

Piano di Sviluppo **2017**

Il presente Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale edizione 2017 (di seguito PdS 2017) 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 2017 rappresenta il piano del cambiamento: cambia il contesto energetico, caratterizzato da un lato dai **nuovi obiettivi climatici** derivanti dalla sottoscrizione degli accordi di Parigi (Conference of Parties 21 COP21 del 12 Dicembre 2015) e dall'altro dal mutato contesto regolatorio previsto dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) che ha rivisto le logiche della regolazione basandosi su un sistema **output-based** teso a misurare i benefici degli interventi di sviluppo ed individuare soluzioni globalmente più efficienti, a minor costo e minor impatto ambientale.

Il pacchetto "Unione dell'energia", pubblicato dalla Commissione Europea il 25 febbraio 2015, mira a garantire all'Europa e ai suoi cittadini energia sicura, sostenibile e a prezzi accessibili. Misure specifiche riguardano cinque settori chiave, fra cui la de-carbonizzazione (**De-Carbonization**), l'integrazione e l'efficienza dei mercati (**Market Efficiency**) e la sicurezza energetica (**Security of Supply**).

Misure confermate dalla stessa Commissione Europea che con la recente pubblicazione del Winter Package, ovvero il documento "Clean Energy for all Europeans", propone una revisione delle varie direttive sull'energia finalizzata ad implementare i cinque settori chiave (efficienza energetica, riduzione dell'emissioni, innovazione e ricerca, integrazione dei mercati e sicurezza) con l'obiettivo di apportare benefici tangibili ai cittadini europei anche in termini di lavoro, sviluppo e nuovi investimenti.

L'Accordo di Parigi fissa un nuovo e più sfidante obiettivo per tutti i firmatari, inclusi l'Italia e l'Unione europea: *"contenere l'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2°C rispetto ai livelli pre-industriali perseguendo tutti gli sforzi necessari per limitare tale aumento a 1,5°C"*. Per rispettare l'Accordo di Parigi, l'Unione europea e, quindi, l'Italia dovrà rivedere in modo significativo i propri impegni climatici al 2030. Per queste ragioni si rende necessario e quanto mai urgente varare una **nuova Strategia energetica nazionale sostenibile**, con un orizzonte temporale al 2030, preceduto da tappe di avvicinamento intermedie riferite al 2020 e 2025, e accompagnata da indicazioni strategiche riferite al 2050. Partendo, dai suddetti nuovi obiettivi climatici, tale Strategia deve delineare la trasformazione che si prospetta per il sistema energetico nazionale e fornire le indicazioni (approcci e politiche) che sosterranno tale trasformazione.

In tale contesto, anche Terna, in qualità di Gestore della Rete di Trasmissione, sarà chiamata a contribuire alla *"De-carbonization"* attraverso l'implementazione di un piano e prefigurando sviluppi della rete che consentano di raggiungere obiettivi anche più sfidanti.

La struttura e il mix del parco di generazione europeo in generale e italiano in particolare sono in fase di profonda trasformazione (Market Efficiency). Parallelamente lo sviluppo delle nuove Direttive Europee inerenti il Market Design nonché la declinazione anche a livello nazionale di nuovi meccanismi (in particolare Capacity Market e riforma MSD) incideranno profondamente sulla evoluzione del sistema elettrico.

Il Market Design dovrà comunque tener conto di adeguate metodologie di valutazione inerenti l'adeguatezza del parco elettrico nazionale e le sue evoluzioni. In particolare, la progressiva dismissione del parco elettrico termico convenzionale, registrata negli ultimi anni, e l'andamento del fabbisogno alla punta rendono necessari approfondimenti su quali possano essere gli strumenti più idonei a migliorare i livelli di adeguatezza nel medio lungo termine, oggi assicurata anche attraverso la capacità di interconnessione. A tale riguardo, i recenti eventi che hanno interessato la capacità nucleare francese, con conseguente

pesante riduzione dei flussi di import, avranno certamente riflessi in merito a metodologie e criteri valutativi dei livelli di adeguatezza assicurati tramite capacità di interconnessione.

Il terzo driver del presente Piano è quello di garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale (**security of supply**) e nel contempo creare un sistema sempre più resiliente e in grado di far fronte ad eventi critici esterni al sistema stesso. Il tema della **resilienza**, già affrontato in ambito nazionale con l'elaborazione di una **Strategia Nazionale di Adattamento**, considera il settore energetico tra le aree di rilevanza prioritaria; infatti negli ultimi anni l'aumento di situazioni ed eventi estremi, le minor disponibilità dell'acqua e l'innalzamento termico hanno avuto importanti ripercussioni sulla produzione (sia da fonti tradizionali che da rinnovabili), sulla capacità di trasmissione e sul fabbisogno. Tali fenomeni hanno indotto l'AEEGSI a prescrivere (Deliberazione 653/2015/R/eel) ai gestori di rete la predisposizione di un Piano per la Resilienza.

I tre driver sopra menzionati vengono riflessi nella struttura del Piano di Sviluppo 2017, che recepisce, tra l'altro, le recenti disposizioni di cui alla Deliberazione del 4 Novembre n. 2016 627/2016/R/EEL *“Disposizioni per la consultazione del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica e approvazione di requisiti minimi del piano per le valutazioni di competenza dell'autorità”* con la quale l'AEEGSI ha declinato i requisiti del Piano di Sviluppo della Rete ed esplicitato i criteri della **nuova Analisi Costi Benefici (ACB 2.0)**.

Tra gli elementi di novità, la Delibera stabilisce di integrare il Piano garantendo completezza e trasparenza delle informazioni relative agli interventi di sviluppo, inclusi *interconnectors e merchant lines*, di redigere un documento sugli scenari di Piano (con cadenza biennale) e di predisporre un nuovo allegato al Codice di rete sui dettagli della metodologia ACB 2.0. La delibera prevede altresì che sia data informativa delle interazioni con gli utenti della rete coinvolti nel processo di stesura del Piano stesso. In tema di nuova Analisi Costi benefici è previsto un maggiore allineamento con i criteri e i metodi applicati in ambito ENTSO-E anche attraverso l'analisi di tre anni orizzonte e cinque scenari di riferimento. Vengono infine introdotti per la prima volta indicatori dei benefici di natura ambientale e sociale.

In linea con gli indirizzi sopra riportati, preso atto che la realizzazione dei principali interventi di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale rappresenta una leva strategica per il Paese, si segnala che nel corso del 2016, Terna ha completato due opere di rilevante importanza quali:

- il collegamento 400 kV Sorgente-Rizziconi tra la Sicilia e il Continente e
- l'elettrodotto 400 kV Gissi-Villanova (primo tratto necessario per il raddoppio della dorsale adriatica 400 kV tra Foggia e Villanova).

Proseguono invece i cantieri per la realizzazione delle due interconnessioni in corrente continua con la Francia ed il Montenegro, quest'ultima rimodulata da un punto di vista temporale nell'ottica di garantirne la massima efficacia in un orizzonte di breve-medio termine.

Nel medio-lungo termine si conferma la rilevanza strategica di tutti gli interventi volti ad incrementare la capacità di trasmissione lungo il corridoio Sud-Nord del Paese, in particolare i progetti in autorizzazione come la nuova linea 400 kV *“Colunga-Calenzano”* (sezione Nord – Centro Nord), l'intervento di rimozione delle limitazioni dell'esistenti linee 220 kV (sezione Centro Nord - Centro Sud) e gli elettrodotti 400 kV *“Foggia-Gissi”*, *“Deliceto-Bisaccia”* e *“Montecorvino-Avellino-Benevento”* (sezione Sud – Centro Sud).

Inoltre per quanto riguarda le Isole maggiori, occorre sottolineare per la Sicilia i nuovi rinforzi di rete a 400 kV *“Paternò-Pantano-Priolo”* e la *“Chiaromonte Gulfi-Ciminna”* che, oltre, ad aumentare la sicurezza di esercizio dell'isola saranno funzionali anche alla futura interconnessione con il Nord Africa, per la quale sono in corso gli studi di fattibilità tecnica propedeutici all'avvio in iter autorizzativo; mentre per la Sardegna il nuovo triterminale Sardegna – Corsica – Italia Continentale, in sostituzione dell'attuale Sa.Co.I 2, oltre a garantire l'alimentazione in sicurezza nelle due isole, renderà il sistema più efficiente in termini di minore approvvigionamento di risorse sul mercato dei servizi.

