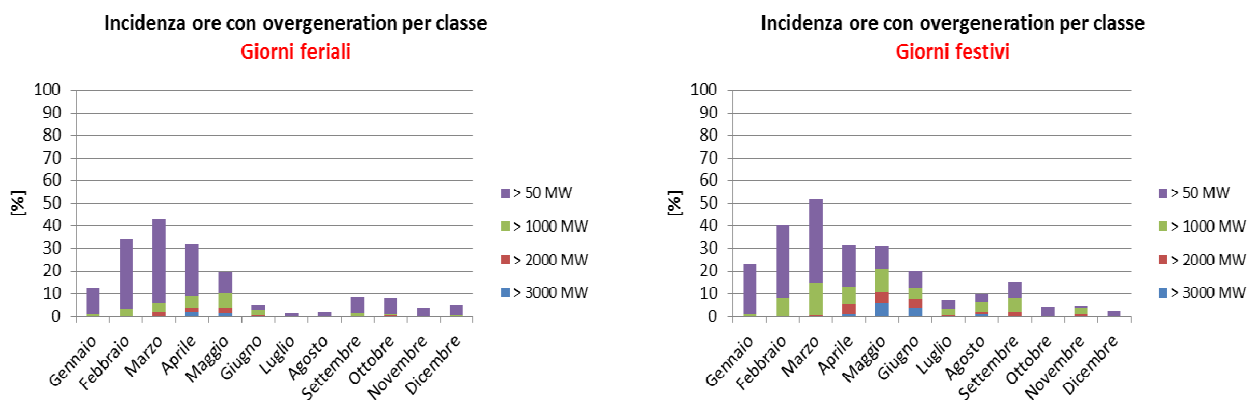


Figura 65 - Incidenza ore con overgeneration per classe (2025) (Caso 2)

È altresì da notare che la riduzione dell'OG dovuta al meccanismo di *Market Coupling* che è pari al 95% per il 2020 e all'85% nel 2025 sarebbe rispettivamente solo dell'ordine del 65% e 54% in assenza di interventi di sviluppo della rete.

Questo effetto è legato al fatto che l'incremento di capacità di trasporto tra le zone permette una migliore distribuzione dei flussi di energia e quindi una migliore gestione degli scambi con l'estero nel caso in cui tale scambio non sia vincolato a quello avvenuto sul mercato del giorno prima.

Si osserva quindi che anche in seguito all'attuazione dei meccanismi di accoppiamento dei mercati, i problemi di OG nello scenario previsionale 2025 non sono completamente risolti, e quindi, è necessario ricorrere anche a potenziali azioni di modulazione della produzione da FRNP, da applicare in accordo alle disposizioni del Codice di Rete.

Nell'ottica di approfondimento di questo tema è stata fatta un'analisi della correlazione tra OG e generazione da FRNP connessa in AT (prevalentemente eolica), svolta sullo scenario del Caso 2 relativo all'anno 2025. Questa analisi contempla quindi sia la riduzione preliminare della capacità di scambio con l'estero sia l'adozione di un meccanismo di *coupling* del mercato del bilanciamento e quindi prevede l'attuazione di tutte le misure atte a mitigare il fenomeno dell'OG. Emerge che - seppur in numero esiguo di ore (12 ore, corrispondente a circa lo 0,2% delle ore con OG) - i valori di OG stimata è maggiore della produzione da FRNP ipotizzata nell'ora corrispondente con scarti che sfiorano i 1000 MW (vedi Figura 66). Ne consegue che seppure in condizioni sporadiche, anche nell'ipotesi ottimistica che sia possibile agire distaccando la totalità della generazione da FRNP distaccabile, tale procedura potrebbe non risultare sufficiente a ristabilire il bilanciamento del sistema e in assenza di misure alternative porterebbe a esercire il sistema in condizioni di sicurezza inferiori agli standard richiesti.

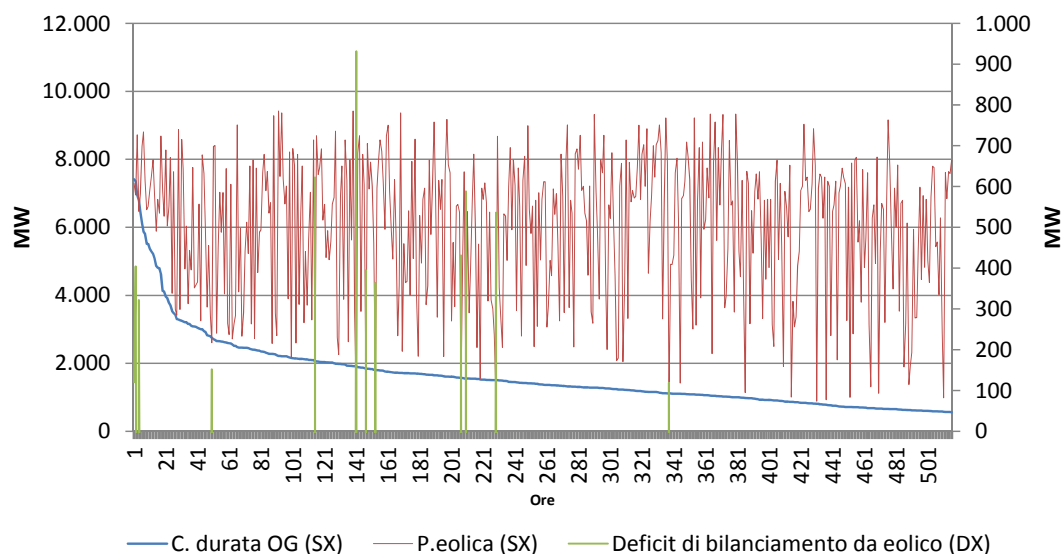


Figura 66 - Correlazione produzione FRNP in AT con Over Generation

In tal caso si prospetta sempre più importante l'esigenza di poter ricorrere anche alla modulazioni della generazione distribuita in MT/BT da fonti rinnovabili (prevalentemente fotovoltaico) che in special modo nel sistema elettrico italiano è presente in maniera significativa con una capacità installata più che doppia rispetto a quella in AT.

E' opportuno inoltre segnalare che detto risultato, ottenuto con uno strumento di simulazione dell'esercizio del sistema a carattere deterministico e non affidabilistico, potrebbe assumere dimensioni più importanti considerando l'aleatorietà dei fattori che concorrono a generarlo (generazione eolica, carico, disponibilità della capacità di esportazione, disponibilità degli impianti di pompaggio, ecc.).

Come soluzione di lungo periodo per massimizzare la produzione da FRNP è possibile anche considerare la realizzazione di ulteriori impianti di accumulo zonale da pompaggio.

3.4 Scenari di sviluppo del sistema europeo per l'evoluzione potenziale degli scambi con l'estero

La costruzione degli scenari previsionali del sistema elettrico, alla base del processo di pianificazione, tiene conto anche dell'evoluzione degli scambi con l'estero. Tale informazione è di particolare rilevanza per valutare le esigenze di sviluppo di nuove interconnessioni e rinforzi di rete anche attraverso analisi prospettiche di adeguatezza del sistema, studi di *load flow* e di mercato su rete previsionale tipicamente utilizzati in fase di pianificazione.

Per le valutazioni di cui sopra, è utile analizzare quanto riportato in termini di generazione e domanda nello "Scenario Outlook and System Adequacy Forecast" (di seguito SO&AF). Tale documento è redatto al fine di fornire, ai principali attori del sistema elettrico, un'overview sintetica, ma allo stesso tempo

sufficientemente chiara, dello sviluppo del parco di generazione all'interno del perimetro europeo, con un accento particolare agli effetti di tale sviluppo sull'adeguatezza degli stessi sistemi.

Di seguito è riportata una sintesi di quanto emerso nell'ultimo SO&AF 2015, con riferimento allo sviluppo della capacità di generazione. Maggiori dettagli e informazioni possono essere riscontrate sul documento originale, disponibile al sito web di ENTSO-E³⁰.

Il Regolamento (EC) N° 714/2009 richiede la predisposizione di tale documento ogni due anni, in concomitanza con la redazione del *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP). Tuttavia, vista la rilevanza della tematica, soprattutto nel corso degli ultimi anni, tale analisi è ripetuta e pubblicata con cadenza annuale.

Sempre in conformità con quanto previsto dal Regolamento (EC) 714/2009, la valutazione dell'adeguatezza del parco di generazione in ambito europeo avviene, principalmente, su due scenari del tipo "*bottom-up*", realizzati in modo tale da coprire le incertezze legate allo sviluppo delle centrali di generazione, nei diversi paesi EU, e i possibili rischi che ne conseguono.

Tali scenari sono noti come:

- *Scenario B* – miglior stima, basato sulle stime dei TSO;
- *Scenario A* – conservativo deriva dallo Scenario B, tenendo in considerazione soltanto gli sviluppi della capacità di generazione che sono certi;

In generale, in considerazione del rapido sviluppo atteso della generazione da fonti rinnovabili, emerge che la capacità di generazione *Net Generation Capacity* (NGC) nel suo complesso è in aumento con i trend di crescita rappresentati in Figura 67.

Più in dettaglio, nel 2016, nello Scenario A, la NGC è più bassa di quanto riportato lo scorso anno, principalmente per effetto di un ritardo generale sull'entrata in servizio di alcuni gruppi e, allo stesso tempo, la crescita del numero d'impianti che escono fuori dalla disponibilità del sistema, temporaneamente o in modo permanente. Al contrario fra il 2020 e il 2025 la NGC cresce rispetto a quanto riportato nel SO&AF 2014, indicando come un numero maggiore d'investimenti sia considerato sicuri dai TSOs rispetto alla precedente versione del SO&AF.

Lo Scenario B, invece, per gli anni analizzati, presenta un profilo di NGC inferiore al documento del 2014, per effetto di un generale ritardo sull'entrata in servizio prevista per molti impianti di generazione.

³⁰ https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/150630_SOAF_2015_publication_wcover.pdf

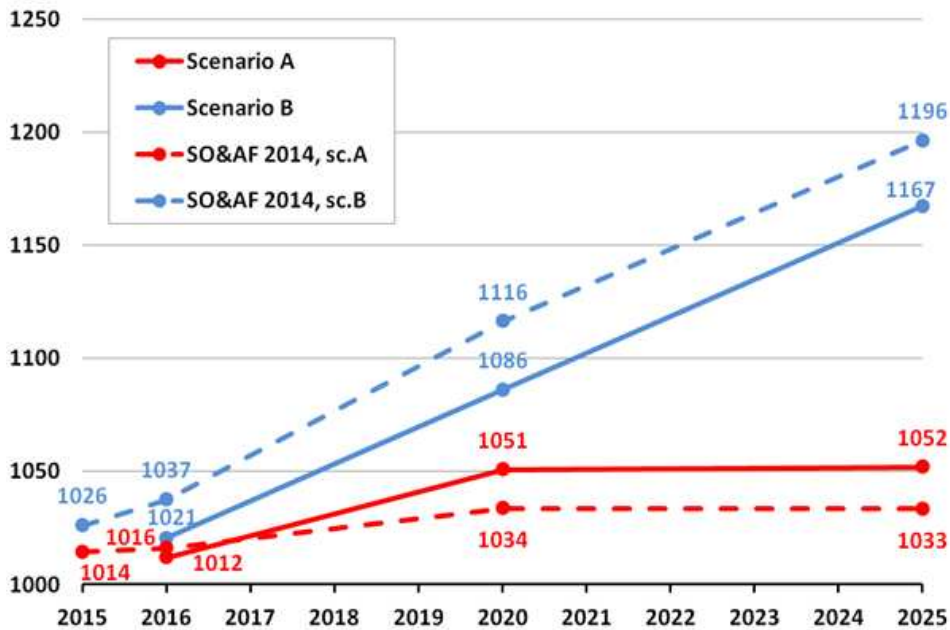


Figura 67- Previsione NGC totale nel SO&AF 2014 e nel SO&AF 2015; (January 7 p.m.) [GW]

Analizzando più in dettaglio la struttura della NGC (cfr. Figura 68) è facile osservare, come anticipato prima, un contributo sempre più spinto della fonte rinnovabile in entrambi gli scenari. Nelle previsioni effettuate per il 2020, arriva a coprire fra il 46 e il 48%, rispettivamente per lo Scenario A e lo Scenario B, mentre la capacità da fonte fossile è attesa in riduzione dopo il 2016 (con un valore inferiore rispetto a quanto pubblicato nelle precedenti versioni del SO&AF).

È importante rilevare, tuttavia, che la disponibilità della generazione da fonte rinnovabile, non programmabile, per la copertura del carico, è in generale minore rispetto a quella che normalmente può offrire la generazione da fonte fossile.

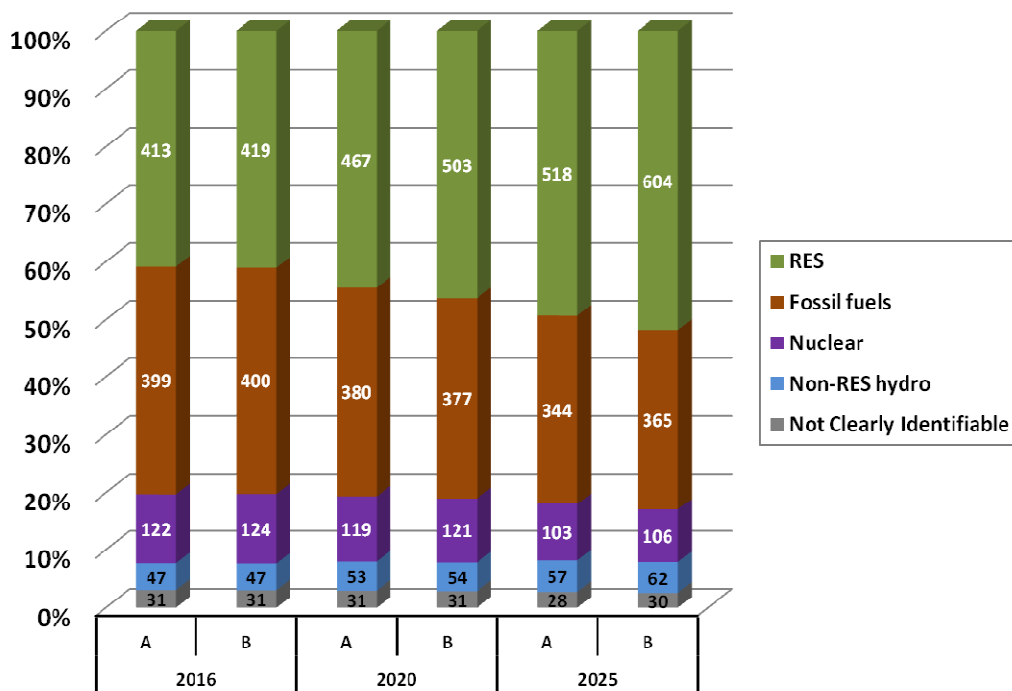


Figura 68 - Previsione NGC totale per il 2016, 2020 e 2025 diviso per tipologia; (January 7 p.m.) [absolute value in GW]

Maggiori dettagli sono riportati in Tabella 8, dove sono indicati i trend della NGC, per tipologia di impianto, negli orizzonti temporali analizzati 2016–2025.

Tabella 8 - Dettaglio variazione NGC per fonte

	Scenario	2016-2025	Fossil fuels	RES	Non-RES hydro	Nuclear
January 7 p.m.	A	[GW,total]	-55	105	10	-18
		[%yearly]	-1,62%	2,55%	2,25%	-1,81%
	B	[GW,total]	-35	185	15	-17
		[%yearly]	-1,02%	4,16%	3,12%	-1,67%

Analogamente allo sviluppo della generazione, occorre considerare, in maniera adeguata, anche l'eventuale crescita della domanda (cfr. Figura 69).

Nell'ultima versione del SO&AF, nello Scenario B, la previsione di crescita del carico per Gennaio 2016 è maggiore di 4 GW rispetto alla precedente edizione, mentre per il 2020 e il 2025 si registra la tendenza opposta con una riduzione del carico di 8 GW e 6 GW, rispettivamente.

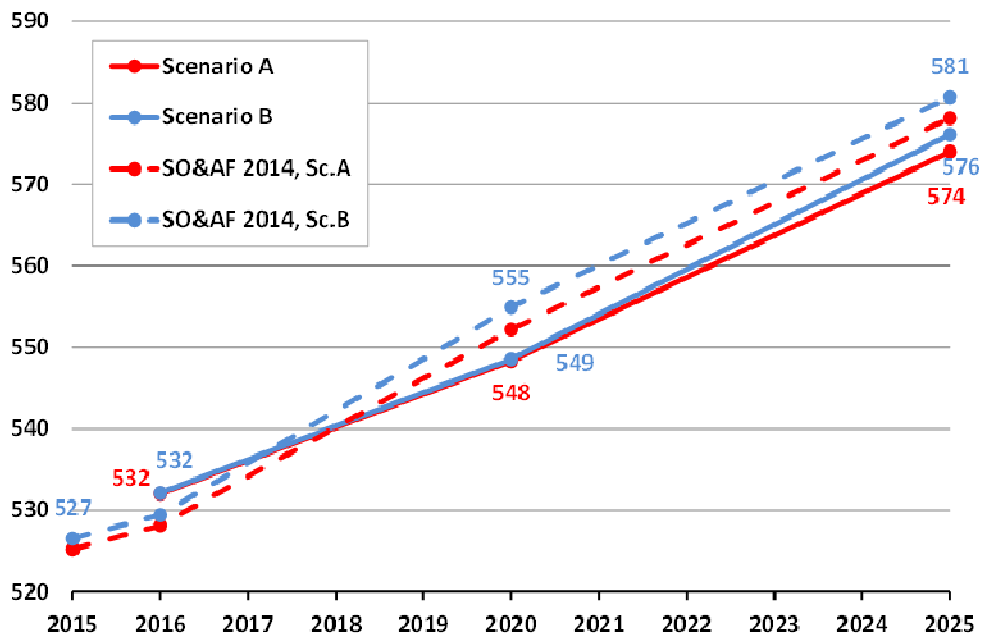


Figura 69 - ENTSO-E load forecast in SO&AF 2014 and in SO&AF 2015; all scenarios; January 7 p.m. [GW]

In generale le valutazioni fornite forniscono una crescita del picco di domanda, nel periodo 2016–2025, di circa lo 0,9% annuo, a fronte di una crescita del consumo prevista intorno allo 0,8% annuo.