PREMESSA.....	3	3.1	PRINCIPALI EVIDENZE 2016 DEL FUNZIONAMENTO DEL SISTEMA ELETTRICO.....	67
1 IL PROCESSO DI PIANIFICAZIONE DELLA RETE ELETTRICA	7	3.2	SCENARI PER L'ELABORAZIONE DEL PIANO DI SVILUPPO..	67
1.1	OBIETTIVI E CRITERI DEL PROCESSO DI PIANIFICAZIONE .	3.2.1	<i>Previsioni di domanda.....</i>	67
1.2	DATI E INFORMAZIONI ALLA BASE DEL PROCESSO DI PIANIFICAZIONE	3.2.2	<i>Evoluzione della generazione.....</i>	70
1.2.1	<i>Interoperabilità e sviluppo coordinato delle reti nazionali interconnesse.....</i>	4	INTERVENTI DI INCREMENTO SICUREZZA, QUALITÀ E RESILIENZA	78
1.2.2	<i>Sviluppo coordinato delle reti infrastrutturali.....</i>	5	INTERVENTI A CONTRIBUTO DELLA DE-CARBONIZZAZIONE	84
1.3	IL COINVOLGIMENTO DEGLI UTENTI DELLA RETE.....	5.1	INFRASTRUTTURE DI RETE PER LA PRODUZIONE DA FONTE RINNOVABILE.....	85
1.4	VARIAZIONI DELL'AMBITO DELLA RTN.....	5.1.1	<i>Esigenze di sviluppo della rete di trasmissione in AAT ed AT.....</i>	86
1.4.1	<i>Proposte di variazione dell'ambito della RTN</i>	6	INTERVENTI PER FAVORIRE L'EFFICIENZA DEI MERCATI	92
1.5	PIANIFICAZIONE COORDINATA TRA TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS IN AMBITO INTERNAZIONALE	6.1	SVILUPPO DELLA CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE	92
1.5.1	<i>I drivers per lo sviluppo della rete di trasmissione europea</i>	6.2	INTERVENTI PER LA RIDUZIONE DELLE CONGESTIONI INTERZONALI	93
1.5.2	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)</i>	6.3	INTERVENTI PER LA RIDUZIONE DELLE CONGESTIONI INTRAZONALI	94
1.5.3	<i>Il Regolamento (UE) n. 347/2013 ed i Progetti di Interesse Comune (PCI).....</i>	7	NUOVI INTERVENTI DEL PIANO DI SVILUPPO 2017..	96
1.5.4	<i>La cooperazione fra Gestori di Rete del Mediterraneo (Med-TSO)</i>	7.1	NUOVI INTERVENTI DI SVILUPPO	97
2 EVIDENZE DEL FUNZIONAMENTO DEL SISTEMA ELETTRICO E DEI MERCATI.....	31	8	DALLE SMART GRID ALL'ELECTRICITY HIGHWAYS....	104
2.1	BILANCIO 2015 (PRODUZIONE, CONSUMI, SCAMBI) E 2016	8.1	LE RETI INTELLIGENTI NEL NUOVO CONTESTO ELETTRICO .	104
2.2	SICUREZZA DI ESERCIZIO	8.1.1	<i>L'impegno di Terna nei progetti di innovazione.....</i>	104
2.3	CONTINUITÀ DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE	8.1.2	<i>Sviluppo dei sistemi di accumulo</i>	108
2.4	QUALITÀ DELLA TENSIONE	8.2	ELECTRICITY HIGHWAYS E-2050.....	109
2.5	POTENZIALI CRITICITÀ DELLA PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI IN RAPPORTO ALLE ESIGENZE DI FUNZIONAMENTO IN SICUREZZA DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE	9	OPPORTUNITÀ DI SVILUPPO DELLA CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE	116
2.5.1	<i>Congestioni di rete AT e AAT</i>	9.1	CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE ATTUALE	117
2.6	PORZIONI DI RETE CRITICHE SU RETE PRIMARIA.....	9.2	PROGETTI DI INTERCONNESSIONE	120
2.7	PRINCIPALI EVIDENZE DELL'ANALISI DELLO STATO DELLA RETE	9.2.1	<i>Principali progetti d'interconnessione pianificati e sviluppati da Terna.....</i>	120
2.7.1	<i>Area Nord Ovest.....</i>	9.2.2	<i>Principali progetti di interconnessione ex-Legge 99/09</i>	121
2.7.2	<i>Area Nord</i>	9.2.3	<i>Principali progetti d'interconnessione merchant line</i>	122
2.7.3	<i>Area Nord-Est</i>	9.3	IMPATTO SUL SISTEMA DELL'INCREMENTO DELLA CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE	125
2.7.4	<i>Area Centro-Nord</i>	9.4	VALUTAZIONE PROGETTI DI INTERCONNESSIONE	126
2.7.5	<i>Area Centro</i>	10	PRIORITÀ DI SVILUPPO.....	128
2.7.6	<i>Area Sud</i>	10.1	INTERVENTI DI SVILUPPO PRIORITARI	128
2.7.7	<i>Area Sicilia.....</i>	10.2	PIANO MINIMO DI REALIZZAZIONI	131
2.7.8	<i>Area Sardegna.....</i>			
2.8	SEGNALI PROVENIENTI DAL MERCATO			
2.9	MERCATI ESTERI.....			
2.10	MERCATI DELL'ENERGIA (MGP).....			
2.11	MERCATI PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO (MSD) .			
			
2.12	IMPIANTI ESSENZIALI PER LA SICUREZZA DEL SISTEMA ELETTRICO			
3 SCENARI DI RIFERIMENTO.....	67			

11	RISULTATI ATTESI	134
11.1	INCREMENTO DELLA CAPACITÀ DI TRASPORTO PER GLI SCAMBI CON L'ESTERO	134
11.2	RIDUZIONE DELLE CONGESTIONI INTERZONALI	134
11.3	RIDUZIONE DEI VINCOLI ALLA PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI	137
11.4	MIGLIORAMENTO ATTESO DEI VALORI DELLE TENSIONI...	138
11.5	RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO2	138
11.6	SCAMBI ENERGETICI NEL MEDIO PERIODO	139

1 Il processo di pianificazione della rete elettrica

La pianificazione della RTN è effettuata da Terna al fine di perseguire gli obiettivi indicati dal Disciplinare di Concessione¹. La Concessione, infatti, fissa i seguenti obiettivi generali in capo alla Concessionaria, in qualità di soggetto gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (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, 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.

La Concessione dispone altresì che il Piano di Sviluppo della RTN contenga, in particolare:

- un'analisi costi-benefici degli interventi e l'individuazione degli interventi prioritari ai fini della sicurezza del sistema, dello sviluppo dello scambio con l'estero e della 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 D.lgs. 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.

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).

1.1 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 al 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, persegue 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"*.

1.2 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
- l'evoluzione, lo sviluppo e la distribuzione dei consumi⁵ e
- l'evoluzione 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:

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.

- 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;
- 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 di cui al 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).

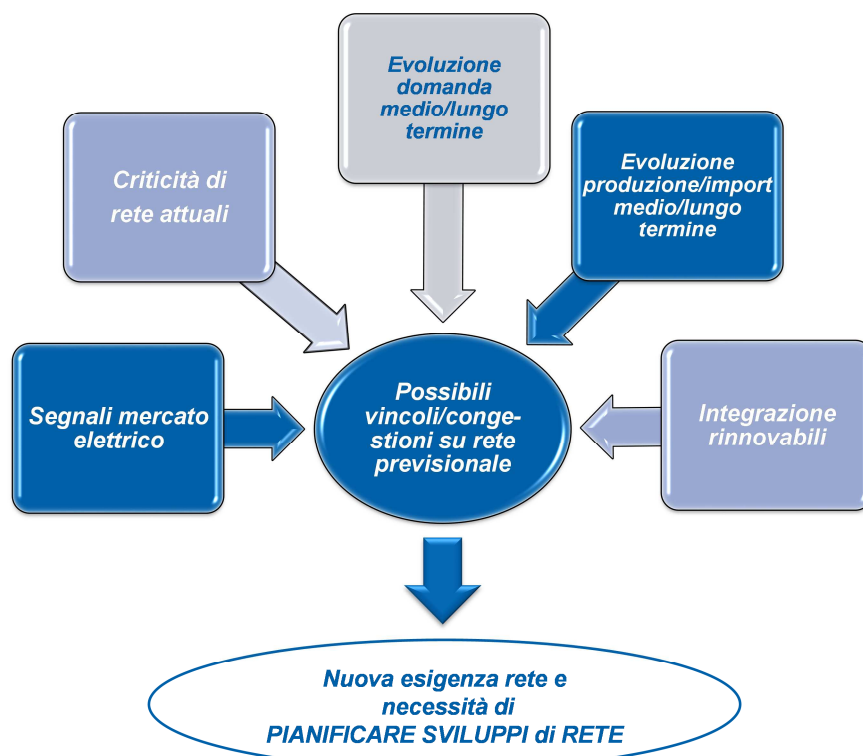


Figura 2 - Processo di pianificazione

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 una analisi costi – benefici in merito alla quale con Deliberazione 627/16/eel/R si è espressa l'AEEGSI definendo i “*Requisiti minimi per la predisposizione del piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale*” ed in particolare i “*Requisiti minimi per l’analisi costi benefici 2.0*”

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 del presente capitolo.

1.2.1 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 (CP) 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 2016 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.

Sempre in ambito di coordinamento tra gestori di rete, l'AEEGSI ha previsto, con Deliberazione 653/15/eel/r, che Terna elabori con cadenza annuale un Piano della Resilienza; tale piano di lavoro deve essere sviluppato:

- a) tenendo conto del Piano di Sviluppo predisposto ai sensi del DM del 20 aprile 2005 e del Dlgs 93/11;
- b) in modo coordinato con le imprese distributrici.

Tale piano è finalizzato all'adozione di misure regolatorie volte all'incremento della resilienza⁷ del sistema elettrico.

1.2.2 Sviluppo coordinato delle reti infrastrutturali

Le reti infrastrutturali rappresentano una architettura decisiva per lo sviluppo sostenibile dell'Italia e dell'Europa, nata dall'intuizione (trasferita nel LIBRO BIANCO) di uno dei padri della Comunità Europea Jacques Decors, che ha visto nei tre pilastri trasporto, energia e telecomunicazioni gli elementi di indubbia capacità aggregativa, di sinergie industriali e di equilibrio nello sviluppo. Già il Trattato di Maastricht del 1992, proponendo la creazione di un mercato interno Europeo con lo sviluppo della coesione economica e sociale, identificava tre classi di infrastrutture:

- Reti di trasporto trans-europee (TEN-T);
- Reti energetiche trans-europee (TEN-E);
- Reti di telecomunicazioni trans-europee (eTEN).

Le reti TEN sono state dunque definite anche a questo scopo, oltre che ad essere riconosciute come un importante elemento di crescita economica e occupazionale. Dal Giugno del 2002 queste tre politiche (trasporti, energia e telecomunicazioni) sono poste sotto la responsabilità di una unica formazione del Consiglio Europeo con l'obiettivo di creare sistemi moderni ed efficaci sotto l'aspetto economico, sociale e ambientale. In questo contesto la Commissione Europea nel 2011 ha presentato un pacchetto di proposte per accelerare il completamento delle Reti trans europee di trasporto, di energia e di telecomunicazioni: tra queste si colloca nell'ambito degli interventi previsti attraverso il nuovo "Meccanismo per collegare l'Europa" (Connecting Europe Facility) nel periodo 2014 – 2020 con il quale l'UE intende promuovere il finanziamento di infrastrutture prioritarie anche tran-settoriali.

Trasporti ed energia – insieme alle telecomunicazioni - hanno la caratteristica comune di essere settori industriali basati su un sistema a rete.

La possibilità di programmare in maniera coordinata lo sviluppo di reti intersettoriali (trasporto, energia e telecomunicazioni) rappresenta sicuramente una delle più grandi sfide.

L'integrazione di linee elettriche di trasmissione in infrastrutture di trasporto ferroviario, esistenti o in progetto, presenta l'opportunità di sfruttare le sinergie tra molteplici utilizzazioni della stessa porzione di territorio. Infatti, l'inserimento di nuove linee elettriche in alta ed altissima tensione all'interno di esistenti e futuri corridoi ferroviari AV/AC rappresenta un importante contributo allo sviluppo sostenibile del sistema elettrico nazionale, tenuto conto del basso impatto ambientale ed elettromagnetico che tale soluzione comporta (ad esempio: Napoli - Bari, Brenner Pass Tunnel, Palermo – Catania,..).

L'integrazione di linee elettriche di trasmissione in infrastrutture di trasporto ferroviario rappresenta già oggi un'opportunità per sfruttare le molteplici sinergie. Tale opportunità trova una concreta applicazione allorché le linee elettriche storicamente dedicate alla sola alimentazione della trazione elettrica sono state trasferite nel perimetro della Rete di Trasmissione Nazionale a partire dal Dicembre 2015. I principali benefici derivanti da questa sinergia si possono individuare:

- in una rivisitazione di interventi di sviluppo già previsti nei Piani di Sviluppo nazionali;
- nello sviluppo integrato della rete di trasmissione più efficiente e con un minor impatto sul territorio delle infrastrutture;
- nel miglioramento dell'espletamento dell'obbligo di connessione garantendo una maggiore copertura sul territorio con conseguente migliore integrazione della produzione da fonte rinnovabile;

⁷ La **resilienza (Lamine Mili et al.)** è la capacità del sistema di reagire agli eventi perturbatori secondo due aspetti distinti,

- l'assorbimento dei disturbi ("potenziale di assorbimento"), manifestando una degradazione funzionale graduale al crescere della severità degli eventi, e
- il recupero "rapido" dai disturbi ("potenziale di recupero") in modo da ridurre l'energia non fornita

- in un incremento della qualità e della sicurezza del servizio elettrico.

In tale prospettiva possono essere rivalutati alcuni interventi, inclusi in Piani di Sviluppo precedenti, quali a titolo non esaustivi (cfr. Tabella 1)


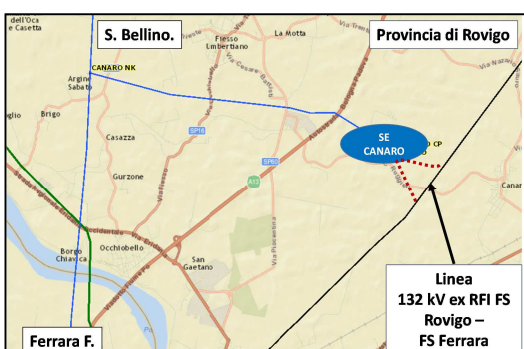
Tabella 1 – Sviluppi rete sinergici tra con la rete ex-RFI