4 Esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano

Nel corso del 2015 sono state effettuate come consueto analisi finalizzate alla valutazione delle esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano, sulla base degli scenari previsionali descritti nel precedente capitolo 3.

In esito a tali analisi sono risultate confermate le esigenze alla base delle attività in corso già programmate nei precedenti Piani. Al contempo, pur tenendo conto delle variazioni degli scenari prospettici di Piano, è emersa l'esigenza di nuovi interventi finalizzati alla sicurezza e qualità del servizio elettrico.

Sono inoltre in corso studi finalizzati alla valutazione di possibili future esigenze relative all'integrazione di ulteriori progetti per l'incremento della capacità di trasporto con l'estero, per l'interconnessione delle Isole minori, e per ulteriori attività derivanti da ipotesi di ampliamento del perimetro della RTN.

Sempre nel 2015 sono proseguite le attività di screening degli interventi pianificati per garantire maggiore selettività e riduzione dei costi a beneficio del sistema.

Per i dettagli sugli interventi in corso, si rimanda al documento "Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti".

Nei successivi paragrafi si descrivono le esigenze derivanti da problemi di sicurezza o adeguatezza della RTN rilevati mediante studi di rete nell'assetto previsionale.

4.1 Copertura del fabbisogno nazionale

Uno dei principali obiettivi dello sviluppo della rete è quello di garantire la copertura del fabbisogno nazionale mediante la produzione di energia elettrica con adeguati margini di riserva e di sicurezza.

Negli ultimi dieci anni (cfr. paragrafo 3.2.2) si è assistito a un graduale processo di rinnovamento del parco di produzione italiano. Integrando le informazioni sull'evoluzione del parco produttivo attuale con le previsioni sull'import e confrontando i risultati ottenuti con i dati previsionali del fabbisogno di energia elettrica, si è in grado di valutare l'esistenza o meno di criticità relative alla copertura delle punte di potenza con gli opportuni margini di riserva previsionale.

E' inoltre opportuno considerare l'ulteriore variabile relativa alla disponibilità di energia a prezzi concorrenziali all'estero.

La combinazione di previsioni di domanda, di ipotesi di sviluppo della capacità produttiva e della capacità di scambio di energia con l'estero porta all'individuazione dello scenario previsto.

Sono stati analizzati, tramite simulazioni probabilistiche basate sul metodo Monte Carlo, in linea con le ipotesi di evoluzione della generazione, della domanda riportate al precedente capitolo 3 e dello sviluppo rete AAT, due anni orizzonte: 2020 per il medio periodo e 2025 per il lungo periodo. In particolare, per il lungo periodo si sono considerati due differenti scenari a partire dalle tendenze di cui alla *Vision 1* e *Vision 3* al 2030.

L'intero sistema elettrico italiano è stato rappresentato con un modello di rete dettagliato a livello AAT completo dei modelli del carico e delle produzioni e dei limiti zonal.

Il modello così rappresentato tiene conto sia delle congestioni della rete a livello interzonale, che limitano il pieno utilizzo delle risorse di generazione per la copertura della domanda elettrica a livello zonale, che delle congestioni intrazonali.

Nella Figura 70 è riportato l'andamento di tre indici che descrivono il comportamento del sistema al 2020 ed al 2025 in termini di affidabilità in assenza dei previsti interventi di sviluppo della rete.

Infatti l'utilizzo di un solo indice potrebbe non essere in grado di fornire una misura dell'effettiva affidabilità del sistema, dato che sono importanti sia i connotati di frequenza/durata delle disalimentazioni (LOLP³¹ e

³¹ LOLP (Loss of Load Probability): probabilità che il carico non sia alimentato.

LOLE³²) che quelli puramente quantitativi come l'EENS³³; un numero di interruzioni elevato o di lunga durata non corrisponde infatti automaticamente ad un valore di energia non fornita rilevante e viceversa un singolo evento critico può portare a disalimentazioni non trascurabili.

Gli indici sopra descritti permettono di valutare il livello di affidabilità di un sistema elettrico partendo da un parco di generazione prefissato, il cui funzionamento è influenzato da eventuali indisponibilità accidentali o programmate delle unità, tenendo conto anche delle limitazioni esistenti sui massimi transiti di potenza tra le zone di mercato.

In Tabella 9 sono riportati i valori limite comunemente adottati per un sistema elettrico avanzato come quello italiano opportunamente adattati per tener conto del dettaglio di rete rappresentato nelle analisi.

Tabella 9 – Valore indici di affidabilità

Indici di affidabilità	Valori di riferimento
EENS (p.u.)	$<10^{-5}$
LOLE (h/anno)	<10
LOLP (%)	<1

Gli scenari analizzati sono stati caratterizzati da una penetrazione di generazione da FRNP piuttosto diversa tra loro. Si può osservare come nel lungo termine si potrebbe avere un peggioramento degli indici affidabilistici se si persegue il trend verso la V1 in cui la domanda continua a crescere in modo considerevole; tuttavia, sebbene il trend verso la V3 potrebbe comportare un aumento dell'affidabilità complessiva del sistema intesa come capacità di copertura del fabbisogno va anche osservato che in questo caso è necessaria una maggiore movimentazione di centrali tradizionali al fine di compensare problematiche di *over-generation* da rinnovabile e di sovraccarichi locali della rete.

In particolare si evidenzia che si possono prevedere possibili criticità nel medio e nel lungo periodo. A tal riguardo, i valori degli indici EENS, LOLE e LOLP superano i margini ammissibili sia negli scenari di medio che di lungo termine.

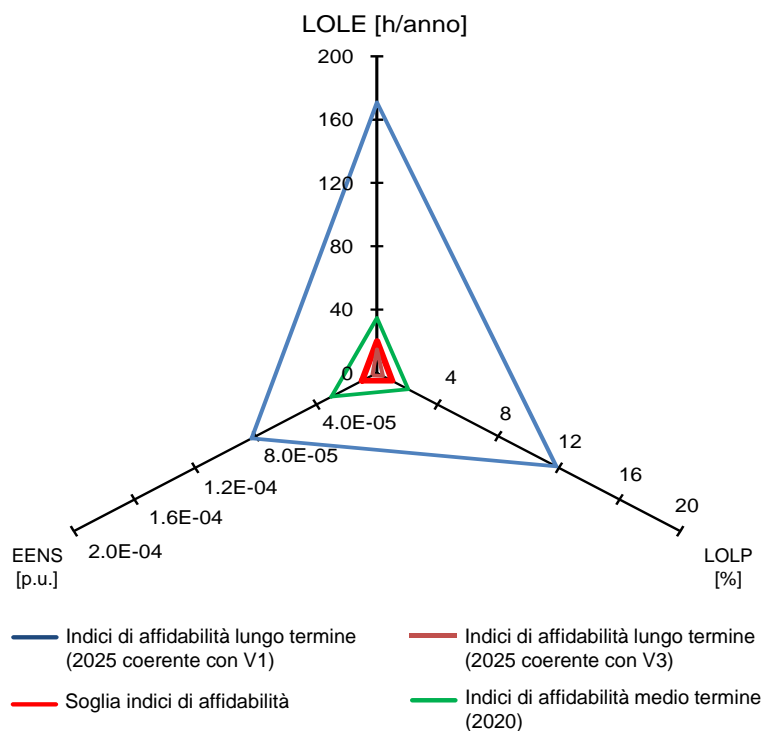


Figura 70 - Indici di affidabilità senza sviluppi di rete

³² LOLE (Loss Of Load Expectation): durata attesa, espressa in h/anno, del periodo in cui non si riesce a far fronte alla domanda di energia elettrica.

³³ EENS (Expected Energy not Supplied): valore atteso dell'energia non fornita dal sistema di generazione rispetto a quella richiesta dal carico.

È necessario pertanto intervenire per rinforzare le sezioni critiche, ridurre o rimuovere i vincoli che condizionano e condizioneranno il funzionamento di impianti di generazione nuovi ed esistenti e realizzare ulteriori collegamenti produttiva con l'estero, rendendo così pienamente disponibili ulteriori risorse indispensabili per il soddisfacimento della domanda di energia del Paese.

4.2 Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione

In conformità a quanto previsto dalla Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento, Terna, oltre a rinforzare la rete interna di trasmissione per consentire il miglior utilizzo del parco produttivo nazionale, è tenuta a sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici degli altri Paesi al fine di garantire una maggiore sicurezza, tramite la possibilità di mutuo soccorso tra i sistemi interconnessi, e ridurre i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica attraverso l'accesso a mercati potenzialmente vantaggiosi per l'utenza nazionale.

In particolare, dall'esame degli scenari di evoluzione dei sistemi elettrici in Europa e nei Paesi limitrofi (cfr. capitolo 3), lo sviluppo della capacità di interconnessione dell'Italia interesserà:

- la frontiera Nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia), a fronte di un differenziale di prezzo che, in base alle previsioni attualmente disponibili, tenderà a mantenersi generalmente elevato;
- nell'area del Sud Est Europa (SEE) dove si riscontra una capacità produttiva diversificata e competitiva in aumento nel medio-lungo periodo, in alternativa a gas e petrolio, sulla base delle risorse minerarie e idriche presenti nei Paesi del Sud – Est Europa e grazie alle potenziali sinergie con i sistemi elettrici dei Paesi dell'area.

In aggiunta a ciò occorre anche considerare:

- lo sviluppo dei progetti previsti ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i., che prevede la realizzazione di un ulteriore aumento della capacità di trasporto con l'estero. La legge, infatti, introduce la tipologia degli *interconnector* finanziati da clienti finali (titolari di punti di prelievo con potenza superiore a 10 MW) ammessi a partecipare alle gare di selezione per il finanziamento di linee di interconnessione individuate, realizzate ed esercite, su mandato, da Terna. Tale misura di legge porterà ad un incremento globale superiore ai 2.500 MW della complessiva capacità di trasporto disponibile con i Paesi esteri, come da ultimo previsto dalla legge 22 marzo 2010, n. 41, di conversione del decreto legge 25 gennaio 2010, n. 3;
- le linee di interconnessione realizzate da soggetti privati ai sensi della normativa vigente (D.M. 21 Ottobre 2005 e Regolamento CE 714/2009). La Concessione (art. 9) prescrive a Terna di tenere conto di tali progetti nella definizione delle linee di sviluppo, con particolare riferimento all'individuazione delle necessità di potenziamento della rete d'interconnessione con l'estero³⁴.

A livello più ampio, in ambito Europeo, gli ultimi anni sono stati caratterizzati da uno stimolo sempre maggiore verso la liberalizzazione e la piena integrazione dei diversi mercati elettrici presenti, con l'obiettivo finale di costruire un unico mercato integrato dell'energia elettrica Europeo. Tutto ciò passa necessariamente attraverso la pianificazione e la successiva realizzazione di nuove linee transfrontaliere, e in tal senso, infatti, il Consiglio europeo, nel 2014, ha previsto tutti gli Stati membri a realizzare entro il 2020 una capacità di interconnessione, di almeno il 10% della loro capacità installata.

4.2.1 Sviluppo delle interconnessioni con il Nord Africa

Un altro fronte allo studio per lo sviluppo delle interconnessioni nel medio-lungo termine è quello del Nord Africa. Vista la posizione baricentrica dell'Italia, il sistema di trasmissione nazionale, opportunamente

³⁴ Al riguardo si rappresenta che in Italia le iniziative c.d. *merchant* tuttora in essere sono particolarmente numerose e che Terna non ha elementi sufficienti per stabilire anticipatamente quali progetti saranno effettivamente realizzati. Inoltre il tasso di successo delle iniziative nella realtà è relativamente esiguo (mediamente inferiore al 5% negli ultimi 10 anni).

sviluppato potrebbe divenire ancor più strategico nel bacino del Mediterraneo con conseguenti benefici per il sistema elettrico e per il tessuto industriale del Paese.

L'opera, generando benefici in Italia e Tunisia, è ritenuta di rilevanza strategica per il sistema elettrico di Trasmissione regionale e fornirebbe uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa.

Sin dal 2003, con l'avvio dei primi studi congiunti fra l'allora gestore di rete Italiano (GRTN) e la società responsabile della trasmissione in Tunisia (STEG), la possibilità di realizzare un collegamento fra i due sistemi elettrici è stata approfonditamente investigata, valutandone gli effetti in termini di adeguatezza, sicurezza e fattibilità, e individuando le migliori soluzioni tecnologiche disponibili.

Nel corso degli ultimi anni, tali studi son stati più volte aggiornati coerentemente con l'evoluzione delle previsioni di domanda, generazione e le evoluzioni geopolitiche intercorse nel frattempo, interessando e coinvolgendo soggetti istituzionali e industriali.

La valenza strategica del collegamento Italia – Tunisia è stata riconosciuta già durante la Conferenza dei Ministri dell'Energia degli Stati dell'Unione Europea e dei paesi del Mediterraneo nel novembre 2014, quale esempio concreto di rafforzamento della cooperazione regionale tra gli Stati nel Bacino del Mediterraneo.

Nel corso dello scambio di corrispondenza intercorso - a partire dalla primavera 2015 - tra i governi Italiano e Tunisino da un lato e i vertici della Commissione Europea dall'altro, la Commissione ha riconosciuto non solo i benefici in termini di sicurezza, stabilità e competitività apportati dal progetto ma anche la *“dimensione Regionale piuttosto che bilaterale”* dello stesso, considerandolo un esempio pionieristico di *“interconnessione tra Europa e Nord Africa”*.

Tale rilevanza regionale del progetto, è sostenuta anche da altri Stati Membri. A tal proposito, sempre nel corso del 2015, il Governo Maltese ha espresso formalmente *“pieno supporto al progetto”* e *“incoraggiato la Commissione a considerare positivamente i benefici di tale interconnessione sia per l'Unione che per la Regione Mediterranea”*.

Alla luce di quanto espresso, la Presidenza della Commissione Europea ha riconosciuto le potenzialità per il progetto di essere considerato come oggetto di possibili forme di finanziamento, ad esempio in ambito EFSI (*European Fund for Strategic Investment*), e si è detta disposta ad avviare un *“processo di valutazione più approfondito per verificare l'eleggibilità dello stesso nell'ambito dei meccanismi di finanza agevolata dell'Unione”*.

Il progetto, originariamente proposto con la finalità di esportare nel lungo termine l'energia rinnovabile prodotta in Tunisia verso l'Italia, in conseguenza del mutato contesto economico, è stato di recente riesaminato in un quadro più ampio, come interconnessione funzionale al bilanciamento dei due sistemi elettrici, e prevedendo anche la possibilità di scambiare energia dall'Italia alla Costa Sud del Mar Mediterraneo.

A oggi, sulla base dell'esperienza maturata nel corso di questi anni, è stata individuata come migliore opportunità di interconnessione con il Nord Africa, quella che prevede un nuovo collegamento tra la rete primaria in AAT della Sicilia e quella della Tunisia.

Le possibilità offerte da un futuro collegamento di questo genere, sono molteplici e diverse:

- nel medio periodo, un utilizzo maggiormente efficiente della capacità di generazione attualmente disponibile nel nostro paese, specialmente nelle ore di basso carico;
- nel lungo periodo, l'utilizzo della futura generazione, in particolare da fonte rinnovabile, prevista in questa specifica area.

Un ulteriore vantaggio offerto dal progetto consiste nella possibilità di bilanciare meglio il sistema interconnesso, contribuendo alla riduzione delle limitazioni agli scambi alla frontiera Nord italiana, in condizioni di basso fabbisogno.


Tali benefici sono stati riconosciuti anche a livello Europeo con l'inserimento di un progetto d'interconnessione fra l'Italia e la Tunisia nella lista dei progetti che saranno valutati per il prossimo Piano di Sviluppo Europeo (TYNDP 2016).

5 Infrastrutture di rete per la produzione da FRNP

Recependo la direttiva 2009/28/CE, il Piano di Azione Nazionale (PAN) redatto dal MiSE prevede che nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale sia inclusa un'apposita sezione volta a definire gli interventi preventivi necessari per il pieno utilizzo dell'energia proveniente dalla produzione di impianti da fonti rinnovabili³⁵.

Di seguito si riporta una sintesi delle azioni di sviluppo definite nel presente Piano al fine di favorire la piena integrazione della produzione da fonti rinnovabili nel sistema elettrico nazionale.

Tutti gli interventi sono descritti in questo volume e nel documento "Avanzamento Piani Precedenti", che riportano, rispettivamente, il dettaglio dei nuovi interventi e lo stato di avanzamento di quelli già pianificati.

Gli interventi funzionali al miglior utilizzo ed allo sviluppo degli impianti da fonti rinnovabili sono contraddistinti con il simbolo .

5.1 Esigenze di sviluppo della rete di trasmissione in AAT ed AT

Le analisi di rete condotte al fine di favorire l'utilizzo e lo sviluppo della produzione da fonte rinnovabile hanno portato ad individuare interventi sia sulla rete di trasmissione primaria 380 – 220 kV, sia sulla rete in alta tensione 150 – 132 kV.

Tra i maggiori interventi su rete primaria si segnalano:

- Sviluppo interconnessione Sicilia–Continente;
- Sviluppo rete primaria 380-220 kV in Sicilia;
- Elettrodotto 380 kV Altomonte–Laino;
- Elettrodotto 380 kV Deliceto–Bisaccia;
- Elettrodotto 380 kV Montecorvino–Avellino– Benevento II;
- Raddoppio della dorsale 380 kV Adriatica;
- Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord;
- Elettrodotto 380 kV Calenzano Colunga.

In Figura 71 si riportano schematicamente i principali interventi di sviluppo che interessano la rete 380 kV.

Le aree di sviluppo sulla rete di trasmissione AT riguardano molte delle regioni italiane e prevedono principalmente nuove stazioni di raccolta e trasformazione 380/150 kV, nuove stazioni di smistamento 150 – 132 kV, potenziamenti di porzioni di rete e riassetti locali spesso correlati all'inserimento sulla rete primaria delle nuove stazioni di raccolta.