Codice	Intervento	Note
10 – P	Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova	Sarà valutata l'opportunità di ottimizzare, attraverso la sinergia con la rete ex-RFI (ora di proprietà Terna), l'impatto dell'infrastruttura elettrica nell'area di Genova.
15 – P	Elettrodotto 132 kV "Imperia – S. Remo"	Per migliorare la sicurezza e l'affidabilità del servizio della rete 132 kV che alimenta la parte Ovest della costa ligure, è previsto il rinforzo dell'esistente direttrice 132 kV tra gli impianti di Imperia e di S. Remo.
302 – P	Elettrodotto 400 kV Colunga – Calenzano	Alla sezione 132 kV della nuova stazione saranno inoltre raccordate in entra – esce la linea RTN 132 kV "Vaiano – Barberino" e la linea RTN 132 kV di proprietà ex-RFI "Calenzano – Suviana – der.Vaiano FS".
320-P	Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia	Con l'obiettivo di garantire il rispetto delle condizioni di sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete a 132 kV che alimenta l'area di carico di Reggio Emilia, sarà connesso l'impianto di Reggio Nord in entra-esce all'elettrodotto 132 kV (ex-RFI) Villa Cadè FS – Rubiera FS mediante la realizzazione di due brevi raccordi
319 – P	Anello 132 kV Riccione - Rimini	Saranno superate, razionalizzando la porzione di rete ex-RFI nell'area, alcune criticità di esercizio e ambientali realizzando uno smistamento 132 kV e un riassetto 132 kV funzionale all'alimentazione della SE Riccione FS e delle CP Riccione e Riccione Mare.
311 – P	Elettrodotto 132 kV "Grosseto FS – Orbetello FS"	Al fine di garantire l'esercizio in sicurezza e senza sovraccarichi della direttrice di trasmissione a 132 kV "Grosseto FS-Manciano", saranno ricostruite le linee a 132 kV "Grosseto FS-Grosseto Sud", "Grosseto Sud-Montiano" e "Orbetello FS- Montiano", di proprietà ex-RFI.
314 – P	Rete Avenza/Lucca e raccordi 132 kV di Strettoia	Assieme al nuovo assetto di rete si rende necessario realizzare un nuovo collegamento 132 kV tra la stazione di Avenza e l'impianto Massa ZI contestualmente agli interventi presso l'impianto di Avenza, oltreché interventi di rimozione limitazioni sulla porzione di rete ex-RFI tra Avenza – Massa ZI - Strettoia.
321 – P	Rete area Forlì/Cesena	Sarà realizzata, sfruttando eventualmente gli asset già presenti nell'area, una direttrice 132 kV di adeguata capacità di trasporto fra gli impianti di Forlì VO e Gambettola funzionale a una migliore alimentazione delle CP Capocolle, Cesena Ovest e Cesena Nord.
612 – P	Interventi sulla rete AT nell'area a nord di Catania	Sono previsti gli interventi necessari al superamento degli attuali vincoli presenti sugli elettrodotti a 150 kV compresi tra le reti afferenti alle SE di Sorgente e Misterbianco, valutando anche la possibilità di sfruttare sinergicamente la rete ex-RFI.

o nuovi interventi quali quelli rappresentati nel Capitolo 7: "Riassetto rete 132 kV area di Rho" e "Interventi sulla rete di AT per la raccolta di energia rinnovabile nell'area tra le province di Foggia e di Barletta".

Si riporta di seguito un esempio concreto, sviluppato nel corso dell'anno, nel quale la soluzione tecnica di un'esigenza elettrica viene soddisfatta attraverso l'utilizzo di asset ex-RFI, oggi Rete Srl, ed i relativi benefici (economici o ambientali derivanti).

Tabella 2 – Proposta di Sviluppo sinergico tra rete RTN ed ex-RFI

Intervento	Esigenza elettrica	Soluzione	Benefici derivanti
Magliatura della Rete SE Canaro: superamento di una connessione in antenna (Codice 225)	Soluzione 1 Realizzazione nuova linea per circa 6,5 km		-25% km lineari di territorio occupato sul territorio
	Soluzione 2 Realizzazione due raccordi da 0,8 km c.a.		Risparmio c.a 1,5 Mln€

1.3 Il coinvolgimento degli utenti della rete

La recente Deliberazione 627/16/eel/R, pubblicata il 4 novembre 2016, ha previsto che il gestore di rete pubblici “*le informazioni relative alle interazioni con gli utenti della rete e loro associazioni nelle fasi di preparazione dello schema di Piano decennale, incluse le interazioni con il Comitato di Consultazione di cui all’articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004*”.

Il cambiamento che sistema elettrico ha affrontato nel corso degli ultimi anni e le sfide che attendono in virtù degli impegni COP 21 dello scorso Dicembre 2015 (che prevedono misure specifiche riguardano tre settori chiave dell’energia: la decarbonizzazione, l’integrazione e l’efficienza dei mercati e la sicurezza energetica) richiedono forze sempre maggiori ed un sempre maggior coinvolgimento degli stakeholders.

Tra i principali stakeholders si possono individuare, oltre alla stessa in Terna in qualità proprietario della rete di Trasmissione Nazionale e responsabile dello sviluppo della stessa secondo le disposizioni di cui alla Concessione:

Commissione Europea E & Policy Makers Nazionali: la Commissione Europea (CE) fissa gli obiettivi di lungo termine declinati successivamente dagli Stati Membri; la CE definisce le modalità di coordinamento tra i Paesi Membri di ENTSO-E in tema di pianificazione, prefissa obiettivi di lungo termine declinati successivamente dai Paesi Membri;

Regolatore: in quanto responsabile di assicurare l’accesso alle reti a soggetti terzi; il cui primario obiettivo è proteggere gli interessi dei consumatori e promuovere il mercato;

Associazioni Ambientali: in quanto queste organizzazioni hanno principalmente l’obiettivo di minimizzare ed eventualmente mediare i vari impatti ambientali negativi. Un ruolo chiave delle Associazioni è, anche,

quello garantire la coerenza dello sviluppo della rete rispetto a cambiamenti climatici, perseguendo una “Green Vision”;

Utilizzatori della rete: sono tipicamente grandi consumatori e produttori (convenzionali e RES) connessi alla RTN e portatori di interesse di carattere sociale (occupazionale, PIL, ...). Tali soggetti sono sostenitori di un adeguato sviluppo della RTN sia per garantire la qualità del servizio, sia per limitare il rischio di taglio della produzione da fonte RES;

Consumatori: si configurano tra i più grandi consumatori, il loro principale interesse in linea generale è quello di contenere il prezzo dell’energia;

Enti Autorizzanti: nell’ambito del processo di sviluppo della RTN, sono le differenti autorità pubbliche coinvolte nel processo di approvazione prima del Piano di Sviluppo e poi delle opere in esso contenute;

Enti Locali e cittadini: Nel contesto dello sviluppo dei progetti sono enti locali e cittadini che vivono in adiacenza alle aree in cui si sviluppa un progetto di sviluppo, pertanto sono i primi che sono interessati nella loro vita quotidiana dall’infrastruttura elettrica.

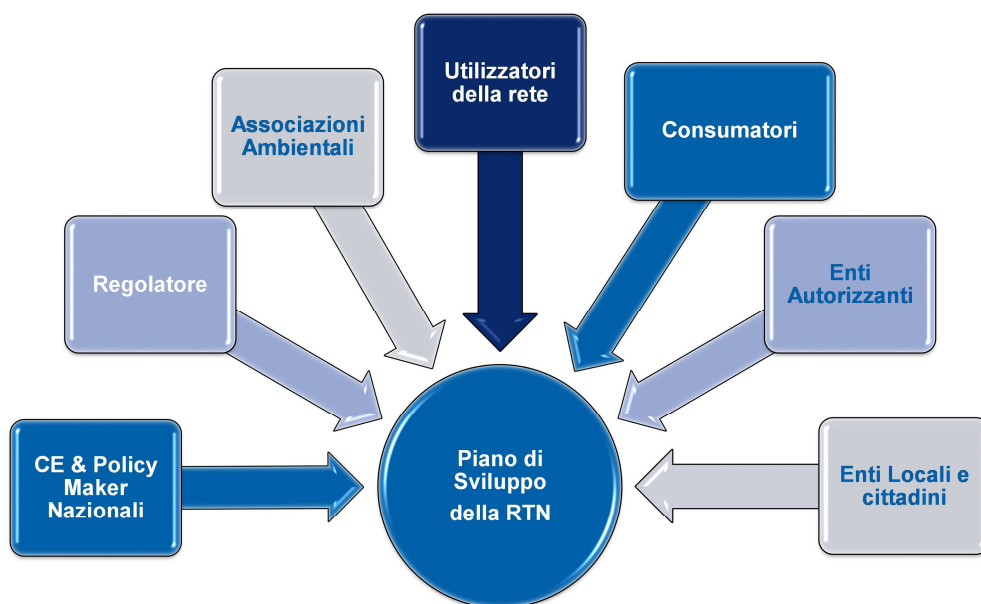


Figura 3 - I principali stakeholder del Piano di Sviluppo

La definizione del Piano di Sviluppo prevede già oggi il coinvolgimento di alcune categorie di stakeholder, a cominciare dal Comitato di Consultazione, l’organo tecnico che costituisce la sede stabile di consultazione degli operatori del settore elettrico. Sin dal suo Rapporto di sostenibilità 2005 Terna pubblica puntuali informazioni sui contenuti delle riunioni periodiche del Comitato.