³⁵ Nel PAN si prevede che il concetto di "raccolta integrale" della producibilità rinnovabile possa essere attuato oltre che con interventi sulla rete di trasmissione, anche con sistemi di accumulo/stoccaggio dell'energia prodotta ed eventualmente non immettibile in rete in modo da sfruttarne tutto il potenziale.



Figura 71 - Principali interventi finalizzati alla maggior produzione da FER sulla rete 380 kV

Nelle figure seguenti sono schematicamente rappresentate le principali aree di intervento che interessano la rete AT suddivise per macroaree del sistema elettrico italiano.

Il Meridione (Figura 72) è l'area geografica con il maggior potenziale dal punto di vista dell'installazione di nuova capacità rinnovabile prevalentemente eolica o fotovoltaica, con una capacità installata che si prevede destinata a crescere ulteriormente nei prossimi anni.

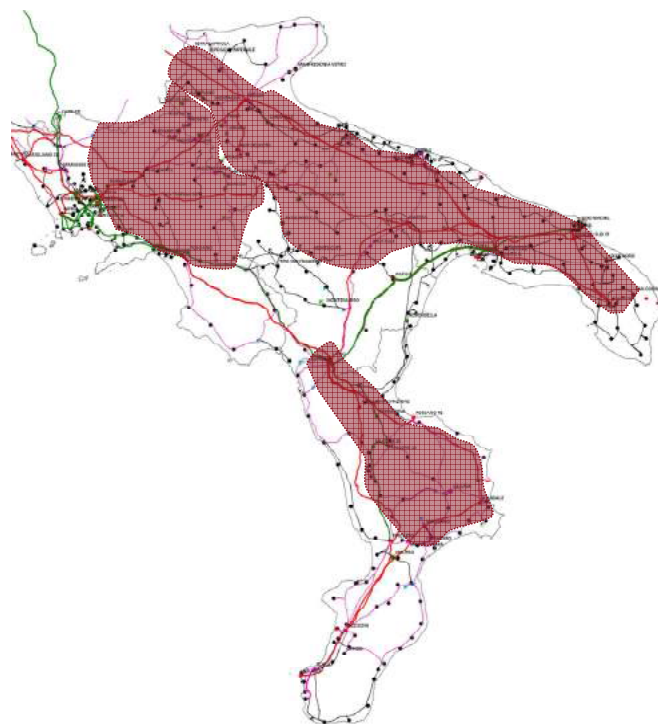


Figura 72 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macroarea Sud)

Con l'obiettivo di garantire il pieno sfruttamento della generazione da FRNP, in aggiunta alle stazioni di raccolta 380/150 kV indicate in Figura 71 sono stati pianificati sviluppi sulla rete AT:

- lungo le direttrici 150 kV tra le stazioni 380 kV di Benevento e Montecorvino, e tra Foggia, Deliceto e Andria;
- le zone che riguardano il Salento, l'area circostante le stazioni 380 kV di Bari O., Brindisi Sud e Matera attraverso interventi di ripotenziamento e rimozione dei vincoli alla capacità di trasporto sulle reti esistenti;
- in Calabria, dove si prevede di intervenire sulla rete 150 kV tra le stazioni di Maida e Feroletto, lungo le direttrici 150 kV "Catanzaro–Soverato–Feroletto", "Catanzaro–Scandale" oltre che sulle linee in uscita da Rossano verso la Basilicata e verso Scandale;
- tra la Puglia ed il Molise e sulla direttrice 150 kV adriatica tra Larino (Molise) e Villanova (Abruzzo).

In Sicilia, Figura 73, è previsto il superamento delle limitazioni di trasporto su vaste porzioni della rete AT, in particolare afferenti alle direttrici "Favara – Gela", "Melilli – Caltanissetta", "Ciminna – Caltanissetta" e "Caltanissetta – Sorgente".



Figura 73 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macroarea Sicilia)

In Sardegna, Figura 74, si evidenziano gli interventi inerenti il potenziamento della rete AT della Gallura, gli elettrodotti “S.Teresa – Tempio – Buddusò”, “Selargius – Goni”, “Taloro – Bono –Buddusò”.

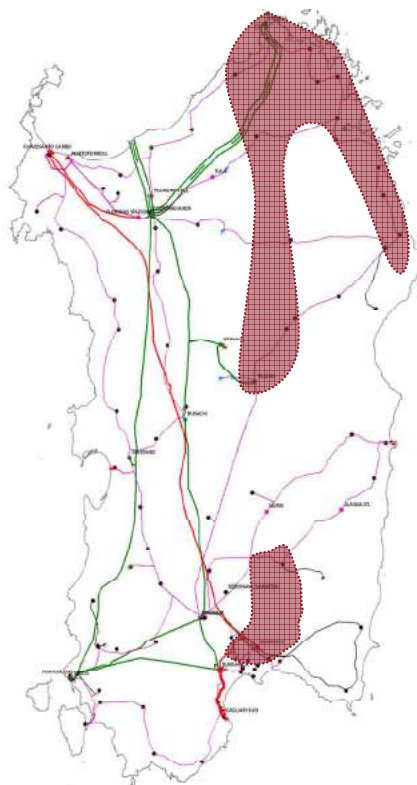


Figura 74 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macroarea Sardegna)

Nel Centro Italia (Figura 75) sono previsti i riassetti della rete 132 kV tra Borgonovo, Salsominore e Borgotaro e nell’area tra le stazioni elettriche di Pian della Speranza, Tavarnuzze e Larderello interessata da una realtà importante di produzione di energia da fonte geotermica utilizzata sia in copertura della richiesta locale sia in immissione alla rete AAT.

Si prevede inoltre di potenziare la rete AT tra Lazio e Abruzzo che sarà destinata alla raccolta ed evacuazione della produzione rinnovabile verso i centri di carico del Lazio e dell’area metropolitana di Roma.

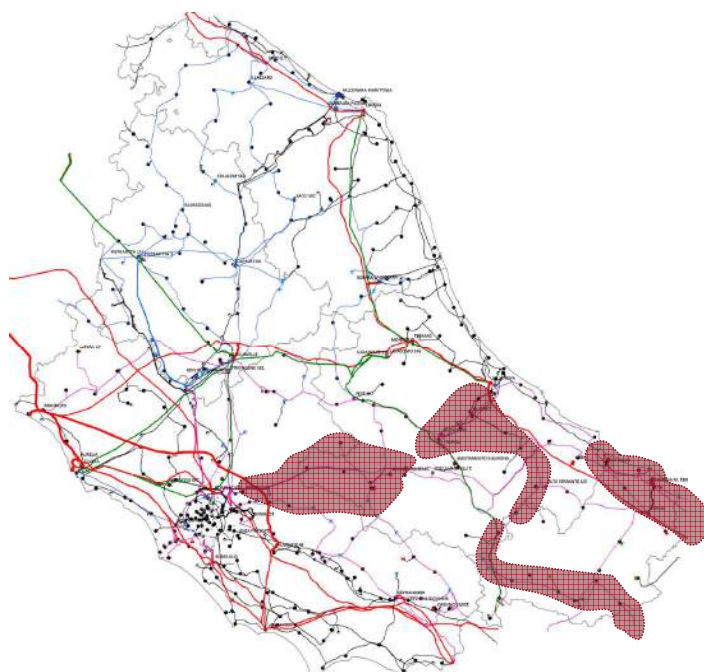


Figura 75 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macro area Centro)

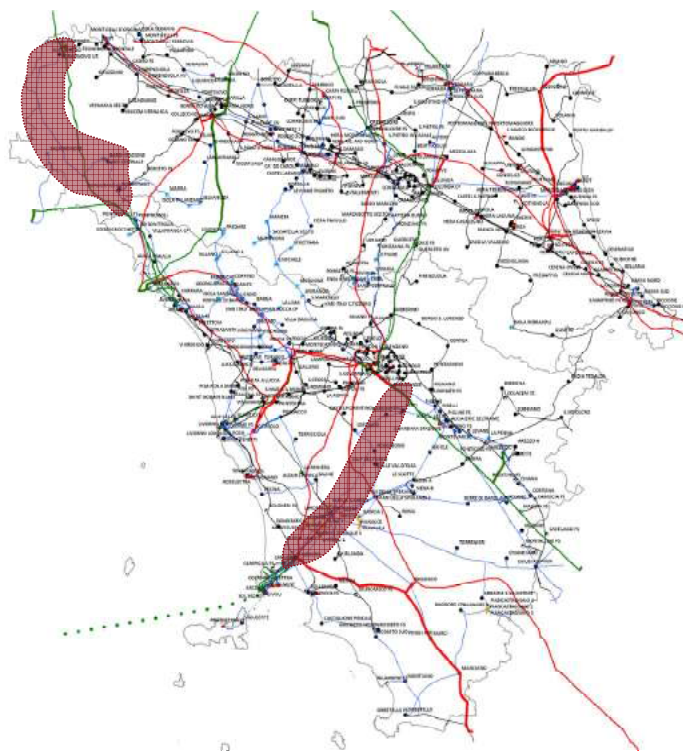


Figura 76 - Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macro area Centro Nord)

Nel Nord del Paese, gli interventi previsti sono volti a migliorare l'utilizzo locale della produzione idroelettrica. In particolare nell'area dell'alto Triveneto sono previsti interventi riguardanti essenzialmente il riassetto della rete 220 e 132 kV nell'alto bellunese.

Nel Nord – Ovest sono previsti il ripotenziamento della porzione di rete AT tra Novara e Biella ed il riassetto tra le stazioni 132 kV di Crot e Pianezza (Canavese) che permetteranno di migliorare lo sfruttamento delle risorse idriche presenti.

6 Interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2016

Il presente capitolo riporta il dettaglio delle nuove attività di sviluppo della RTN pianificate nel corso del 2015 in risposta alle principali criticità di rete attuali e previste in futuro.

Le nuove azioni di sviluppo sulla RTN consistono in interventi di espansione o di evoluzione derivanti dalla recente acquisizione della rete elettrica ferroviaria e si possono classificare in base alle principali esigenze che li hanno determinati e alle finalità cui gli stessi rispondono:

- interventi volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato e i poli di produzione limitata, le congestioni intrazonali ed i vincoli al pieno sfruttamento della capacità produttiva degli impianti di generazione più efficienti e di quelli da fonti rinnovabili;
- interventi per la qualità, la continuità e la sicurezza del servizio: si tratta anche di interventi di magliatura e riassetto della rete, che consentono di immettere e smistare potenza sulla rete AT di subtrasmissione per lo più in punti baricentrici rispetto alle aree di carico, riducendo così i rischi di disalimentazioni e migliorando i profili di tensione nei punti di prelievo, e riducendo le perdite di energia in rete, con significativi benefici ambientali.
- interventi volti ad incrementare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici degli altri Paesi al fine di garantire una maggiore sicurezza, tramite la possibilità di mutuo soccorso tra i sistemi interconnessi, e ridurre i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica attraverso l'accesso a mercati potenzialmente vantaggiosi per l'utenza nazionale.

Il dettaglio dei nuovi interventi di sviluppo, sia su perimetro RTN che per quanto concerne lo sviluppo della capacità di interconnessione, è rispettivamente riportato nei successivi paragrafi 6.1 e 6.2.

Tali nuove esigenze di sviluppo si aggiungono agli interventi già pianificati negli anni precedenti che sono invece riportati nel documento "Avanzamento Piani Precedenti".

6.1 Nuovi interventi di sviluppo su perimetro RTN

[Direttrice 132 kV Terme di Brennero – Bolzano FS](#) **Cod.245-N**

Sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Terme di Brennero e Bolzano FS, opportunamente adeguata agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni. Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti. Similmente potranno essere studiati interventi di magliatura della RTN anche a Sud di Bolzano.

[Direttrice 132 kV Opicina FS – Redipuglia](#) **Cod.246-N**

Sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Opicina FS e Redipuglia fino al nodo di Redipuglia FS, opportunamente adeguata agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni. Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti.

[Direttrice 132 kV Talamello – Subbiano all.](#) **Cod.339-N**

Sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Talamello e S. Sepolcro fino a Subbiano all., opportunamente adeguata agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni. Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti.

Direttrice 132 kV Pian della Speranza – Subbiano all.

Cod.340-N

Sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Pian della Speranza e Subbiano fino a Subbiano all., opportunamente adeguata agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni. Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti.

Direttrice 132 kV Pontremoli FS – Borgotaro FS – Berceto FS

Cod.341-N

Sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Pontremoli FS – Borgotaro FS – Berceto FS, opportunamente adeguata agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni e di magliatura con la RTN. Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti.

Direttrice 132 kV Colunga CP – Beverara RFI – Grizzana RFI

Cod.342-N

Sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Colunga CP – Beverara RFI – Grizzana RFI opportunamente adeguata agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni e di magliatura con la RTN. Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti.

Direttrice 150 kV “SE Foggia – SSE Termoli FS”

Cod.530 -N

Sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 150 kV compresa tra le stazioni elettriche di Foggia e Termoli FS, opportunamente adeguata agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni. Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti e nel contempo una maggiore potenza rinnovabile liberata in condizione di sicurezza.

Nuovo elettrodotto 150 kV “SSE Benevento FS – CP Benevento Ind.”

Cod.531-N

Al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di migliore sicurezza della produzione di impianti da fonti rinnovabili installati e previsti nell'area compresa tra le SE Benevento e Bisaccia, si prevede la realizzazione di un nuovo elettrodotto 150 kV tra le SSE Benevento FS e la CP Benevento Ind.. Tale attività consentirà la rimagliatura con la RTN della SSE Benevento FS migliorando la continuità del servizio.

Interventi sulla rete AT nell'area tra le province di Potenza e Matera

Cod.532-N

Al fine di consentire l'immissione in rete in condizioni di migliore sicurezza della produzione di impianti da fonti rinnovabili installati e previsti sulle direttrici 150 kV “Matera - Melfi” e “Potenza – Salandra”, si prevede la realizzazione di un nuovo elettrodotto 150 kV tra le SSE Campomaggiore FS e la CP Tricarico. Tale attività consentirà la rimagliatura con la RTN della SSE Campomaggiore FS migliorando la continuità del servizio. Contribuisce altresì la realizzazione di un nuovo elettrodotto 150 kV tra le SSE Vaglio FS e la Nuova SE Vaglio 150 kV.

Interventi sulla rete AT nell'area tra le province di Napoli e Caserta

Cod.533-N

L'area compresa tra le province di Napoli e Caserta è caratterizzata da una un'elevata densità di carico. In particolare la rete 60 kV compresa tra la SE Fratta e la SSE Suio è vetusta e non permette di gestire in

sicurezza la rete locale, soprattutto durante il periodo estivo, in cui si verifica un notevole incremento del fabbisogno dell'area, determinando elevati rischi di energia non fornita e scarsi livelli di qualità del servizio elettrico.

Si prevede, pertanto, la realizzazione di interventi di magliatura tra le utenze collegate alla rete 60 kV, in particolare Villa Literno FS, Falciano FS e Sessa FS, e la rete 150 kV, attraverso la realizzazione di nuovi raccordi AT, migliorando l'alimentazione delle utenze presenti nell'area. Il completamento delle attività previste permetterà di realizzare un vasto programma di razionalizzazione della rete elettrica nell'area.

Direttrice 150 kV "SE Caracoli – SSE Furnari FS" 
Cod.622-N

Sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 150 kV compresa tra le Stazioni Elettriche di Caracoli e Furnari FS, opportunamente adeguata agli standard di qualità del servizio e sicurezza di esercizio anche previa realizzazione di interventi di rimozione limitazioni. Tale attività consentirebbe una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti e nel contempo una maggiore potenza rinnovabile liberata in condizione di sicurezza.

6.2 Nuovi interventi per lo sviluppo della capacità d'interconnessione

Nuova interconnessione Italia-Tunisia
Cod. 601-I

E' in programma la realizzazione di un nuovo collegamento HVDC tra la Tunisia e la rete primaria della Sicilia sud-occidentale. Saranno inoltre realizzati gli opportuni rinforzi interni propedeutici al funzionamento in sicurezza del nuovo collegamento.

L'opera, generando benefici in Italia e Tunisia, è ritenuta di rilevanza strategica per il sistema elettrico di trasmissione del bacino mediterraneo e fornisce uno strumento aggiuntivo per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa.

La realizzazione del progetto è condizionata all'ottenimento di adeguati strumenti di finanziamento.

7 Priorità di sviluppo

Il presente capitolo è dedicato all'individuazione delle priorità di intervento per quanto riguarda lo sviluppo della RTN.

La stessa Concessione individua come interventi prioritari quelli *“... in grado di dare il massimo apporto alla sicurezza del sistema, allo sviluppo dello scambio con l'estero e alla riduzione delle congestioni”*. Di seguito sono riportate le categorie di appartenenza degli interventi di sviluppo prioritari in base al principale beneficio elettrico ad essi associato:

- interventi di sviluppo volti a incrementare la **capacità di interconnessione** sulle frontiere elettriche con l'Estero, che hanno l'obiettivo principale di ridurre i costi di approvvigionamento, incrementando gli scambi di energia elettrica;
- interventi di sviluppo volti a ridurre le **congestioni tra zone di mercato**, che contribuiscono a una maggiore competitività sul mercato elettrico, aumentando lo sfruttamento della capacità produttiva più efficiente, compresa quella da fonte rinnovabile;
- interventi di sviluppo volti a ridurre le **congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva**, che consentono il pieno sfruttamento della capacità produttiva efficiente da fonti convenzionali e di quella da rinnovabili;
- interventi di sviluppo per la **sicurezza e l'affidabilità della rete in aree metropolitane** con elevata concentrazione di utenza;
- interventi per la **qualità, continuità e sicurezza del servizio elettrico** al fine di ridurre rischi energia non fornita, migliorare i profili di tensione, ridurre le perdite di trasporto sulla rete.

All'interno delle suddette categorie, Terna valuta e identifica le esigenze prioritarie e le relative soluzioni di sviluppo, con i più elevati benefici specifici come meglio descritto nel successivo paragrafo 7.1.

7.1 Interventi di sviluppo prioritari

L'individuazione delle migliori soluzioni di sviluppo non può prescindere dal confronto tra i benefici e i costi associati ai diversi interventi (indice di profittabilità, IP e valore attuale netto, VAN) che deve risultare, in ogni caso, positivamente verificato e massimizzato. Fermo restando quanto sopra, la scelta delle priorità di sviluppo non può basarsi esclusivamente sul valore degli indici di sostenibilità. Infatti, alcuni interventi particolarmente strategici richiedono investimenti maggiori a fronte di benefici netti molto più elevati per il sistema nel medio e lungo termine, rispetto ad altri interventi con un IP maggiore.

Per una migliore programmazione degli interventi prioritari, Terna tiene conto dell'eventuale interdipendenza con altri interventi facenti parte della stessa categoria o che più in generale concorrono al soddisfacimento della medesima esigenza nonché dello stato della concertazione preventiva con le Amministrazioni e gli Enti Locali interessati dalle nuove infrastrutture di rete.

Di seguito sono elencati gli interventi di sviluppo ad oggi ritenuti prioritari per il sistema elettrico, riportati secondo la loro categoria di appartenenza e con l'indicazione del principale beneficio elettrico ad essi associato. Si segnala che buona parte delle infrastrutture di seguito riportate sono ricomprese nell'elenco delle opere di cui alla Deliberazione 31 gennaio 2013 40/2013/R/eel *“Individuazione degli investimenti strategici di sviluppo della rete di trasmissione nazionale e delle relative date obiettivo e milestone”* e successive Deliberazioni 654/2014/R/eel e 397/2015/R/eel di *“Aggiornamento delle milestone e delle date obiettivo degli investimenti strategici di sviluppo della rete di trasmissione nazionale”*.

Interconnessioni con l'estero

- Nuovo collegamento **HVDC Grand'Ille – Piossasco** per l'incremento della capacità di trasporto sulla frontiera Nord con la Francia;
- Nuovo collegamento **HVDC Italia – Montenegro** per gli scambi di energia con l'area Balcanica.

Riduzione Congestioni tra zone di mercato

- Elettrodotto **380 kV “Calenzano – Colunga”** per l’ incremento dei limiti di scambio sulla sezione Nord – Centro Nord;
- Elettrodotti a **380 kV “Foggia – Villanova”** e **“Deliceto – Bisaccia”** per l’incremento dei limiti di scambio in direzione Sud – Centro Sud e per favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili al Sud;
- Elettrodotto **380 kV “Montecorvino – Avellino – Benevento”** per l’incremento dei limiti di scambio sulla sezione Sud - Centro Sud e per ridurre i vincoli del polo di produzione di Rossano, oltre che per favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili;
- **“Riassetto rete Nord Calabria”** che contribuisce insieme alla Trasversale Calabria (elettrodotto 380 kV Feroleto-Maida), completata nel dicembre 2013, alla riduzione dei vincoli per il polo di produzione di Rossano e per la produzione da fonti rinnovabili in Calabria;
- Elettrodotto **380 kV “Sorgente-Rizziconi”** per l’incremento dei limiti di scambio tra Sicilia e Continente, oltre che per migliorare la sicurezza della rete e lo sfruttamento delle fonti rinnovabili in Sicilia;

Riduzione congestioni intrazonali e vincoli capacità produttiva

- Elettrodotto **380 kV tra Milano e Brescia** funzionale a ridurre le congestioni sulla sezione tra l’area Nord-Ovest e Nord-Est del Paese;
- Elettrodotto **380 kV “Udine – Redipuglia”** per la riduzione dei vincoli sulla sezione di rete a valle del nodo di Redipuglia, che attualmente limita gli scambi con la frontiera slovena e condiziona l’ utilizzo delle risorse di produzione locale;
- Razionalizzazione **rete media Valle del Piave** al fine di ridurre le congestioni e favorire la produzione da fonti rinnovabili;
- Elettrodotti **380 kV “Paternò – Pantano - Priolo”** e **“Chiaramonte Gulfi – Ciminna”** per una maggiore fungibilità delle risorse in Sicilia e tra questa e il Continente, anche al fine di incrementare la sicurezza di esercizio e favorire la produzione da fonti rinnovabili;
- Elettrodotto **150 kV SE S.Teresa – Buddusò** al fine di ridurre le congestioni ed incrementare la sicurezza e la qualità del servizio di trasmissione dell’energia elettrica.

Agli interventi di cui ai punti precedenti si aggiungono ulteriori azioni localizzate relative a stazioni 380/150 kV di raccolta e rinforzi delle reti AT per ridurre le congestioni che rischiano di limitare la produzione da fonti rinnovabili al Sud e nelle Isole maggiori.

Tra gli interventi prioritari per la riduzione delle congestioni intrazonali e vincoli alla capacità produttiva si segnala l’entrata in esercizio nel 2014 dell’elettrodotto 380 kV **“Trino – Lacchiarella”** e nel 2015 dell’Elettrodotto 150 kV **“Cagliari Sud – Rumianca”**.

Aree metropolitane

- Razionalizzazione **reti AAT e AT Torino, Milano, Genova, Firenze, Roma, Napoli e Palermo**, per riduzione delle congestioni che condizionano la sicurezza ed affidabilità di esercizio delle reti primarie che alimentano aree ad alta concentrazione di utenza.

Tra gli interventi prioritari nelle aree metropolitane si segnala il completamento nel 2015 dell’anello interno alla città di Torino.

Qualità e Sicurezza

- Elettrodotto **132 kV “Elba-Continente”** e **Interconnessione 150 kV delle Isole Campane**, funzionali a garantire adeguati livelli di sicurezza, continuità ed efficienza del servizio locale;
- **Riassetto della rete a 150 kV nella Penisola Sorrentina**, per la qualità e continuità del servizio di alimentazione della locale rete AT, caratterizzata da elevata densità di carico.

Ai suddetti interventi si aggiungono numerosi altri interventi minori, qui non richiamati per ragioni di sintesi, riguardanti principalmente l'adeguamento di porzioni di rete di subtrasmissione per esigenze di sicurezza locale, l'installazione di apparati per la regolazione delle tensioni, la realizzazione di nuove stazioni di raccolta della produzione rinnovabile, comunque importanti e la cui realizzazione è prevista nel breve-medio periodo.

Per gli stessi interventi, è riportato un prospetto di riepilogo relativamente a quelli già autorizzati (Tabella 10) e a quelli ancora da autorizzare (Tabella 11) con indicazione dell'anno in cui l'intervento è stato inserito nel Piano per la prima volta, informazioni sull'iter autorizzativo e sulla stima di completamento dell'opera in riferimento al conseguimento del beneficio elettrico prevalente per le opere in corso di realizzazione.

Tabella 10 - Tempistiche interventi prioritari autorizzati

Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento o Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzativa	Decreto VIA	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione	Decreto autorizzativo e avvio realizzazione opera	Stato avanzamento opera PdS 2016	Previsione completamento Opera principale
Interconnessione estero	HVDC Italia-Montenegro (Cod. 401-P)	2007	2007/2009	2009	NA	2010	2011	2011	-SE Cepagatti: in corso realizzazione edificio di controllo SE Kotor: in corso realizzazione Se Villanova: entrata in esercizio nuovo blindato - in corso di avvio la survey marina	2019
	HVDC Grand'Ile – Piossasco (Cod.3-P)	2008	2008/2009	2009	NA	2010	2010	2011	- completate le nuove sezioni 380/220/132 kV in GIS della stazione di Piossasco; - in corso sistemazione sito HVDC nella stazione di Piossasco - avviata la gara per la fornitura in opera dei cavi ed è in corso la relativa qualifica;	2019
Riduzione congestioni tra zone di mercato	Elettrodotto 380 kV "Villanova - Gissi" (Cod. 402-P)	2005	2005/2009	2009	2011	2012	2012	2013 ³⁶	- energizzati tratti di elettrodotto a fine 2015	2016

³⁶ L'opera è stata autorizzata in data 15 gennaio 2013 con decreto di autorizzazione del Ministero dello Sviluppo Economico EL-195 e in data 4 marzo l'autorizzazione è stata volturata a Terna.

Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzativa	Decreto VIA	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione	Decreto autorizzativo e avvio realizzazione opera	Stato avanzamento opera PdS 2016	Previsione completamento Opera principale
							Puglia: 2011			
	Elettrodotto 380 kV "Sorgente - Rizziconi": tratti aerei, S/E Sorgente, S/E Scilla e S/E Villafranca (Cod. 501-P)	2003	2003/2006	2006	2009	2009	2009	2010	SE di Scilla: completata SE di Sorgente: completata sezione GIS 380 kV In corso completamento Villafranca – Sorgente e S/E di Villafranca	2016
	Elettrodotto 380 kV "Sorgente - Rizziconi": tratto in cavo marino "Scilla - Villafranca" (Cod. 501-P)				NA	2008	Sicilia: 2008 Calabria: 2009	2009	Villafranca – Scilla tratto in cavo: concluse le attività di posa, protezione e prova della prima e seconda terna di cavi; Villafranca – Scilla tratto in galleria: attività posa cavi in corso	
	Elettrodotto 380 kV "Paternò - Pantano - Priolo":- cavo 380 KV "Priolo G.- Melilli" e opere connesse (Cod. 603-P)	2006	2007/2008	2009	NA	2009	2010	2011	Melilli - Priolo: ultimata la progettazione esecutiva. Stazione Priolo: completata nel 2015 Stazione Melilli: in corso l'installazione dei servizi ausiliari	2016/2017

Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzativa	Decreto VIA	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione	Decreto autorizzativo e avvio realizzazione opera	Stato avanzamento opera PdS 2016	Previsione completamento Opera principale
Congestioni intrazonali	Elettrodotto 380 kV "Udine O. - Redipuglia" (Cod. 207-P)	2002	2002/2008	2008	2011	2012	2012	2013	Intervento sospeso in quanto l'autorizzazione rilasciata in data 12.03.2013 è stata annullata per effetto della Sentenza del Consiglio di Stato del 23.07.2015 - Completata la messa in sicurezza del cantiere	

Tabella 11 -Tempistiche interventi prioritari in iter autorizzativo

Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzativa	Decreto VIA	Intesa Regione
Riduzione congestioni tra zone di mercato	Elettrodotto 380 kV "Calenzano - S.Benedetto del Querceto - Colunga" (Cod. 302-P)	2005	2005/2009	2009	2014	
	Elettrodotto 380 kV "Gissi - Larino - Foggia" (Cod. 402-P)	2007	2007/2011	2012	In esame VIA	
	Elettrodotto 380 kV "Montecorvino - Benevento" (Cod. 506-P)	2004	2004/2010 ³⁷	2010 ⁶²	In esame VIA	2013
	Riassetto rete nord Calabria: Elettrodotto 380 kV "Laino - Altomonte" (Cod. 509-P)	2007	2007/2008	2010	Sospeso esame VIA38	
	SE 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di FER nell'area tra Foggia e Benevento: elettrodotto 380 kV "Deliceto – Bisaccia" (Cod. 505-P)	2007	2007/2010	2012	2015	
	Elettrodotto 380 kV "Paternò - Pantano - Priolo" e opere connesse (Cod. 603-P)	2005	2005/2009	2010	2013	2012
Congestioni intrazonali	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia (Cod. 104-P)	2010	2010/2012	2013		
	Elettrodotto 380 kV "Chiaramonte Gulfi - Ciminna" (Cod. 604-P)	2004	2004/2010	2011	In esame VIA	

³⁷ Le date sono riferite alla tratta Montecorvino - Avellino Nord.

³⁸ Il Ministero dell'Ambiente con nota prot.1833 del 28/01/2014 ha sospeso il procedimento di VIA, in attesa della conclusione di quello aperto per la revisione della prescrizione 1 del decreto di compatibilità ambientale dell'intervento.

In aggiunta ai suddetti interventi prioritari, si richiamano ulteriori interventi per i quali sono ancora in corso di definizione le soluzioni progettuali e territoriali finalizzate all'avvio dell'iter autorizzativo o che rispondono a esigenze elettriche di più lungo periodo.

Tra questi si segnalano in particolare:

- L'ulteriore nuova opere di interconnessione e rimozione dei vincoli sulla rete interna a 380 kV per favorire gli scambi con l'estero alla frontiera Nord con Austria;
- le nuove stazioni 380/132 kV nell'area di Treviso ed opere correlate, per garantire la sicurezza di esercizio e la continuità del servizio sulla rete veneta;
- la razionalizzazione rete 380 kV fra Venezia e Padova (elettrodotto 380 kV "Dolo – Camin" e riassetto area Fusina) per una gestione più efficiente della produzione locale e per la rimozione dei vincoli che riducono i margini di sicurezza della rete veneta³⁹;
- gli interventi di rimozione dei vincoli di trasporto sul sistema primario dell'Italia centrale per la riduzione delle congestioni sulla sezione Centro Sud - Centro Nord;
- i rinforzi della primaria in Sicilia (tra cui in particolare l'elettrodotto 380 kV "Assoro - Sorgente 2 - Villafranca"), al fine di incrementare la sicurezza di esercizio e favorire la produzione da fonti rinnovabili.

³⁹ Il Consiglio di Stato (Sezione Sesta) con sentenza n. 03205/2013.REG.PROV.COLL., rilevando che "non appare congruamente motivato" il parere emesso dalla Direzione Generale per il Paesaggio, l'Architettura e l'Arte Contemporanee con prot. DGPBAAC/34.19.04/7126 del 20 ottobre 2009, ha annullato il provvedimento di compatibilità ambientale n. DVA-DEC-2010-0000003 del 2 febbraio 2010 ed il successivo decreto di autorizzazione alla costruzione ed esercizio n. 239/EL-105/143/2011 del 07 aprile 2011. Terna, inoltre, ha presentato al Consiglio di Stato in data 15/07/2013 la richiesta di giudizio di ottemperanza per la corretta esecuzione della richiamata sentenza. Sulla base di quanto stabilito dalla sentenza e dal chiarimento del 20 dicembre 2013 da parte del Consiglio di Stato in merito alla verifica di ottemperanza, TERNA sta approntando la documentazione necessaria al riavvio integrale del procedimento autorizzativo. Sono attualmente in corso le attività per la messa in sicurezza e la conservazione delle opere già realizzate a seguito della chiusura dei cantieri dovuta alla sentenza di annullamento del decreto autorizzativo sopra citata.

8 Risultati attesi

Nel presente capitolo sono riportati i risultati attesi degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione previsti dal Piano di Sviluppo 2016 e dai Piani precedenti, in termini di:

- incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero
- riduzione delle congestioni interzonal
- riduzione dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili
- miglioramento atteso dei valori delle tensioni
- riduzione delle emissioni di CO₂

A tal riguardo si evidenzia che la valutazione dei benefici associati ai previsti interventi di sviluppo si limita ai soli effetti sulla capacità di scambio zonale, trascurando gli ulteriori benefici derivanti dagli interventi di sviluppo finalizzati al miglioramento della sicurezza all'interno delle zone.

Come illustrato nei successivi paragrafi, i risultati attesi sono in linea con gli obiettivi della Concessione, richiamati nel capitolo 1 del presente documento, e con i principali obiettivi definiti nell'ambito della Strategia Energetica Nazionale per il settore elettrico.

8.1 Incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero

Il programma realizzativo degli interventi relativi alle opere di interconnessione previste nel medio e nel lungo periodo nel presente Piano di Sviluppo consentirà di aumentare la capacità di trasporto per lo scambio di energia con i Balcani per circa 1.000 MW e con la frontiera settentrionale per circa 2.000 MW⁴⁰. Tali incrementi sono correlati in particolare alla realizzazione degli sviluppi di rete:

- collegamento con il Montenegro (nuovo HVDC in cavo sottomarino "Villanova – Lastva");
- sulla frontiera francese (nuovo collegamento HVDC "Piossasco – Grand'Ile");
- sulla frontiera austriaca (nuova interconnessione con la rete a 380 kV in Veneto).

In aggiunta a quanto sopra lo sviluppo dei progetti relativi ai nuovi interconnector privati (compresi quelli previsti ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.) consentirà di realizzare un ulteriore aumento della capacità di trasporto con l'estero per circa 2.500 MW complessivi.

8.2 Riduzione delle congestioni interzonal

Si riportano di seguito gli interventi di sviluppo più significativi in termini di riduzione delle congestioni interzonal:

- il riclassamento a 380 kV della Calenzano-Colunga consentirà di incrementare i limiti di scambio sulla sezione di mercato Nord-Centro Nord;
- la rimozione limitazioni su asset esistenti consentirà di incrementare i limiti di scambio sulla sezione di mercato Centro Sud-Centro Nord;
- il raddoppio della dorsale adriatica, la realizzazione degli elettrodotti 380 kV Deliceto - Bisaccia e Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II permetteranno di incrementare il limite di scambio sulla sezione Sud-Centro Sud;
- la realizzazione degli interventi di sviluppo della rete primaria in Calabria e la realizzazione dell'elettrodotto "Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II", permetteranno di incrementare la produzione degli impianti appartenenti al polo di produzione della Calabria, il trasporto di tale potenza

⁴⁰ Tali valori sono il risultato di studi su rete previsionale e potrebbero pertanto essere soggetti a variazioni anche significative al variare degli scenari di produzione e di domanda.

verso i centri di consumo della Campania e verso il Centro Italia. Le limitazioni residue risultano essere trascurabili su base annua.

- le limitazioni sulla sezione Sicilia-Continente saranno ridotte dalla realizzazione del nuovo collegamento Sorgente-Rizziconi; ulteriori incremento dei limiti di scambio rispetto a quanto riportato in Tabella 12 saranno possibili con la realizzazione di interventi di potenziamento della rete siciliana.

Nella Tabella 12 sono riportati gli incrementi attesi dei limiti di transito interzonali nell'orizzonte di Piano di medio-lungo termine, con riferimento alla situazione diurna invernale⁴¹ e fabbisogno residuo maggiore. Tali valori sono stati calcolati sulla base di ipotesi di scenari previsionali tipici della Rete di Trasmissione Nazionale, del parco produttivo e del fabbisogno previste nel periodo orizzonte e pertanto sono affetti da incertezza tanto più grande quanto più gli interventi considerati sono lontani nel tempo.