Da tempo il Gruppo coinvolge altre categorie di stakeholder, anche critiche, quali ad esempio le principali associazioni ambientaliste: la prima partnership con il WWF, finalizzata ad accrescere l’integrazione di criteri ambientali nel processo di pianificazione della RTN, risale al 2009. Da allora sono stati sottoscritti altri accordi, l’ultimo dei quali è stato sottoscritto il 31 Maggio 2016 con Greenpeace, Legambiente e WWF per un loro contributo al processo di redazione del Piano di Sviluppo, dalla fase strategica sino alle attività di consultazione con i territori direttamente interessati.

Da due anni Terna realizza inoltre incontri pubblici, denominati “Open Day”, per rivolgersi direttamente ai cittadini che vivono nelle aree destinate a ospitare i principali interventi di sviluppo della rete e illustrare le esigenze di sviluppo della rete che hanno originato la necessità dell’intervento, le modalità di attuazione, le

alternative individuate e, soprattutto, rendendosi disponibile a raccogliere osservazioni e richieste di chiarimenti.

Tabella 3 – Incontri con il pubblico svolti nel 2016

Intervento Piano di Sviluppo	Codice Opera	Regione	Comune	Data
Razionalizzazione rete 400/132 kV di Lucca	306-P	Toscana	Nozzano Castello	28-01-2016
Interconnector 220 kV Italia–Austria	100-I	Alto Adige	Malles Curon	05-05-2016 12-05-2016
Riassetto rete AT Alto Bellunese	215-P	Veneto	Auronzo di Cadore Cortina D'Ampezzo	09-11-2016 10-11-2016
Interconnessione HVDC Italia – Francia	3-P	Piemonte	Trana	16-12-2016
Trasversale Lucana	1214-C; 1217-C; 1218-C	Basilicata	Oppido Lucano	20-12-2016

In particolare, in occasione della predisposizione del Piano di Sviluppo edizione 2017 è stato organizzato un incontro, previsto ai sensi del Codice di Rete, il Comitato di consultazione degli utenti.

Il Comitato di consultazione, istituito col DPCM 11 maggio 2004, è composto da 7 membri:

- 1 (uno) con funzioni di Presidente designato dal Gestore;
- 2 (due) designati da due distinte associazioni rappresentative dei produttori rispettivamente da fonti convenzionali e da fonti rinnovabili;
- 1 (uno) designato da una associazione rappresentativa dei distributori;
- 1 (uno) designato da una associazione rappresentativa dei clienti grossisti;
- 1 (uno) designato dal Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti (C.N.C.U.) a rappresentanza degli interessi dei clienti vincolati;
- 1 (uno) designato da una associazione rappresentativa dei clienti industriali.

Nel Comitato sono rappresentati gli interessi e le posizioni delle diverse categorie di Utenti.

In data 13 Dicembre 2016, si é svolto il primo incontro con il Comitato di consultazione avente come oggetto il nuovo Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2017 e l'avanzamento dei principali interventi inclusi nei precedenti Piani di Sviluppo.

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) e dell'art 3.2 , lettera f, di cui alla Deliberazione 627/16/eel/r dell'AEEGSI 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 Rete⁸, 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.

1.4.1 Proposte di variazione dell'ambito della RTN

A valle dell'accordo siglato in data 23 Dicembre 2015 per la cessione a Terna della reti elettriche in alta e altissima tensione e le relative porzioni di stazioni di proprietà di Ferrovie dello Stato Italiane S.p.A. vengono riportati di seguito gli sviluppi previsti da ex-RFI in corso di autorizzazione o realizzazione e comunque non ancora in esercizio all'atto dell'accordo, che Terna propone di inserire nell'ambito della RTN.

Tabella 4 - Sviluppi rete previsto da ex-RFI

Società	Descrizione Asset	Regione	Data stimata di completamento opere
Linea AV/AC Milano - Verona: Tratta Treviglio - Brescia	Linee 132 kV comprese tra la SSE Terna Chiari e le SSE Chiari, Ospitaletto e Caravaggio	Lombardia	2016
SSE Albacina	Nuova SSE Albacina da collegare in entra – esce alla linea 132 kV Fabriano-S.Elena 132 kV	Marche	2016
SSE Carsoli	Nuovo stallo con sezionatore presso SSE Carsoli 66 kV	Abruzzo	2016
SSE Nomentano	Trasformatore ATR1 220kV/132kV presso la SSE Nomentano	Lazio	2016
Nuova SSE Collevocchio	Nuova SSE Collevocchio sulla linea "Orte – S. Oreste"	Lazio	2019
Linea Battipaglia-Reggio Calabria	Interventi di adeguamento tecnologico ed infrastrutturale per l'incremento delle prestazioni e dell'affidabilità della linea Battipaglia - Reggio Calabria, SSE R. Calabria Gallico e SSE Vibo Pizzo	Calabria	2016
Linea Palermo – Messina (tratta Fiumetorto – Ogliastro)	Nuova SSE Campofelice e raccordi in entra – esce alla linea "SE Caracoli - SSE Cefalu'"	Sicilia	2016

⁸ Codice di Rete, capitolo 2, paragrafo 2.7 "Aggiornamento dell'ambito della RTN".

Per quanto riguarda l'acquisizione di elementi di rete esistenti nell'ambito della RTN, con il presente Piano, si rappresenta l'esigenza relativa a una serie di elementi di rete descritti nella seguente tabella 5:

Tabella 5 – Proposte di ampliamento ambito RTN

Società	Descrizione Asset	Motivazione per l'acquisizione
Enel Produzione	El. 60 kV Montelungo-Suio (CE)	Risoluzione antenna CP Suio
Enel Produzione	El. 60 kV Biferno-Matese (CE)	Controalimentazione CP Telese
Enel Produzione	SE Demonte (CN)	migliorare la gestione, l'esercizio e la manutenzione della RTN
EP	Stallo Ostiglia (MN)	Rispondenza alle prescrizioni di cui al Codice di rete
Inergia	El. 150 kV Deliceto-Stornarella (FG)	Incremento magliatura della RTN per integrazione di produzione da fonte rinnovabile
IREN	SE Tanagro (SA)	SE di interesse per la RTN in quanto limitante gli elettrodotti RTN ad essa afferenti
IREN	SE Bussento (SA)	SE di interesse per la RTN in quanto limitante gli elettrodotti RTN ad essa afferenti

Infine, a fronte del mutato scenario del parco di produzione termica convenzionale nazionale, che ha registrato, nel corso degli ultimi anni, una significativa riduzione, vi è la necessità di aumentare lo standard di continuità e sicurezza di esercizio delle linee di collegamento alla RTN di impianti di particolare rilievo.

A tal fine è stata inoltrata richiesta di acquisizione nel perimetro RTN ai seguenti soggetti titolari di impianti di generazione collegati alla rete 400 kV con collegamenti in antenna di lunghezza superiore ai 5 km, promuovendo uno sviluppo atto a migliorare la gestione del sistema e a rimuovere i rischi e le limitazioni strutturali legati ai collegamenti suddetti.