Tabella 12 – Incremento dei principali limiti di transito tra zone di mercato⁴² (MW)

Sezione interzonale	Infrastruttura chiave	Codice intervento	2015	Con sviluppo
Nord→ Centro Nord	Calenzano- Colunga	302-P	3.700	+400
Centro Nord → Nord	Calenzano- Colunga	302-P	1.200	+400
Centro Nord → Centro Sud	Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord	432-P (ex 914-N)	1.300	+600
Centro Sud → Centro Nord	Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord	432-P (ex 914-N)	2.700	+600
Sud→ Centro Sud	Foggia-Villanova	402-P	4.500 ⁴³	+1.200 ⁴⁴
	Deliceto-Bisaccia	505-P		
	Montecorvino-Avellino-Benevento	506-P		
Sicilia→Sud	Sorgente- Rizziconi	501-P	250 ⁴⁵	+950
Sud→Sicilia	Sorgente- Rizziconi	501-P	100	+1.000
Foggia->Sud	Foggia-Villanova	402-P	2.500 ⁴³	+500
	Deliceto-Bisaccia	505-P		
Brindisi->Sud	Foggia-Villanova	402-P	5.300 ⁴³	+500
	Deliceto-Bisaccia	505-P		
Rossano->Sud	Riassetto rete nord Calabria	509-P	2.450 ⁴⁶	+700
	Montecorvino-Avellino-Benevento	506-P		
Priolo->Sicilia	Paternò Priolo	603-P	1.250 ⁴⁷	+500

Gli interventi di sviluppo previsti nel presente Piano consentiranno pertanto un significativo incremento dei limiti di transito tra le zone di mercato, permettendo di migliorare l'affidabilità della rete, di ridurre la frequenza di separazione del mercato consentendo un maggior utilizzo della capacità produttiva per la copertura in sicurezza del fabbisogno nazionale.

Nella Figura 77 è riportato l'andamento di tre indici che descrivono il comportamento del sistema al 2020 ed al 2025 in termini di affidabilità ed adeguatezza in assenza ed in presenza dei previsti interventi di sviluppo della rete.

Analizzando il grafico si può osservare che l'affidabilità del sistema elettrico sarebbe garantita sia nel medio che nel lungo periodo, a fronte del previsto trend di crescita del fabbisogno e di FRNP.

⁴¹ Documento "Valori dei limiti di transito fra le zone di mercato" Rev 20 del 15/12/2014 disponibile sul sito Terna <http://www.terna.it>

⁴² I valori indicati per i poli di produzione di Brindisi, Foggia, di Rossano e di Priolo si riferiscono ai benefici potenziali negli scenari previsti di piano in termini di incremento della capacità di scambio sulla sezione critica corrispondente alla porzione di rete su cui insiste il polo.

⁴³ Con il sistema di teledistacco delle centrali dei Poli di Foggia e Brindisi e delle relative risorse completamente disponibili.

⁴⁴ Considerando, in aggiunta agli interventi citati relativi a linee 380 kV, anche l'installazione di PST per il controllo dei flussi di potenza nel nodo di Bisaccia.

⁴⁵ Tale limite vale 600 MW con un gruppo da 370 MVA in servizio a S. Filippo del Mela asservito al dispositivo EDA.

⁴⁶ Con il sistema di teledistacco delle centrali del Polo di Rossano e delle relative risorse completamente disponibili.

⁴⁷ Con il dispositivo di teledistacco delle centrali del Polo di Priolo e delle relative risorse completamente disponibile.

In particolare, si evidenzia come tutti gli indici rientrano nei limiti previsti mostrando come gli interventi di sviluppo della rete consentano un' efficace utilizzazione del parco di generazione, limitando sia la probabilità che l'entità di eventuali disalimentazioni del carico; anche la durata delle stesse risulta molto ridotta.

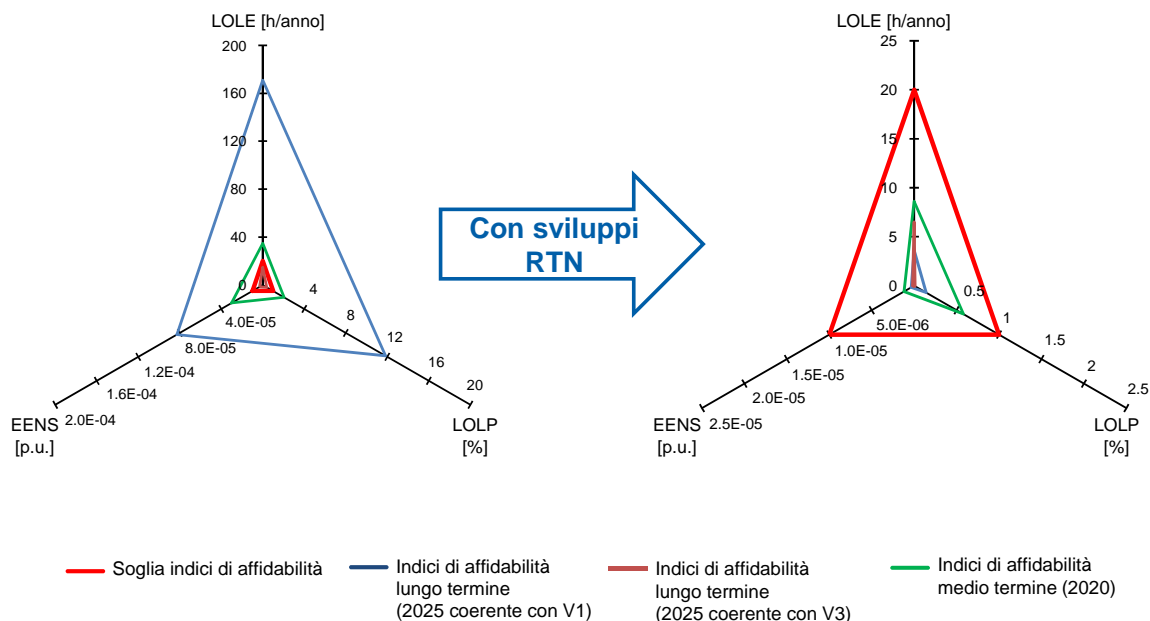


Figura 77 - Indici di affidabilità in assenza (a sinistra) ed in presenza (a destra) di interventi di sviluppo

8.3 Riduzione dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili

La generazione da fonti rinnovabili in Italia si è sviluppata in modo considerevole nel corso degli ultimi anni. Nel corso dell'ultimo anno si è confermato l'aumento della capacità produttiva da impianti eolici e fotovoltaici anche se con un trend più contenuto rispetto a quello degli ultimi anni, con un incremento di circa 0,4 GW nel periodo Gennaio-Agosto 2015.

Uno dei principali obiettivi della pianificazione consiste nella risoluzione delle criticità sulla rete a 150 kV, normalmente preposta alla connessione degli impianti da fonti rinnovabili ricorrendo, ove possibile, alla interconnessione con la rete a 380 kV, dimensionata per una maggiore capacità di trasmissione e per trasferire il surplus di energia. A tal fine è prevista la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione 380/150 kV nelle aree più critiche del Mezzogiorno.

Per quanto sopra esposto, l'eccedenza di produzione da fonti rinnovabili che si inserisce sulla rete AT, viene in gran parte veicolata sul sistema AAT, accentuando i fenomeni di congestione anche sul sistema primario di trasmissione, con il rischio di non riuscire a sfruttare, in particolare nei periodi di basso fabbisogno, tutta l'energia rinnovabile producibile.

In Tabella 13 si riporta l'elenco dei principali interventi di sviluppo funzionali in tutto o in parte a favorire la produzione di energia da impianti da FRNP.

Per ciascun intervento o gruppo di interventi sono stati determinati i benefici legati alla riduzione dei vincoli, intesi come capacità di potenza da fonte rinnovabile liberata, cioè non più soggetta a rischi di limitazione per esigenze di sicurezza della rete e del sistema elettrico.

Tabella 13 – Principali interventi per favorire la produzione da fonti rinnovabili

Categoria	Interventi	Codice intervento	Capacità liberata da FER (MW)
Rinforzi rete primaria per la riduzione dei vincoli di esercizio	Elettrodotto 380 kV “Calenzano Colunga” e Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord	302-P 432-P (ex 914-N)	550
	Elettrodotto 380 kV “Foggia Villanova”	402-P	700
	Elettrodotto 380 kV “Montecorvino – Avellino N –Benevento II”	506-P	650
	Elettrodotto 380 kV “Deliceto-Bisaccia”	505-P	350
	Interventi rete AAT/AT in Calabria	509-P 525-P	1.000
	Elettrodotto 380 kV “Sorgente – Scilla – Rizziconi” e potenziamenti della rete AAT in Sicilia	501-P 619-P 604-P 602-P 603-P	1.150
Interventi di potenziamento e magliatura rete in AAT/AT	Rinforzi della rete di trasmissione nel Meridione (stazioni 380-150 kV e relativi raccordi alla rete 150 kV)	510-P 414-P 505-P 519-P	1.100

Per quanto sopra detto, in assenza di rinforzi di rete indicati, al fine di garantire la sicurezza del funzionamento del sistema elettrico potrà essere necessario ridurre la produzione da fonti rinnovabili in alcune aree nel Mezzogiorno per i seguenti vincoli:

- limiti di funzionamento degli elementi di rete sia in condizioni di rete integra che in situazioni di contingenza o di manutenzione programmata;
- limiti di scambio fra le varie aree di rete AAT interconnesse e necessità di bilanciare carico e produzione a livello nazionale e locale tenuto conto:
 - o del livello di generazione dispacciabile tale da garantire la sicurezza di copertura del fabbisogno e con la necessaria riserva anche in assenza delle produzioni da FRNP;
 - o del minimo tecnico degli impianti dispacciabili in condizioni di basso carico.

8.4 Miglioramento atteso dei valori delle tensioni

La disponibilità di nuova potenza capacitiva sulla RTN consente di compensare con un sufficiente margine di riserva l'aumento del fabbisogno futuro in potenza reattiva di tipo induttivo associato al carico (in particolare durante l'estate, per il diffuso utilizzo di impianti di condizionamento dell'aria) e di stabilizzare i profili di tensione, migliorando l'efficienza e la sicurezza di esercizio della RTN.

D'altra parte, la disponibilità di potenza reattiva di tipo induttivo è necessaria soprattutto durante le ore notturne e in generale nelle situazioni di basso carico per compensare il fenomeno dell'innalzamento delle tensioni dovuto alla potenza reattiva di tipo capacitivo generata dagli elettrodotti particolarmente scarichi.

Le analisi condotte sulla rete previsionale nel breve – medio termine danno indicazioni sulle esigenze di reattivo necessarie per far fronte alle esigenze suddette comportando un profilo di tensione rispettante i limiti individuati dal Codice di Rete⁴⁸ nonché una minore fluttuazione dello stesso.

⁴⁸ Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, capitolo 1, paragrafo 1B.3.2.

8.5 Riduzione delle perdite di trasmissione

Uno degli obiettivi della gestione del sistema elettrico nazionale è quello del recupero di efficienza. Le implicazioni che ne derivano non sono solo riconducibili al concetto di qualità tecnica ma, soprattutto in vista di uno scenario liberalizzato che preveda incentivi e premi per il suo raggiungimento, anche a quello di efficienza economica.

I benefici del recupero di energia sono infatti associati a molteplici vantaggi:

- portano a una migliore e più sicura gestione del sistema elettrico nazionale, in primis per il comparto della trasmissione ma anche, come “effetto cascata”, per la distribuzione e la fornitura;
- migliorano l'efficienza economica degli impianti e assicurano un minore impatto ambientale del settore energetico.

In relazione a tali aspetti, risulta determinante lo sviluppo della RTN che, oltre a rispondere alle finalità di miglioramento di sicurezza e continuità del servizio, consente anche di ridurre le perdite di energia sul sistema di trasmissione.

Tenuto conto anche della revisione del perimetro dei principali interventi il cui sviluppo è previsto nell'orizzonte di piano, si stima che la realizzazione degli stessi comporterà una diminuzione delle perdite sulla RTN leggermente inferiore a quanto precedentemente stimato. In particolare si valuta che il valore di riduzione delle perdite possa raggiungere circa 270 MW alla punta di carico, cui corrisponde una riduzione delle perdite di energia nella rete valutata in circa 1.650 GWh/anno.

8.6 Riduzione delle emissioni di CO₂

Le politiche messe in atto dalla Comunità Europea sono tese prevalentemente a migliorare l'efficienza energetica e ad incentivare l'introduzione di tecnologie con minori emissioni di anidride carbonica. L'obiettivo principale è quello di ridurre le emissioni di CO₂ attraverso l'impiego di tecnologie di generazione sempre più efficienti e un migliore sfruttamento delle produzioni da fonte rinnovabile. Il sistema di trasmissione dell'energia elettrica si colloca al centro di questo scenario, per la rilevanza dei problemi inerenti alla sua gestione e al suo sviluppo nonché per la potenziale efficacia delle soluzioni innovative che consente di adottare. La pianificazione dello sviluppo di tale sistema, già chiamata a rispondere a molteplici esigenze, assume un ruolo sempre più importante anche nell'ambito dell'attuazione di queste nuove politiche, principalmente attraverso:

- la riduzione delle perdite di rete;
- il migliore sfruttamento delle risorse di generazione mediante lo spostamento di quote di produzione da impianti con rendimenti più bassi ma necessari per il rispetto dei vincoli di rete verso impianti più efficienti alimentati da fonti energetiche con minore intensità emissiva (ad esempio il gas);
- la penetrazione sempre maggiore nel sistema elettrico di produzione da fonti rinnovabili.

La riduzione delle perdite sulla rete di trasmissione comporta una diminuzione della produzione di energia elettrica da parte delle centrali in servizio sul territorio nazionale con conseguente riduzione delle emissioni di CO₂ legate alla produzione da fonte termoelettrica. L'entrata in servizio dei principali interventi di sviluppo previsti nel PdS, determinerà una riduzione delle perdite di energia sulla rete valutata in circa 1.650 GWh/anno (cfr. paragrafo 8.5). Stimando una ripartizione percentuale delle perdite fra le fonti primarie (incluse FER) ed essendo noti i coefficienti di emissione specifica, si ottiene una riduzione dell'emissione di CO₂ dovuta alla riduzione delle perdite di rete, oscillante tra 600.000 e 700.000[tCO₂/anno].

La valutazione dell'incremento di efficienza nell'esercizio del parco termoelettrico conseguente ai principali interventi di rinforzo della RTN si basa sui risultati ottenuti da simulazioni dell'esercizio del sistema elettrico. I principali vincoli tecnici modellati in questa analisi comprendono, oltre ai vincoli di bilancio energetico del sistema e ai limiti caratteristici delle unità di generazione, anche i limiti di scambio tra le zone di mercato. La modellazione della rete permette dunque di simulare scenari rappresentativi di

differenti stati di avanzamento nella realizzazione degli interventi di sviluppo della rete. In particolare si confronta il dispacciamento ottenuto in due situazioni, l'una caratterizzata dai maggiori limiti di scambio attesi per effetto della realizzazione degli interventi programmati e l'altra caratterizzata dai limiti di scambio attuali. Attraverso l'analisi appena descritta è stato valutato che la riduzione delle congestioni interzonalie determinerà la sostituzione di impianti con rendimenti più bassi, con produzioni più efficienti. Tale variazione, unitamente agli interventi di interconnessione con l'estero, comporterà una riduzione delle emissioni di CO₂ fino a circa 6.900.000 [tCO₂/anno].

Come descritto nel paragrafo 8.3, le analisi finalizzate a individuare gli interventi di potenziamento della capacità di trasporto della RTN hanno permesso di determinare i vincoli presenti sulla rete previsionale rispetto alla produzione degli impianti eolici già esistenti e di quelli che potrebbero entrare in esercizio nei prossimi anni, in particolare vincoli riconducibili a un'insufficiente capacità di trasmissione delle porzioni di rete cui sono connessi gli impianti in questione. A fronte di tali possibili limitazioni Terna ha previsto una serie di interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete AT e AAT funzionali alla riduzione dei vincoli di produzione da FRNP. Il complesso di queste opere libererà una potenza da fonte rinnovabile per circa 5.500 MW che, considerando un mix produttivo di fonte eolica e fotovoltaica⁴⁹, corrispondono a un'energia di circa 12.650 GWh.

Considerando che successivamente tale energia sostituirebbe quella generata dal solo mix produttivo termoelettrico, si ottiene una riduzione dell'emissione di CO₂ pari a circa 8.000 [ktCO₂/anno].

La quantità di CO₂ evitata con la riduzione delle perdite e l'aumento di efficienza del parco termoelettrico è pari a poco più di 7,6 milioni di tonnellate all'anno. Tale valore può crescere fino a circa 15,6 milioni di tonnellate all'anno considerando il contributo dato dallo sviluppo delle fonti rinnovabili (di non semplice previsione).

8.7 Scambi energetici nel medio periodo

Attraverso uno studio di mercato del sistema elettrico italiano sono stati individuati i flussi di energia e ore di congestione attesi nel medio periodo (cfr. Figura 78).

L'analisi è stata condotta con un programma di simulazione del mercato elettrico che consente la stima annuale su base oraria dei volumi di energia scambiati tramite la risoluzione di un problema di ottimizzazione tecnico – economica. La rete è rappresentata attraverso zone di mercato interconnesse. L'inserimento nel modello di analisi degli interventi presenti nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale consente di valutare l'impatto che essi hanno in termini di riduzione delle congestioni interzonalie ed in termini di benefici determinati dal riassetto degli equilibri di mercato.

⁴⁹ Sono state ipotizzate 1.900 ore equivalenti da fonte eolica e 1.200 da fonte fotovoltaica (fonte dati GSE), supponendo la sovrapposizione delle due fonti per le sole 8 ore diurne pesandone la contemporaneità in base ai rispettivi valori di installato previsti nel medio lungo termine.

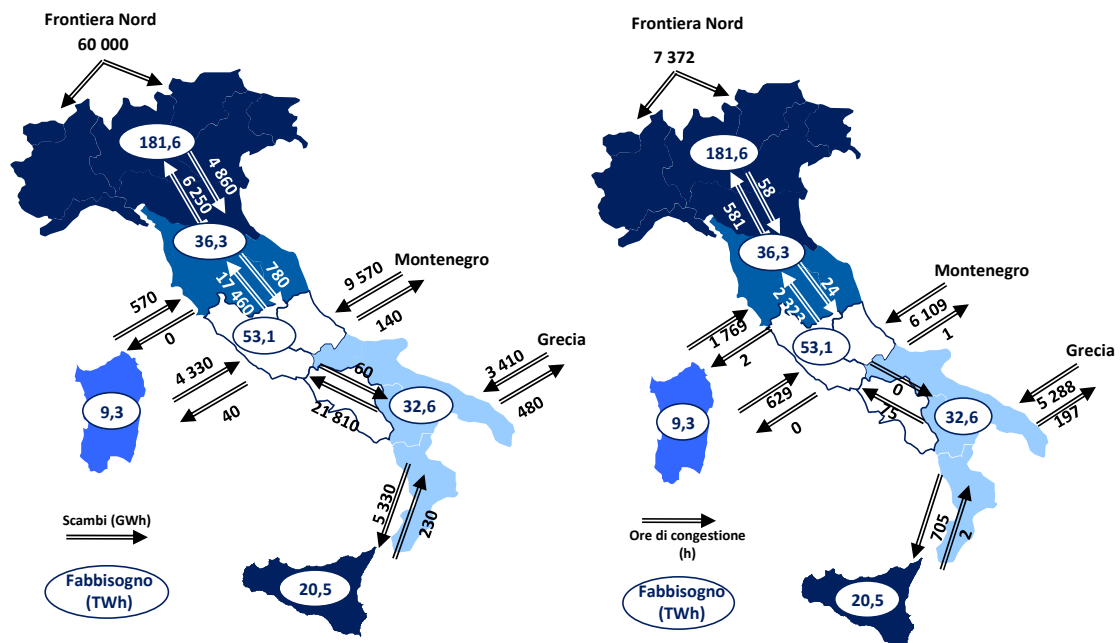


Figura 78 - Flussi di energia attesi su MGP nel medio periodo⁵⁰

L'analisi ha consentito anche di determinare l'effetto delle limitazioni di rete allo sfruttamento ottimale delle risorse di generazione permettendo di quantificare i vantaggi che derivano dallo sviluppo della rete di trasmissione.

Complessivamente gli scambi di energia mostrano un flusso predominante da Sud verso il Nord, a cui si somma il contributo del collegamento col Montenegro verso la zona Centro Sud del sistema italiano.

Di seguito le principali evidenze della simulazione effettuata:

- significativo incremento di energia importata, rispetto ai volumi attuali, sulla frontiera settentrionale e sulla nuova frontiera elettrica con il Montenegro;
- gli scambi sulla sezione Centro Sud – Centro Nord in direzione nord sono stimati in crescita, per effetto dei flussi complessivamente maggiori in ingresso nella zona Centro Sud;
- per quanto riguarda gli scambi tra la zona Sardegna e la zona Centro Sud si attende un incremento dell'export della Sardegna principalmente dovuto alla riduzione della domanda interna e all'aumento della generazione da FRNP. Poiché la generazione in Sardegna deriva prevalentemente dalla fonte primaria carbone, il volume di energia esportata sarà strettamente correlato al futuro livello di competitività di questa tecnologia rispetto ai CCGT;
- si confermano scambi elevati dalla zona Sud alla zona Centro Sud anche in relazione allo sviluppo della generazione da fonti rinnovabile al Sud;
- gli scambi tra la Sicilia e la zona Sud, per effetto dell'entrata in esercizio dell'elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi, vedranno un sostanziale incremento del flusso dal Sud verso la Sicilia.

Gli scambi stimati sono il risultato delle simulazioni di mercato effettuate su uno scenario di generazione e carico in linea con gli scenari di piano nel medio termine: in tali ipotesi è stata considerata una domanda annua di circa 334 TWh e uno sviluppo di capacità da fonte rinnovabile pari a circa 20,4 GW di fotovoltaico e circa 11,7 GW di eolico.

Rispetto ai dati registrati in MGP nel 2015, si conferma una sostanziale riduzione delle ore di congestione sulle sezioni Sud-Centro Sud e Sud-Sicilia derivanti dall'entrata in servizio degli interventi di sviluppo, mentre si conferma congestionata la sezione Centro Sud – Centro Nord (in aumento rispetto ai consuntivi registrati nel 2015) oltre a congestioni residuali sulla sezione Centro Nord - Nord.

⁵⁰ Per completezza i valori di fabbisogno riportati sono comprensivi dei valori di autoconsumo, mentre il calcolo dei flussi è stato fatto tenendo conto del fabbisogno al netto di essi.

Per quanto riguarda la previsione dei prezzi zonali e del PUN si evidenzia che essendo le simulazioni basate su scenari previsionali questi non vanno considerati in termini assoluti ma possono dare utili indicazioni sui trend previsti soprattutto in termini differenziali.

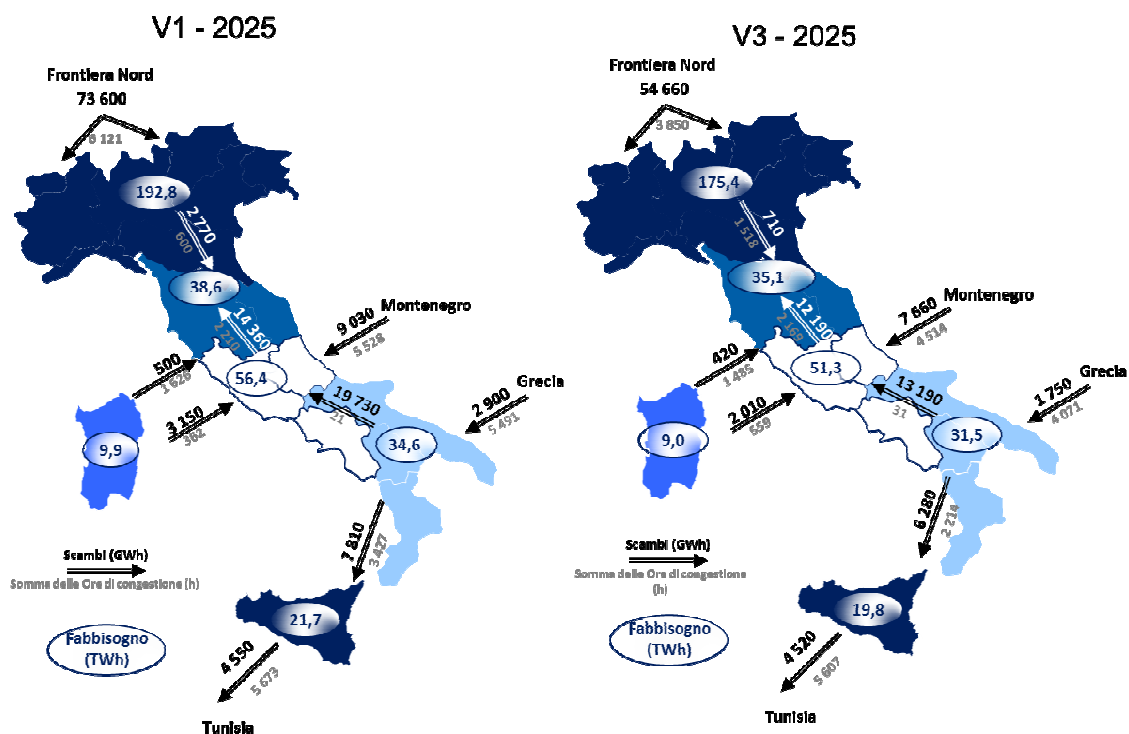


Figura 79 - Flussi di energia e ore di congestione attesi nel lungo periodo (nelle ipotesi di trend verso V1 e V3)

Gli scambi stimati sono il risultato delle simulazioni di mercato effettuate su uno scenario di generazione e carico in linea con gli scenari di piano di lungo termine: in tali ipotesi è stata considerata una domanda annua di circa 341 TWh (V1) e di circa 320 TWh (V3) e uno sviluppo di capacità da fonte rinnovabile pari a circa 22,5 GW (V1) e 30 GW (V3) di fotovoltaico e circa 12,5 GW (V1) e 15,3 GW (V3) di eolico.

Per quanto riguarda la previsione dei prezzi zonali e del PUN si evidenzia che essendo le simulazioni basate su scenari previsionali questi non vanno considerati in termini assoluti ma possono dare utili indicazioni sui trend previsti soprattutto in termini differenziali.

9 Adempimenti ai sensi dell'art.32 della legge 99/09 e s.m.i

Per ogni area regionale, si riportano di seguito le schede degli interventi "interconnector" ai sensi della Legge 99/09, al fine di monitorarne l'avanzamento.

Incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge 99/2009				
Identificativo PdS 1 - I	Identificativo PCI 2.15.1	Identificativo TYNDP 31/642	Identificativo RIP 101	
Finalità intervento interconnessione	Pianificato 2010		Regioni interessate Lombardia/Piemonte	
Descrizione intervento				
<p>Ai sensi dell'articolo 32 della legge 99/2009 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia", sono stati condotti degli studi con la Svizzera SWISSGRID in merito alla possibilità di incrementare nei prossimi anni la capacità di interconnessione fra i due Paesi. Tali analisi hanno tenuto in considerazione i rinforzi già previsti nei precedenti Piani di Sviluppo e il già previsto incremento atteso di scambio alla frontiera. Il nuovo interconnector dovrà essere associato a rinforzi di rete nel territorio italiano che ne consentano la piena fruibilità, garantendo una maggiore capacità di trasporto dai nodi di collegamento degli interconnector, prossimi alla frontiera, ai carichi del nord – Italia.</p>				
Interdipendenze o correlazione				
con altre opere			da accordi con terzi	
			Dipendenza da accordi con TSO svizzero e con finanziatori privati	
Stato avanzamento				
intervento	Avvio autorizzazione e/o altre attività	Avvio realizzazione	Completamento	Note
Pallanzeno - Airolo	3-Ott-2012	-	-	-

Incremento della capacità di interconnessione con la Francia ai sensi della legge 99/2009

Identificativo PdS 2 - I			
Finalità intervento interconnessione	Pianificato 2010		Regioni interessate Piemonte
Descrizione intervento			
<p>Ai sensi dell'articolo 32 della legge 99/2009 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia", sono stati condotti studi in merito alla possibilità di incrementare nei prossimi anni la capacità di interconnessione fra i due Paesi, tenuto conto, in particolare, dei rinforzi già previsti nei precedenti Piani.</p> <p>In esito alle valutazioni effettuate, la soluzione individuata prevede la realizzazione lato Italia di un collegamento privato HVDC parallelo all'interconnessione Piosasco - Grand'Île (cod. 3-P).</p>			
Interdipendenze o correlazione			
con altre opere		da accordi con terzi	
L'interconnector Italia-Francia verrà realizzato in sinergia con l'intervento relativo alla nuova interconnessione HVDC Piosasco – Grand'Île		Dipendenza da accordi con il TSO francese RTE per la realizzazione dell'interconnessione	
Stato avanzamento			
intervento	Avvio autorizzazione e/o altre attività	Avvio realizzazione	Completamento
Grande'Île – Piosasco	19/10/2009 (EL-177)	2011	-
<p style="font-size: small;">Note In data 07 aprile 2011 è stata autorizzata dal Ministero dello Sviluppo Economico l'opera relativa alla nuova interconnessione in cavo in corrente continua "Grande'Île – Piosasco" e le opere connesse.</p>			

Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.

<u>Identificativo PdS</u> 200 - I	<u>Identificativo PCI</u> 3.2.1	<u>Identificativo TYNDP</u> 150	<u>Identificativo RIP</u> 616
<u>Finalità intervento</u> Interconnessione	<u>Pianificato</u> 2010		<u>Regioni interessate</u> Veneto

Descrizione intervento

Ai sensi dell'articolo 32 della legge 99/2009 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia", sono stati condotti degli studi con la slovena ELES, che hanno portato alla definizione del progetto relativo a un nuovo collegamento HVDC in cavo da Salgareda alla rete Slovena di altissima tensione con le necessarie opere di decongestionamento interno della RTN.

Il nuovo interconnector consentirà di aumentare la capacità di trasporto alla frontiera nord, garantendo una maggiore capacità di scambio tra Italia e Slovenia.

Interdipendenze o correlazione

con altre opere

da accordi con terzi

Dipendenza da accordi il TSO sloveno ELES e con i soggetti finanziatori

Stato avanzamento

Intervento	Avvio autorizzazione e/o altre attività	Avvio realizzazione	Completamento	Note
HVDC Divaca - Salgareda	13.09.2012	-	-	-

Incremento della capacità di interconnessione con l'Austria ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.

Identificativo PdS 100 - I			
Finalità intervento Interconnessione	Pianificato 2010		Regioni interessate Trentino Alto Adige

Descrizione intervento

Ai sensi dell'articolo 32 della legge 99/2009 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" e del decreto legge 3 del 2010 (coordinato con la legge di conversione 41 del 21 marzo 2010) sono stati effettuati studi di rete con il gestore della rete di trasmissione austriaca APG, che hanno portato a definire il progetto di un nuovo collegamento a 220 kV tra la futura stazione 380/220 kV di Nauders in Austria e l'esistente stazione 220 kV di Glorenza (BZ). La futura stazione di Nauders (nella quale sarà installato un PST per la regolazione dei flussi di potenza) sarà connessa in entra-esce all'elettrodotto 380 kV Pradella - Westiroll. Il nuovo interconnector dovrà essere associato ad opportuni interventi per la rimozione dei vincoli sulla rete esistente in territorio italiano, in anticipo sull'elettrodotto 220 kV Glorenza – Premadio per consentirne la piena fruibilità.

Sono in corso ulteriori approfondimenti per il pieno conseguimento del target di capacità di trasporto previsto.

Interdipendenze o correlazione

con altre opere Stazione 220 kV Glorenza (238 – P)	da accordi con terzi Dipendenza da accordi il TSO austriaco APG e con i soggetti finanziatori
--	---

Stato avanzamento

Intervento	Avvio autorizzazione e/o altre attività	Avvio realizzazione	Completamento	Note
Elettrodotto 220 kV Nauders - Glorenza	02.02.2015	-	-	-

Incremento della capacità di interconnessione con il Montenegro ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.

<u>Identificativo PdS</u> 401-I	<u>Identificativo PCI</u> 3.19.1	<u>Identificativo TYNDP</u> Project: 28	<u>Identificativo RIP</u> Investments ID: 77, 621, 622
<u>Finalità intervento</u> Interconnessione	<u>Pianificato</u> 2007		<u>Regioni interessate</u> Abruzzo

Descrizione intervento

Ai sensi dell'articolo 32 della legge 99/2009 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" e del decreto legge 3 del 2010 (coordinato con la legge di conversione 41 del 21 marzo 2010 e della comunicazione del 2 dicembre 2014 a Terna, il MiSE ha ritenuto possibile procedere a rendere noto ai soggetti assegnatari sulla frontiera "Nord Africa" il trasferimento della relativa capacità assegnata sulla frontiera "Montenegro".

In data 22 settembre 2015, l'autorizzazione originariamente in capo a Terna è stata parzialmente volturata in capo alla società Monita Interconnector srl, per la parte di interesse di quest'ultima, segnatamente un modulo della stazione di conversione di Cepagatti, ad un cavo terrestre di polo a ± 500 kV in corrente continua di lunghezza pari a 15 km e ad un cavo marino di polo a ± 500 kV in corrente continua di circa 77 Km nelle acque territoriali italiane (con uno sviluppo complessivo del tracciato pari a 238 km).

Il progetto prevede la realizzazione di un nuovo collegamento HVDC tra la fascia adriatica della penisola italiana ed il Montenegro, la cui capacità di trasporto sarà pari ad 1000/1200 MW sia in importazione che in esportazione. In particolare, a valle degli studi di rete condotti in collaborazione con il Gestore di Rete Montenegrino (CGES), sono stati individuati, quali nodi ottimali per la connessione alle rispettive reti di trasmissione, la stazione 380 kV di Villanova in Italia e la futura stazione di Lastva sulla rete primaria del Montenegro, che con l'occasione dovrà essere adeguata alle nuove esigenze di trasmissione con l'estero.

Interdipendenze o correlazione

con altre opere

da accordi con terzi

Dipendenza da accordi con il TSO montenegrino CGES e con i finanziatori privati.

Stato avanzamento

Intervento	Avvio autorizzazione e/o altre attività	Avvio realizzazione	Completamento	Note
HVDC Italia- Montenegro	02/12/2009 (EL-189)	2011	-	In data 28/07/2011 è stata ottenuta l'autorizzazione alla realizzazione del nuovo collegamento HVDC Italia – Montenegro e delle relative opere accessorie ricadenti in territorio italiano.

Allegato 1

Riferimenti normativi 2015

1 Riferimenti normativi 2015

1.1 Introduzione

Il Piano di Sviluppo 2016 si inquadra pienamente nel presente contesto di evoluzione del quadro normativo, in linea con i principali indirizzi definiti in ambito europeo e nazionale.

La presente sezione fornisce il dettaglio dei principali provvedimenti legislativi e regolatori emanati nel corso dell'anno 2015, nonché un approfondimento sui provvedimenti a livello europeo emanati nel medesimo anno.

Viene, inoltre, riportata una sezione relativa ai provvedimenti in corso di predisposizione, sia a livello nazionale che internazionale.

A completamento di tale sezione, il documento "Quadro Normativo del Piano di Sviluppo" raccoglie tutte le norme di riferimento che regolano l'attività di pianificazione del sistema elettrico.