Tabella 6– Proposte di ampliamento ambito RTN di collegamenti in antenna 400 kV

Società	Descrizione Asset	Lunghezza Km
ENIPOWER	Linee 400 kV Ferrera E – Pieve Albignole	8,2
ENIPOWER	Linea 400 kV Mantova – Mantova C.le	7,7
EDISON	Linea 400 kV Torviscosa - Planais	6,1
ENIPOWER	Linea 400 kV Brindisi – Enipower BR	11,7
EDISON	Linea 400 kV Simeri Crichi - Magisano	14,6
ENERGY PLUS	Linea 400kV Ratino – San Severo 400 kV	5,2

Società	Descrizione Asset	Lunghezza Km
ERG Power	Linea 400 kV SE PRIOLO - ERG NORD SE	7,6
ENGIE	Linea 400 kV LEINI – Acea Leini	6,1
ENERGIA MODUGNO	Linea 400 kV Palo del Colle – Modugno Centrale	5,5

Per quanto riguarda la dismissione di elementi di rete esistenti nell'ambito della RTN, con il presente Piano, si rappresenta la seguente esigenza:

Tabella 7– possibili dismissioni dalla RTN

Società	Descrizione Asset	Motivazione per la dismissione
e-Distribuzione	El. 60 kV Ferrara ZI – SM Maddalena	Esigenze e. Distribuzione di esercizio coordinato della porzione di rete al fine della gestione in sicurezza della rete di 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 TSO 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/CE⁹, che definisce le norme comuni per il mercato interno dell'energia, in sostituzione della Direttiva 2003/54/CE;
- il Regolamento (CE) n. 713/2009¹⁰, che istituisce l'Agenzia per la cooperazione fra le Autorità di Regolazione Nazionali del sistema elettrico (ACER)¹¹;
- il Regolamento (CE) n. 714/2009¹², 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*).

⁹ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:IT:PDF>

¹⁰ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0001:0014:IT:PDF>

¹¹ 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 Europeo e Regionale.

¹² <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:IT:PDF>

Il 25 Febbraio 2015, è stato adottato dalla Commissione Juncker l'“Energy Union”, “Strategia quadro per un'Unione dell'energia resiliente, corredata da una politica lungimirante in materia di cambiamenti climatici” finalizzata a fornire ai consumatori europei, famiglie e imprese, energia sicura, sostenibile e competitiva. La strategia si articola in cinque dimensioni, strettamente interconnesse e che si rafforzano a vicenda.

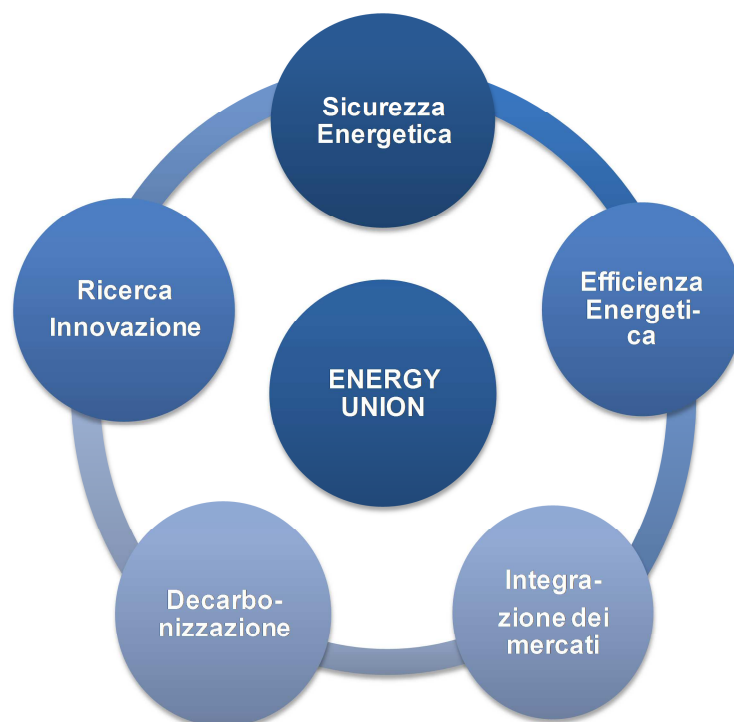


Figura 4 – Le cinque dimensioni dell'Energy Union

La necessità di dare impulso agli obiettivi dell'Energy Union non può prescindere lo sviluppo delle infrastrutture tra i Paesi Europei: un obiettivo di interconnessione minima per l'energia elettrica, da raggiungere entro il 2020, è stato fissato al 10% della capacità di produzione elettrica installata negli Stati membri.

Il 30 novembre 2016, la Commissione Europea ha presentato un Pacchetto di proposte legislative e non in attuazione della Strategia Quadro per l'Unione dell'Energia denominato “Energia pulita per tutti gli europei”, Winter Package, che definisce il quadro normativo e regolatorio del mercato dell'energia per guidare la transizione energetica verso l'attuazione degli obiettivi fissati dal Consiglio Europeo del 2014 in termini di riduzione di CO₂, efficienza energetica e sviluppo delle fonti rinnovabili al 2030.

Lo sviluppo infrastrutturale, supportato dalla politica energetica comunitaria, è stato oggetto di un apposito atto normativo: il 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 energetici¹³.

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 (cfr. figura 5). Lo scopo principale

¹³ 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.

dell'ENTSO-E¹⁴ 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'incremento dell'utilizzo di produzione da fonte rinnovabile 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 (*Security of Supply*) e l'affidabilità del sistema di trasmissione interconnesso (che collega oltre 500 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.

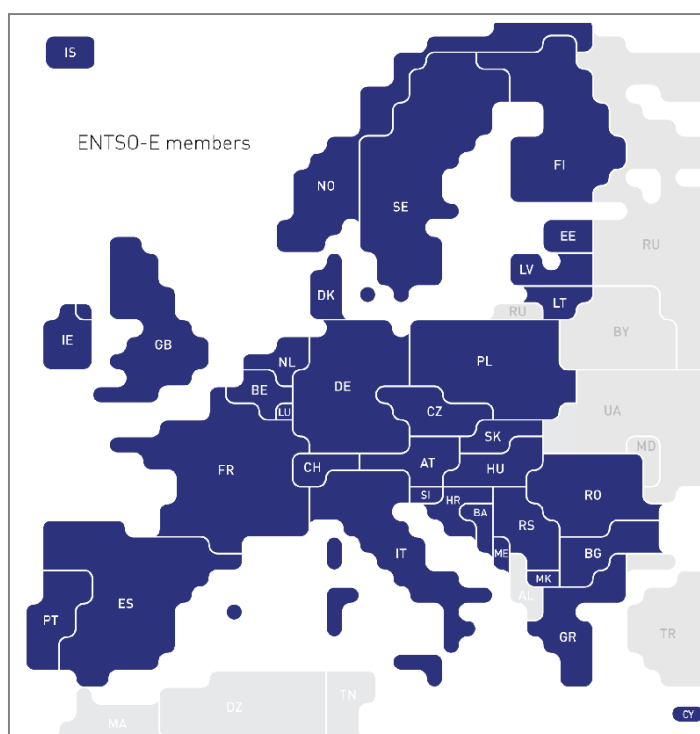


Figura 5 - Paesi Europei membri ENTSO - E

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 (*Project Common Interest, PCI*), come definito dal Regolamento (UE) n. 347/2013.

¹⁴ 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.

a. Il Piano di Sviluppo Europeo (TYNDP 2016)

La definizione del TYNDP è un processo in continua evoluzione che ha avuto inizio nel 2010, processo al quale contribuisce, oltre i TSO, anche l'ACER, la CE 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 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 (*Cost Benefit Analysis*) consultata da ENTSO-E, affinata sulla base delle principali evidenze emerse durante il TYNDP 2014;
- valutazione sintetica dei target della capacità d'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.