1.2 Regolamentazione a livello europeo 2015

Pacchetto Unione Energia

Il Pacchetto Unione Energia si compone dei seguenti 3 documenti:

- la Strategia quadro per un'Unione dell'Energia e il relativo piano di azione;
- la Strategia per il conseguimento dell'obiettivo di interconnessione del 10% entro il 2020;
- la Strategia in materia di cambiamenti climatici oltre il 2020 in preparazione della Conferenza di Parigi di dicembre 2015.

La **Strategia quadro per un'Unione dell'Energia** rappresenta una *roadmap* per costruire un sistema energetico integrato a livello continentale, basato sulla concorrenza, su un uso efficiente delle risorse e su una regolamentazione efficace, che permetta la sicurezza degli approvvigionamenti, la riduzione delle emissioni inquinanti e la competitività delle imprese. Le principali aree di intervento della Strategia riguardano:

- Sicurezza Energetica, in termini di:
 - diversificazione dell'approvvigionamento (sia in termini di fonti energetiche che di paesi fornitori) nel settore del gas;
 - sicurezza delle forniture elettriche, con particolare riferimento all'adeguatezza e alle misure di prevenzione dai rischi di interruzioni in situazioni particolari.

Il piano di azione della Commissione Europea in materia di sicurezza prevede per il settore elettrico la revisione nel 2016 della Direttiva in materia di sicurezza degli approvvigionamenti elettrici e investimenti nelle infrastrutture.

- Mercato interno dell'energia e le azioni proposte per il completamento del mercato unico dell'energia riguardano:
 - il completamento dell'attuazione del Terzo Pacchetto energia a livello nazionale;
 - il supporto dell'UE alla realizzazione dei progetti di interesse comune (PCI) anche attraverso l'utilizzo degli strumenti finanziari disponibili;
 - la revisione del quadro regolatorio e il rafforzamento della *governance* di ACER ed ENTSO-E;
 - il rafforzamento del coordinamento e della cooperazione su base regionale con nuove iniziative con l'obiettivo di realizzare l'integrazione a livello europeo;

- una proposta legislativa sul disegno complessivo del mercato elettrico che riguarderà i meccanismi di capacità, il sostegno alle rinnovabili, gli strumenti di flessibilità della domanda, la generazione distribuita e lo sviluppo di dorsali di trasmissione a lunga distanza (*Supergrid*) e delle nuove tecnologie di *storage*.

- **Efficienza Energetica:** La strategia prevede tre azioni dedicate all'efficienza energetica: la revisione della legislazione per il conseguimento del target del 27% di risparmio energetico nel 2030, il lancio di strumenti finanziari per la riduzione dei consumi negli edifici e un pacchetto di misure per l'efficienza nel settore dei trasporti.

In vista della presentazione della nuova proposta legislativa finalizzata al raggiungimento dell'obiettivo fissato dal Consiglio Europeo, la Commissione europea ha avviato una consultazione pubblica con scadenza il 29 gennaio 2016.

- **Decarbonizzazione e Rinnovabili:** La politica climatica dell'Ue punta al raggiungimento del target del 40% di riduzione obbligatoria delle emissioni di CO2 fissato nel pacchetto energia e clima per il 2030, al buon funzionamento del sistema di scambio delle emissioni di carbonio (*Emission Trading System*) e a politiche energetiche che rendano l'Europa leader globale nel settore delle rinnovabili. Le azioni previste dalla Commissione per la decarbonizzazione dell'economia comprendono un pacchetto per la promozione delle rinnovabili nel triennio 2016-2017 e una legislazione per centrare l'obiettivo di riduzione delle emissioni inquinanti.

- **Ricerca e Innovazione:** La strategia propone l'aggiornamento delle tecnologie nei settori energetico, industriale e dei trasporti, ancora troppo legati ai combustibili fossili. In particolare, per stimolare gli investimenti in ricerca e innovazione, la Commissione prevede l'aggiornamento del Piano strategico per le tecnologie energetiche (SET Plan).

Progetti di Interesse Comune (PIC): adozione del Secondo Elenco dell'Unione Europea

In attuazione del Regolamento CE n. 347/2013 recante gli orientamenti per le infrastrutture energetica e in coerenza con gli obiettivi del Pacchetto Energy Union, il 18 novembre 2015 la Commissione europea ha adottato il secondo elenco dei Progetti di interesse comune (PIC), che sostituisce e aggiorna l'atto delegato n. 1391/2013. Il secondo elenco contiene 195 progetti di interesse comune a fronte del primo elenco che ne conteneva 250. I progetti risultano così ripartiti: 108 riguardano l'elettricità, 77 il gas, 7 il petrolio e 3 le smart grid.

Per quanto riguarda l'Italia, l'elenco adottato contiene i seguenti progetti: l'Interconnessione Italia-Francia Piossasco Grande Ile (Savoia- Piemonte), Interconnector Italia -Svizzera (Airolo – Baggio), Interconnessione Italia –Austria (Veneto- Lienz), Interconnessione Italia – Montenegro (Villanova- Lastva), Interconnessione Italia – Slovenia (Salgareda- Divaca). Sono inoltre considerati progetti di interesse comune il progetto Smart Grid Green-Me, tra Francia e Italia e le interconnessioni merchant Italia Austria (Somplago Wulmak) e Italia Svizzera (Verderio Sils).

Fondo europeo per gli investimenti strategici: Regolamento (UE) 2015/1017 relativo al Fondo europeo per gli investimenti strategici, al polo europeo di consulenza sugli investimenti e al portale dei progetti di investimento europei e che modifica i regolamenti (UE) n. 1291/2013 e (UE) n. 1316/2013

Lo scopo del FEIS è fornire sostegno economico agli investimenti strategici nell'UE (comprese le infrastrutture energetiche) e favorire l'accesso al finanziamento delle imprese con più di 3000 dipendenti, prevalentemente attraverso un sistema di garanzie europee. Gli Stati Membri possono partecipare al FEIS che è aperto anche a terze parti, quali Banche Nazionali o agenzie pubbliche o entità del settore privato.

La gestione del FEIS è affidata ad uno "*Steering Board*" che decide gli orientamenti generali, le linee guida degli investimenti che possono essere supportati dal FEIS, i criteri di selezione dei progetti e le strategie politiche. La partecipazione allo *Steering Board* è riservata ai soggetti che

contribuiscono al FEIS (inizialmente Commissione Europea e BEI) il cui diritto di voto è proporzionale al contributo stesso.

In aggiunta è prevista l'istituzione dell' *Investment Committee* - che risponde allo *Steering Board* – responsabile della valutazione e della selezione dei progetti finanziabili dal FEIS. L'Investment Committee è composto da 6 esperti indipendenti e un Direttore Generale (designato dallo Steering Board su proposta della Commissione Europea e della BEI).

I progetti che potranno essere finanziati devono essere economicamente e tecnicamente fattibili, di valore aggiunto europeo e conformi alle priorità politiche dell'UE ma non necessariamente dovranno essere progetti transfrontalieri.

Il Fondo è finanziato con una dotazione iniziale di 21 mld: 5 miliardi provenienti da risorse BEI e da 16 miliardi sotto forma di garanzia UE: il valore atteso di investimenti complessivo è 315 miliardi di €.

La proposta di Regolamento è accompagnata dalle Linee Guida, con i seguenti 3 principali obiettivi:

- incoraggiare un'effettiva implementazione delle riforme strutturali: gli Stati Membri che avranno sfiorato la soglia del deficit del 3% ma che al contempo hanno implementato riforme strutturali, avranno maggiore tempo per correggere e riparare alla procedura di deficit eccessivo;
- promuovere gli investimenti nel contesto del FEIS; a tal riguardo la Commissione UE ha chiarito che:
 - I contributi versati al FEIS dagli Stati Membri non verranno conteggiati nell'eventuale sfioramento del 3% di deficit;
 - uno Stato Membro potrà beneficiare della "clausola d'investimento" sotto 3 condizioni:
 - se la sua crescita economica è negativa o al di sotto del suo potenziale;
 - se la deviazione dagli obiettivi di bilancio di medio termine non portano al superamento del limite di deficit del 3%;
 - la deviazione dagli obiettivi di bilancio di medio termine è dovuta a spese nazionali su progetti cofinanziati dall'UE nell'ambito delle politiche Strutturali e di Coesione, del CEF o di progetti di investimento cofinanziati dal FEIS.
- tener conto del ciclo economico in ciascun Stato Membro, introducendo una matrice che specifica l'aggiustamento fiscale atteso dai vari Stati a seconda del periodo di difficoltà economica che lo Stato Membro sta attraversando.

Comunicazione della Commissione sul ruolo delle Banche Promozionali Nazionali (BPN) a sostegno del Piano di Investimenti per l'Europa (COM 361-2015 del 22 luglio 2015)

L'attuazione del Piano Europeo per gli investimenti strategici, che la Commissione Europea ha inteso avviare con l'adozione del Regolamento 2015/1017 istitutivo del FEIS presuppone un ampio coinvolgimento oltre che della BEI anche delle altre istituzioni finanziarie a sostegno degli investimenti. A tal fine la Commissione Europea con l'adozione della comunicazione in oggetto evidenzia il ruolo chiave delle Banche di promozione nazionali (BPN) a supporto degli investimenti attraverso la costituzione delle piattaforme di investimento (società veicolo, accordi etc in cui incanalare i contributi finanziari) e per le attività di cooperazione tra queste Banche e la stessa BEI per il funzionamento del FEIS.

1.3 Atti normativi emanati nel corso del 2015

Legge 23 dicembre 2014, n. 190, recante disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge di stabilità 2015)

La legge di stabilità 2015, pubblicata in Gazzetta ufficiale il 29 dicembre 2014 e in vigore dal 1° gennaio 2015, ha previsto l’inserimento delle reti elettriche in alta e altissima tensione e delle relative porzioni di stazioni di proprietà di Ferrovie dello Stato o di società dalla stessa controllate nella RTN, con efficacia subordinata al perfezionamento dell’acquisizione dei suddetti *asset* da parte di Terna o di una sua controllata.

Decreto ministeriale 16 Gennaio 2015 recante criteri e modalità per le importazioni e le esportazioni di energia elettrica per l’anno 2015

Il decreto ministeriale 16 gennaio 2015 ha disposto in ordine alla capacità di trasporto assegnabile per l’anno 2015 tenuto conto degli accordi internazionali; vengono altresì confermate le modalità di ripartizione dei proventi dell’assegnazione della capacità di trasporto sulle interconnessioni.

Decreto ministeriale 11 Febbraio 2015 recante l’approvazione del Manuale delle procedure per il procedimento di rilascio delle autorizzazioni applicabili ai progetti di interesse comune (Regolamento (UE) N. 347/2013 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee)”

Il Manuale rappresenta una guida per i promotori dei progetti di interesse comune (*PCI_Project of Common Interest*) in merito alla procedura di rilascio delle autorizzazioni. In particolare, il Manuale si applica ai Progetti di Interesse Comune per i quali il promotore abbia presentato istanza di autorizzazione dopo il 16 novembre 2013, e definisce il procedimento di rilascio delle autorizzazioni, che si compone di 2 momenti:

- procedura di pre-applicazione, nell’ambito della quale viene avviata la consultazione pubblica del progetto; essa precede l’avvio del procedimento della fase di autorizzazione e ha una durata massima di 24 mesi. Al termine di tale fase, il promotore del progetto notifica i risultati della consultazione corredati dal progetto preliminare dell’opera che l’Autorità competente, ovvero il Ministero dello Sviluppo Economico, entro i 3 mesi successivi, approva o respinge.
- procedura legale di rilascio delle autorizzazioni, ovvero la procedura di autorizzazione unica che comprende e sostituisce tutte le autorizzazioni e i consensi necessari alla realizzazione e all’esercizio delle infrastrutture, ricorrendo allo strumento della “conferenza di servizi”. La durata massima di tale fase è di 180 giorni, al termine della quale il MISE rilascia l’autorizzazione unica del progetto.

Legge 22 maggio 2015, n. 68 Disposizioni in materia di delitti contro l’ambiente

La legge introduce nuove fattispecie di reato di carattere ambientale nel codice penale.

Legge 9 luglio 2015 n. 114, recante delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l’attuazione di altri atti dell’Unione europea – Legge di delegazione europea 2014

La legge 114/15 (Legge di delegazione europea 2014) prevede l’adozione da parte del Governo di alcuni decreti legislativi di recepimento di direttive europee di interesse per le attività svolte in attuazione del Piano di Sviluppo e in particolare la direttiva 2014/52/UE in materia di VIA (da recepire entro il 16 maggio 2017) e la Direttiva 2013/35/UE sull’esposizione dei lavoratori ai campi elettrici e magnetici (da recepire ai sensi della Direttiva stessa entro il 1° luglio 2016).

Legge 29 Luglio 2015 n.115, recante disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea - Legge Europea 2014

La legge del 29 Luglio 2015 (Legge europea 2014) prevede in relazione all'assegnazione della capacità di scambio con l'estero, che *"L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico individua le modalità e le condizioni delle importazioni e delle esportazioni di energia elettrica per mezzo della rete di trasmissione nazionale, tenendo conto degli indirizzi adottati dal Ministro dello sviluppo economico in relazione agli impegni sull'utilizzo della capacità di transito di energia elettrica derivanti da atti e da accordi internazionali nonché da progetti comuni definiti con altri Stati"*.

Legge 7 agosto 2015, n. 124, recante deleghe al Governo in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche

La legge contiene una delega al Governo per la riforma della conferenza di servizi, da attuare entro il 28 agosto 2016. I criteri di delega prevedono la riduzione dei casi in cui essa è obbligatoria, forme di coordinamento o rappresentanza unitaria per le amministrazioni partecipanti e l'introduzione di una modalità asincrona e telematica di svolgimento dei lavori.

Inoltre, la legge modifica direttamente le disposizioni che disciplinano l'esercizio dei poteri di autotutela da parte dell'amministrazione pubblica.

Legge 28 dicembre 2015, n. 208, recante disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge di stabilità 2016)

La legge di stabilità 2016 interviene sulla disciplina degli *interconnector* prevedendo una proroga al 31 dicembre 2021 del regime di import virtuale di cui al comma 6 dell'art. 32 della legge 99/09. Ammette la possibilità per il Ministero dello Sviluppo Economico di poter indicare un periodo di esenzione inferiore ai venti anni ed istituisce presso Terna un fondo di garanzia nel quale confluiscono le somme, determinate in misura pari a 1 euro/MWh per anno, che i soggetti aggiudicatari ovvero cessionari della potenza assegnata che abbiano assunto l'impegno con Terna di finanziamento sono tenuti a versare.

Decreto legge 30 dicembre 2015, n. 210 recante proroga dei termini previsti da disposizioni legislative

Il decreto legge 210/15 ha prorogato fino al 2017 il regime di superinterrompibilità in Sicilia e Sardegna, per quantità massime pari a 400 MW in Sardegna e 200 MW in Sicilia e con l'assegnazione diretta di una valorizzazione annua del servizio stesso pari a 170.000 €/MW.

Lo stesso decreto rinvia all'AEEGSI il compito di ridefinire, per le medesime utenze connesse in alta e altissima tensione, a decorrere dal 1° gennaio 2016, la struttura delle componenti tariffarie relative agli oneri generali.

Inoltre, in relazione alla normativa AIA, rinvia di un anno, al 1° gennaio 2017, il termine a decorrere dal quale ai grandi impianti di combustione anteriori al 2013 si applicano i valori limite di emissione di cui alla Parte Quinta del Codice Ambiente (D.Lgs. 152/2006). La proroga vale solo per gli impianti per i quali sono state regolarmente presentate istanze di deroga. Sino alla definitiva pronuncia dell'Autorità competente in merito all'istanza, e comunque non oltre il 1° gennaio 2017, le relative autorizzazioni continuano a costituire titolo all'esercizio a condizione che il gestore rispetti anche le condizioni aggiuntive indicate nelle istanze di deroga.

Schema di decreto ministeriale del 20 Maggio 2015 recante la revisione incentivi impianti rinnovabili diversi dal fotovoltaico

È in fase di adozione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico un nuovo decreto di attuazione dell'articolo 24 del d.lgs. 28/11 che disciplina le modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico.

Lo schema di decreto reso noto dal Ministero dello sviluppo economico - non ancora approvato in via definitiva - è volto a stabilire le nuove tariffe incentivanti, per gli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico che dovrebbero applicarsi agli impianti che entreranno in esercizio dopo l'entrata in vigore del provvedimento, fino al 1° dicembre 2016 o, se anteriore, al raggiungimento di un costo cumulativo annuo degli incentivi pari a 5,8 Mld €. Nello schema pubblicato sul sito del Ministero dello sviluppo economico è contenuta anche la disciplina delle modalità con cui i gestori di rete forniscono indicazioni al GSE relativamente alle zone ad elevata concentrazione di impianti non programmabili in esercizio, per le quali si manifestano criticità nella gestione delle reti.

1.4 Delibere AEEGSI emanate nel corso del 2015

Delibera 3/2015/A: Quadro strategico dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico per il quadriennio 2015-2018

Con tale provvedimento l'Autorità definisce il Quadro Strategico per il periodo 2015-2018 della regolazione nei settori dell'energia elettrica, del gas e del settore idrico.

L'adozione del Quadro strategico ha l'obiettivo di illustrare le linee e le misure di intervento strategiche su cui l'Autorità intende concentrarsi in via prioritaria nel quadriennio 2015 – 2018 alla luce dell'evoluzione del contesto di riferimento sia a livello nazionale, sia a livello europeo.

Al fine di rafforzare la propria trasparenza e accountability, l'Autorità si impegna a rivedere con cadenza annuale il proprio quadro strategico e a rendicontare le attività effettivamente svolte anche al fine di giustificare eventuali scostamenti rispetto a quanto previsto nel quadro strategico stesso.

In sintesi, per quanto riguarda il settore elettrico, l'AEEGSI individua le seguenti linee strategiche sulla base delle quali orientare l'evoluzione della regolazione del settore:

- Responsabilizzazione degli operatori di rete per uno sviluppo selettivo delle infrastrutture;
- Maggiore efficienza, sicurezza e integrazione del mercato elettrico italiano;
- Maggiore concorrenza nel mercato retail attraverso la partecipazione sempre più attiva e consapevole della domanda;
- Sviluppo di strumenti atti a promuovere la *compliance* regolatoria.