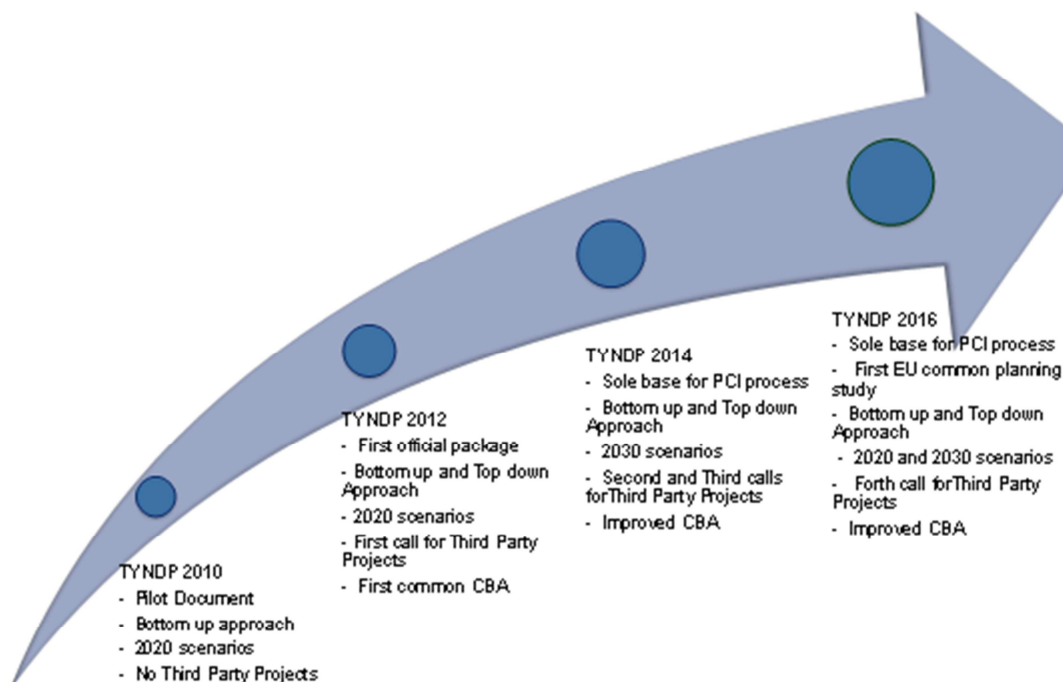


Figura 6 - Evoluzione del piano di sviluppo europeo nel tempo

Il TYNDP 2016, disponibile sul sito ENTSO-E¹⁵, con una sintesi dei principali punti emersi durante la fase di consultazione (incluso parere rilasciato da ACER), si compone principalmente di una parte generale (“Executive Report”) e una serie di schede di dettaglio relative a ognuno dei progetti inclusi e analizzati dai diversi promotori (Gestori di Rete e soggetti privati).

La parte generale contiene a sua volta:

- una sintesi delle principali ipotesi e assunzioni alla base delle analisi svolte;
- una descrizione delle principali criticità, attuali e future, del sistema di trasmissione europeo;
- una valutazione dei target da raggiungere in termini di sviluppo della capacità di interconnessione;
- una quantificazione di massima dei principali benefici connessi alla realizzazione delle opere incluse nel TYNDP 2016 per investimenti pari a circa 150 Mld€, di cui 70-80 entro il 2030, di seguito rappresentati:

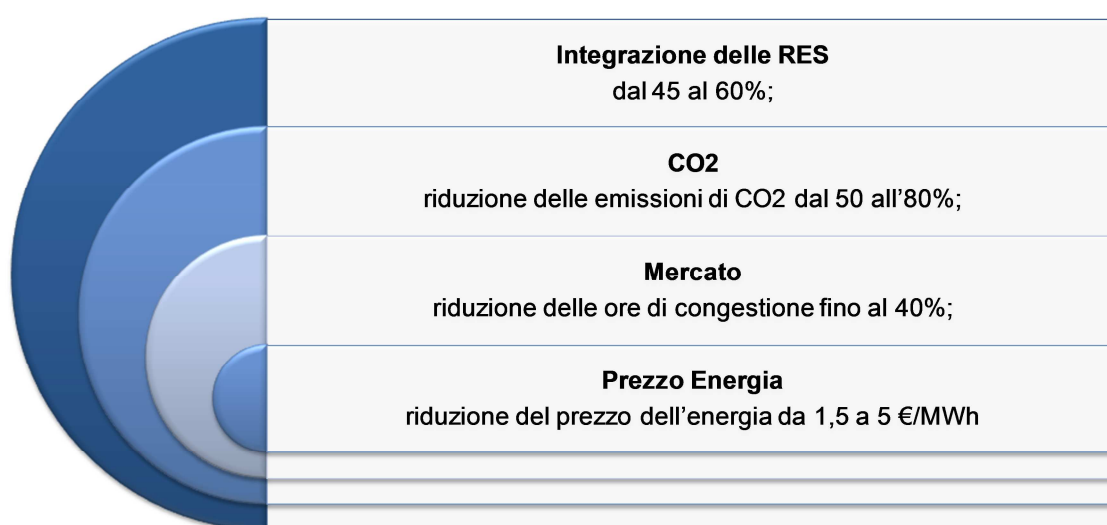


Figura 7 – TYNDP 2016: i principali benefici

Le schede di dettaglio¹⁶, invece, rappresentano con un dettaglio maggiormente spinto le informazioni fornite dagli stessi promotori e le risultanze delle analisi eseguite in ambito pan-europeo sulla base delle linee guida prodotte dalla stessa ENTSO-E.

Una sintesi dei principali indicatori valutati per i progetti di interconnessione interessanti le frontiere italiane sono riportati nel Capitolo 9.

b. Mid-term Adequacy Forecast 2016

Il Regolamento n. 714/09 della Commissione Europea attribuisce a ENTSO-E, il compito di adottare ogni due anni e pubblicare un Piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello comunitario (TYNDP), che comprende anche modelli della rete integrati, l'elaborazione degli scenari e le previsioni sull'adeguatezza della domanda e dell'offerta a livello europeo; in merito a quest'ultimo obiettivo ENTSO-E ha pubblicato nel luglio 2016 per consultazione, conclusasi ad Ottobre 2016, il Mid Term Adequacy Forecast 2016 (MAF 2016): nuovo strumento previsionale probabilistico messo a punto da ENTSO-E che ha sostituito il vecchio *Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF)*.

¹⁵ <http://tyndp.entsoe.eu/>

¹⁶ <https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/projects/TYNDP2016-project-sheets.pdf>

Il passaggio dal SO&AF al MAF si è reso necessario a seguito della vera e propria rivoluzione che sta interessando il sistema elettrico: integrazione di un crescente volume di energia da fonte rinnovabile, completamento del mercato interno europeo, sviluppo delle nuove tecnologie di accumulo e della risposta sul lato della domanda.

Energia non servita (Energy not-served, ENS) e Perdita di carico attesa (Loss of load expectation, LOLE) sono i principali indicatori monitorati.

Il MAF 2016 rappresenta la prima valutazione probabilistica paneuropea con orizzonte temporale decennale, richiesta dall'Electricity Coordination Group della Commissione Ue (Ecg) e messa a punto sulla scorta di parametri innovativi attraverso un grande sforzo collaborativo tra tutti i TSO interessati e sotto il coordinamento di ENTSO-E. Tra i nuovi parametri figurano l'utilizzo di quattro diversi strumenti analitici (messi a disposizione da 4 TSO su base volontaria, tra i quali Terna) e di dati avanzati sulle temperature, sulle condizioni idroelettriche e le possibili indisponibilità delle centrali termoelettriche e degli elettrodotti HVDC.

Il MAF 2016 analizza due scenari al 2020 e al 2025: caso base sull'adeguatezza day-ahead, una sensitivity che include anche il contributo delle riserve operative ed un'altra sensitivity che tiene conto delle indisponibilità dei collegamenti HVDC di interconnessione.