Delibera 517/2015/R/eel, recante “Definizione della remunerazione delle reti elettriche in alta e altissima tensione di proprietà della Società Ferrovie dello Stato Italiane S.p.A. oggetto di inserimento nell'ambito della rete di trasmissione nazionale”

Con tale provvedimento, l'Autorità ha definito la remunerazione degli *asset* di trasmissione di energia elettrica di proprietà della società ferrovie dello stato italiane (FSI), oggetto di inserimento nell'ambito della RTN ai sensi dell'articolo1, comma 193, della legge 190/2014 (legge di stabilità 2015).

Delibera 45/2015/R/eel: Avvio del *market coupling* sulle interconnessioni Italia-Slovenia, Italia-Austria e Italia-Francia

Con tale provvedimento, l'Autorità approva i documenti e gli schemi contrattuali per l'avvio del *market coupling* sulle interconnessioni tra l'Italia con Slovenia, Francia ed Austria, rinviando a successivi provvedimenti la revisione del quadro regolatorio del mercato elettrico italiano per l'integrazione con il *market coupling* europeo. In particolare, viene avviato un procedimento cui ha fatto seguito il documento di consultazione 605/2015/R/eel, che illustra i primi orientamenti dell'Autorità in merito alla possibilità e alle implicazioni derivanti dall'eventuale introduzione dei prezzi negativi nel mercato elettrico italiano in esito al regolamento (UE) n. 1222/2015 della Commissione in materia di allocazione della capacità e gestione delle congestioni (CACM).

Delibera 79/2015/R/eel: Completamento della regolazione in materia di teledistacco degli impianti di produzione eolici e fotovoltaici di potenza maggiore o uguale a 100 kW connessi in media tensione per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale

Con tale provvedimento l'Autorità ha provveduto a completare la regolazione in materia di teledistacco degli impianti di produzione eolici e fotovoltaici di potenza maggiore o uguale a 100 kW connessi in Media Tensione al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale. In particolare, l'Autorità ha confermato i valori dei premi, già stabiliti con la delibera 421/2014/R/eel, da riconoscere ai produttori che si adeguino alle prescrizioni del nuovo allegato A.72 del Codice di Rete entro il mese di giugno 2015. L'Autorità ha altresì stabilito che tutte le imprese distributrici che dispongano di almeno una cabina primaria, anche se non direttamente connessa alla RTN, siano tenute a implementare il sistema centralizzato per l'invio dei segnali necessari per l'attivazione del teledistacco. Esclusivamente per tali imprese di distribuzione, inizialmente non ricomprese nel campo di applicazione della delibera 421/2014/R/eel, è prevista una proroga dei termini per l'implementazione degli adempimenti a proprio carico.

Delibera 95/2015/R/eel: Proposta al Ministero dello Sviluppo Economico per l'anticipazione della fase di piena attuazione del mercato della capacità

Con tale deliberazione, l'Autorità propone al Ministero dello Sviluppo Economico di anticipare gli effetti pro-competitivi e di garanzia per la sicurezza del sistema previsti dalla fase di piena attuazione del mercato della capacità, definendo una fase di prima attuazione di tale mercato.

La fase di prima attuazione prevede talune semplificazioni volte a minimizzare i tempi di implementazione e principalmente:

- ricorso a forme alternative di garanzia;
- decorrenza del primo periodo di consegna dal 1 gennaio 2017 e ultimo periodo di consegna non oltre il 31 dicembre 2020;
- periodo di consegna annuale;
- nelle more della piena partecipazione attiva della domanda e dell'estero, considerazione in maniera stocastica dei rispettivi contributi.

Nell'ambito di tale provvedimento, l'Autorità ha tra l'altro richiesto a Terna di adoperarsi al fine di addivenire ad accordi con i gestori esteri per definire le procedure di partecipazione attiva dell'estero al mercato della capacità al fine di incrementare le condizioni di concorrenza e di reciprocità fra paesi membri.

Delibera 251/2015/R/eel: Accertamento dello stato di raggiungimento delle *milestone* degli investimenti strategici di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, relativi all'anno 2014

Con tale provvedimento l'Autorità ha accertato lo stato di raggiungimento delle *milestone* degli interventi di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale previste per l'anno 2014, ivi incluse le *milestone* relative ad anni successivi e conseguite in anticipo, oltre al superamento della soglia del 70% del valore convenzionale complessivo delle suddette *milestone*. L'Autorità ha altresì disposto il riconoscimento a Terna dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso afferenti gli investimenti della tipologia I=3 esistenti al 31 dicembre 2014, a valere sulle tariffe di trasmissione relative all'anno 2016.

Delibera 393/2015/R/eel: Riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica e conseguente attivazione del progetto interdirezionale RDE (Riforma del Dispacciamento Elettrico)

Con tale provvedimento l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla formazione di provvedimenti per la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento. Al fine di provvedere a tale riforma del mercato, viene avviato il progetto interdirezionale "Riforma

Dispacciamento Elettrico”, da concludersi entro il 31 dicembre 2016 e nella responsabilità del Dipartimento per la Regolazione, cui è affidato, tra l’altro, il compito di indirizzare e monitorare la partecipazione di Terna a progetti volti a sperimentare modalità di integrazione transfrontaliera dei mercati di bilanciamento e di compilare un testo integrato del Dispacciamento elettrico, in sostituzione dell’Allegato A della deliberazione dell’Autorità 111/06 attualmente in vigore.

Delibera 397/2015/R/eel: Aggiornamento delle *milestone* e delle date obiettivo degli investimenti strategici di sviluppo della rete di trasmissione nazionale

Con tale provvedimento l’Autorità ha aggiornato il perimetro degli investimenti strategici di cui al comma 22.5, lettera c) del TIT (investimenti I=3) e le relative *milestone* e date obiettivo approvate con deliberazione 40/2013/R/eel e modificate con deliberazione 654/2014/R/eel, disponendo il differimento al 30 novembre 2015 del termine di cui al punto 4 della deliberazione 654/2014/R/eel per la presentazione, da parte di Terna, del quadro aggiornato e completo degli elementi informativi di natura progettuale e di finanziamento relativi all’interconnessione n.1 “Italia - Balcani”, con esplicita e concreta evidenza della minore onerosità tariffaria attesa in relazione a tale intervento.

Delibera 400/2015/R/eel: Interventi finalizzati alla semplificazione delle condizioni economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA)

Con tale provvedimento l’Autorità integra la disciplina relativa alle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti in conformità alle disposizioni definite dal decreto del Ministro dello Sviluppo economico del 19 maggio 2015. Tale decreto ha approvato il Modello Unico per la realizzazione, la connessione e l’esercizio di impianti fotovoltaici con specifiche caratteristiche relative alla tipologia di impianto (tra cui, potenza nominale non superiore a 20kW; potenza non superiore a quella già disponibile in prelievo; realizzato presso cliente finale già dotato di punti di prelievo attivi in bassa tensione). Le disposizioni della delibera hanno quindi la finalità di introdurre semplificazioni nei casi più semplici di connessioni.

Delibera 486/2015/R/eel, recante “Determinazioni in materia di impianti essenziali e modifiche ed integrazioni alla disciplina di riferimento” e Delibera 496/2015/R/eel recante “Disposizioni sugli impianti essenziali nelle macrozone Sardegna e Sicilia”

Le deliberazioni determinano per l’anno 2016 i valori dei parametri tecnico-economici rilevanti ai fini dell’applicazione della disciplina di remunerazione alternativa ai regimi tipici, con riferimento alla macrozona Continente ed ai raggruppamenti di impianti essenziali ex Del. 111/06 nelle macrozone Sardegna e Sicilia; la Delibera 496/2015/R/eel inoltre integra la disciplina - rilevante per la macrozona Sicilia - relativa al regime di essenzialità ex art. 23, comma 3bis, del decreto-legge 91/14, per tenere conto, tra l’altro, del posticipo dell’entrata in operatività dell’intervento Sorgente – Rizziconi.

Delibera 511/2015/R/eel: Proroga della validità di suddivisione della rete elettrica rilevante in zone

Con tale deliberazione, l’Autorità conferma, per l’anno 2016, la configurazione zonale attualmente vigente, richiedendo a Terna la presentazione di una proposta nei termini e secondo i criteri pro tempore vigenti, per la definizione di una nuova configurazione zonale italiana per il periodo 2017-2019.

Deliberazioni 539/2015/R/eel - Regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di sistemi di distribuzione chiusi

Con tale provvedimento l’Autorità ha approvato il Testo integrato delle disposizioni per la regolazione dei Sistemi di distribuzioni chiusi (TISDC) da applicarsi a decorrere dall’1 gennaio 2017. In particolare, con tale deliberazione l’Autorità ha inteso completare il quadro definitivo in

materia di reti elettriche stabilendo che le stesse siano classificabili, sulla base dell'attuale quadro normativo, in reti pubbliche, ovvero reti gestite da soggetti titolari di una concessione di trasmissione o distribuzione, e sistemi di distribuzione chiusi (SDC), ovvero reti elettriche private che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e che, ad eccezione di alcuni casi, non rifornisce clienti civili. Inoltre, l'Autorità ha definito la regolazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e vendita nel caso di SDC esistenti alla data di entrata in vigore della legge 99/09, equiparando, per quanto possibile, il gestore del SDC ad un distributore seppur privo di concessione.

Deliberazione 558/2015/R/eel - Aggiornamento delle procedure delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione – TICA

Con tale provvedimento l'Autorità ha aggiornato il Testo integrato delle connessioni attive (TICA) al fine di superare criticità segnalate da parte dei gestori di rete e di tener conto degli esiti delle procedure di risoluzione delle controversie sorte dinanzi all'Autorità in materia di connessione. Tra gli aspetti più rilevanti si segnalano i seguenti:

- facoltà per il gestore di rete, nel caso di connessioni in AT e AAT, di ricomprendere tra gli impianti di rete per la connessione l'impianto per la connessione individuato inizialmente come impianto di utenza;
- possibilità per il gestore di rete, in caso di esito negativo del procedimento autorizzativo, di annullare il preventivo di connessione anche sulla base di informazioni in proprio possesso, previa verifica con l'organismo competente, senza necessariamente attendere la comunicazione da parte del produttore;
- definizione dello stato di "messa in conservazione" di un impianto di produzione e della procedura per la messa in conservazione e per la eventuale riattivazione dell'impianto;
- regolamentazione della voltura della pratica di connessione.

L'Autorità ha altresì positivamente verificato le modifiche al Capitolo 1 del Codice di rete, nonché gli allegati A.2 -Guida agli schemi di connessione- e A.57 -Contratto tipo per la connessione alla RTN- così come trasmesse da Terna a luglio 2015.

Deliberazione 573/2015/R/eel recante "Disposizioni in tema di impianti essenziali nelle macrozone Continente e Sardegna per l'anno 2016. Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità 111/06", Deliberazione 574/2015/R/eel recante "Disposizioni in tema di impianti essenziali nella macrozona Sicilia", Deliberazione 663/2015/R/eel recante "Determinazione in merito alle richieste di ammissione, per l'anno 2016, al regime di integrazione dei costi, ex deliberazione dell'Autorità 111/06" e Deliberazione 649/2015/R/eel recante "Approvazione degli schemi contrattuali relativi ai regimi alternativi degli impianti essenziali, per l'anno 2016"

Con la delibera 573/2015/R/eel l'Autorità ha determinato i valori di alcuni parametri rilevanti per l'applicazione dei regimi tipici agli impianti di produzione essenziali, nelle macrozone Continente e Sardegna, per l'anno 2016.

Con la delibera 574/2015/R/eel l'Autorità ha altresì determinato, con riferimento alla macrozona Sicilia, i valori di alcuni parametri rilevanti per l'applicazione dei regimi tipici e del regime di cui al decreto-legge n. 91/14, come convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, agli impianti di produzione essenziali.

Con la delibera 663/2015/R/eel l'Autorità ha poi individuato le unità di produzione essenziali ex deliberazione 111/06 che sono ammesse al regime di reintegrazione dei costi per l'anno 2016, stabilendo che Terna modifiche conseguentemente l'Allegato A27 al Codice di rete.

Con la deliberazione 649/2015/R/eel l’Autorità ha infine approvato gli schemi contrattuali relativi ai regimi alternativi degli impianti essenziali per l’anno 2016 trasmessi da Terna.

Deliberazione 583/2015/R/com recante “Criteri per la determinazione e l’aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per le regolazioni infrastrutturali dei settori elettrico e gas”

Con tale provvedimento l’Autorità ha approvato i criteri per la determinazione e l’aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (Allegato A - TIWACC 2016-2021), che trovano applicazione nel periodo 1 gennaio 2016 - 31 dicembre 2021. In particolare, l’Autorità ha fissato il periodo regolatorio del WACC pari a 6 anni (2016-2021)(c.d. PWACC), suddiviso in due sub-periodi.

Deliberazione 654/2015/R/eel recante “Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica”

Con la deliberazione 654/2015, l’Autorità definisce la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo 2016-2023, approvando il “Testo integrato delle disposizioni per l’erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica” (TIT), il “Testo integrato delle disposizioni per l’erogazione del servizio di misura dell’energia elettrica” (TIME) e il “Testo integrato delle condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione” (TIC), con validità dal 1 Gennaio 2016.

Il provvedimento, esito di un articolato processo di consultazione con la pubblicazione di numerosi documenti, prevede fra l’altro:

- la fissazione della durata del nuovo periodo regolatorio per la trasmissione elettrica in 8 anni, dal 2016 al 2023, suddividendolo in due sotto-periodi di 4 anni: il primo (NPR1), dal 2016 al 2019, il secondo (NPR2), dal 2020 al 2023;
- l’adozione nel NPR1 di criteri tariffari con schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi operativi e schemi di regolazione del tipo *rate-of-return* per i costi di capitale, in sostanziale continuità di metodo, e l’adozione in via evolutiva nel NPR2 di un approccio in chiave di controllo complessivo della spesa (*totex*) come sarà successivamente definito;
- la fissazione dei livelli iniziali (riferiti all'anno 2016) dei costi riconosciuti e dei criteri di aggiornamento degli stessi per i rimanenti anni del NPR1;
- la fissazione delle regole per la promozione selettiva degli investimenti;
- l’adozione di una nuova articolazione della tariffa di trasmissione con struttura binomia in potenza ed energia;
- la fissazione dei parametri beta relativi al settore elettrico, consentendo, unitamente a quanto stabilito con la citata deliberazione 583/2015/R/com, la determinazione dei relativi tassi di remunerazione del capitale investito.

Deliberazione 653/2015/R/eel recante “Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023”

Con tale provvedimento l’Autorità approva le disposizioni in materia di regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023.

Le principali novità riguardano:

- la regolazione premi penalità dell’Energia non fornita di riferimento, che viene confermata al netto della quota parte riferibile ai clienti finali AT, ed applicata all’intera rete di trasmissione;

- la regolazione individuale per clienti finali AT: sono introdotti nuovi standard sul numero massimo di interruzioni lunghe e brevi e sulla durata massima delle interruzioni, e indennizzi automatici in caso di mancato rispetto di tali standard; per i clienti finali AT che si doteranno di apposita apparecchiatura è previsto un monitoraggio di due anni delle interruzioni transitorie e dei buchi di tensione, con la prospettiva che vengano introdotti standard e indennizzi automatici anche per tali tipologie di eventi;
- obblighi per l'impresa di trasmissione di pubblicazione dei valori massimo e minimo della tensione efficace attesa ed effettiva per ogni utente AT (cabine primarie, clienti finali, produttori);
- altri meccanismi di regolazione incentivante di natura *output-based* per la promozione selettiva degli investimenti, in merito ai quali nel corso del 2016 l'Autorità presenterà ulteriori orientamenti.

Infine, con riferimento alla vulnerabilità del sistema elettrico, intesa come prevenzione della rete da interruzioni dovute ad eventi meteorologici severi e persistenti, l'Autorità prevede l'istituzione di un tavolo tecnico dove approfondire le tematiche legate all'incremento della resilienza del sistema.

Deliberazione 646/2015/R/eel recante “Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023 - TIQE”

Con tale provvedimento l'Autorità approva le disposizioni in materia di regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023.

Fra i principali aspetti di interesse ai fini del presente Piano si ricordano:

- la previsione dell'obbligo, per le imprese distributrici che servono più di 50.000 utenti di trasmettere entro il 30 settembre 2016 all'Autorità un piano di lavoro finalizzato all'adozione di misure regolatorie volte all'incremento della resilienza del sistema elettrico, in modo coordinato con Terna e le imprese distributrici interconnesse e sottese;
- la definizione e l'incentivazione, per mezzo di meccanismi di incentivazione *output-based*, di funzionalità di osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti MT

1.5 Provvedimenti in corso di predisposizione

Tra i provvedimenti rilevanti dei quali si attende l'adozione si segnalano:

Documento per la consultazione 464/2015/R/eel: Servizio di trasmissione dell'energia elettrica - un modello di sviluppo selettivo degli investimenti - Orientamenti iniziali

Il documento illustra gli orientamenti iniziali dell'Autorità in merito alla selettività degli investimenti di sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica, considerando a tale fine l'evoluzione della metodologia di analisi costi-benefici per gli investimenti. Il documento di consultazione, ad eccezione dell'Appendice C relativa allo sviluppo della metodologia di analisi costi/benefici, è da ritenersi assorbito dalle successive deliberazioni 653/2015/R/eel e 654/2015/R/eel.

L'Appendice C, la cui consultazione si concluderà il 31 gennaio 2016, fornisce alcune osservazioni e considerazioni preliminari per l'evoluzione della metodologia di analisi costi-benefici verso una “CBA 2.0” che sia congruente con l'obiettivo strategico dell'Autorità di uno sviluppo selettivo degli investimenti di trasmissione e che possa essere utilizzata per meccanismi selettivi di promozione degli investimenti, distinguendo investimenti ad elevata utilità ed identificando ulteriormente le priorità di sviluppo sulla base del rapporto benefici/costi e dell'utilità degli investimenti a fronte delle inevitabili incertezze sul futuro.