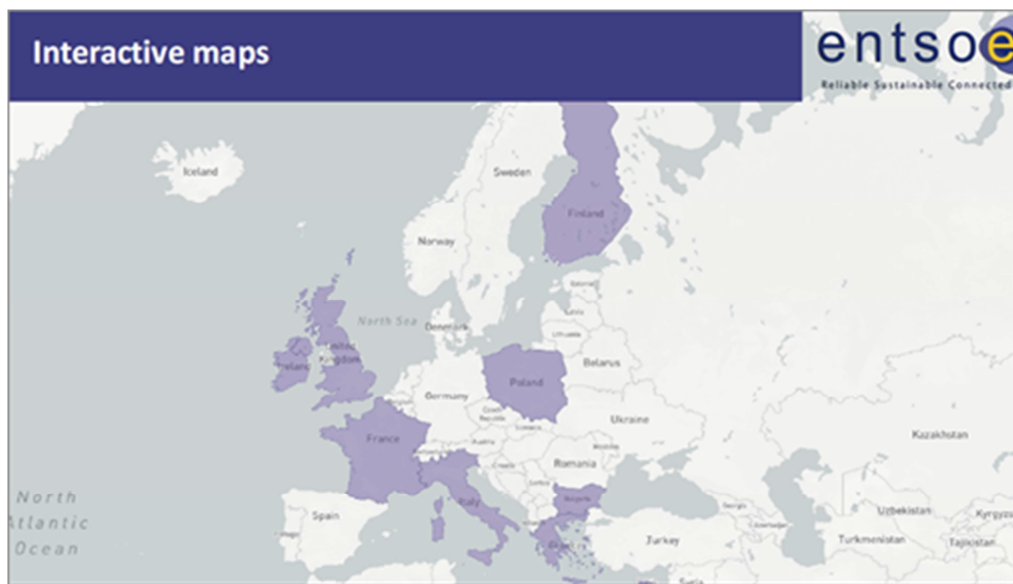


Figura 8 – MAF 2016: negli scenari 2020 e 2025 l'Italia risulta in stato di potenziale rischio adeguatezza

La necessità di "una valutazione solida dell'adeguatezza della produzione", possibilmente basata sulle indicazioni della stessa Commissione, è uno dei capi saldi su cui si basa la relazione finale dell'indagine di settore sui 'meccanismi di capacità' recentemente pubblicato nell'ambito del Winter Package.

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 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 9).

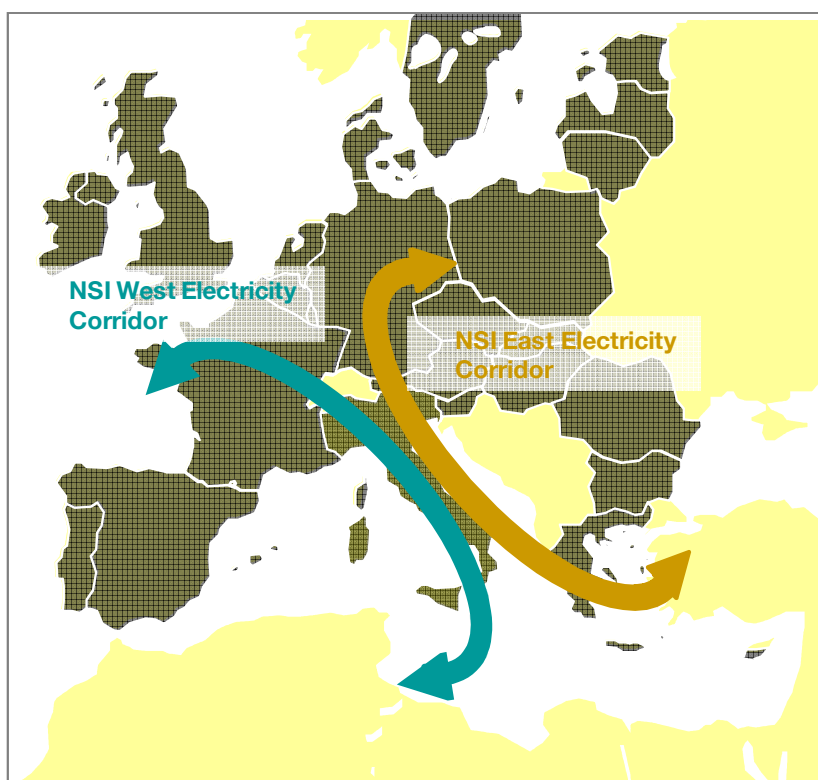


Figura 9 - Corridori energetici prioritari definiti dal Regolamento 347/2013 che interessano l'Italia

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*¹⁷).

¹⁷ 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.

Il Regolamento Europeo 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 con proprio regolamento delegato del novembre 2015 il secondo elenco di PCI dell'Unione lo scorso Novembre 2015 (*2nd PCI Union List*¹⁸), 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 trasmissione¹⁹ e progetti per lo stoccaggio.

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 Terna e della Commissione Europea nonché nel capitolo del presente documento dedicato ai progetti di interconnessione.

Nel corso del 2016 è stato avviato il procedimento di individuazione e selezione dei progetti di interesse comune da inserire nel prossimo Elenco dell'UE. Sono in corso le attività dei gruppi regionali della Commissione Europea cui partecipano i rappresentanti degli Stati Membri, delle Autorità di Regolamentazione nazionali, dei Gestori di rete, insieme con l'ACER e la Commissione Europea al fine di definire le esigenze di sviluppo prioritarie.

Di seguito, si riporta una schema di sintesi del processo che si completerà a Febbraio 2018 con l'entrata in vigore della *3rd PCI Union LIST*.

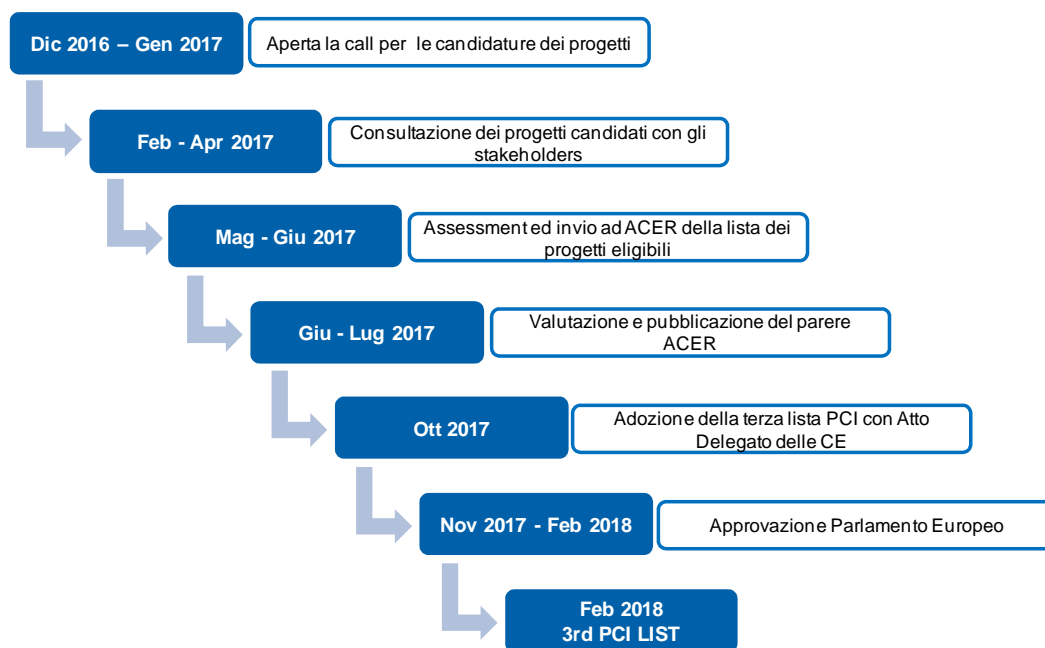


Figura 10 – Processo di approvazione 3rd PCI List

¹⁸ http://ec.europa.eu/energy/2_PCI_list.pdf

¹⁹ 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.

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

Med-TSO, l'Associazione dei gestori delle reti elettriche di trasmissione del Mediterraneo, è stata costituita nell'aprile 2012 con lo scopo di realizzare una piattaforma di cooperazione multilaterale 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. seguente figura 11), la cui struttura organizzativa sta in capo ad un'Assemblea Generale, coadiuvata da un comitato direttivo, mentre l'operatività ed il coordinamento delle attività sono svolte da un Segretariato, con sede a Roma, di cui Terna esprime il Segretario Generale.

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. Questo risultato ha rappresentato il 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);
- infrastrutture: sviluppo degli strumenti di analisi di supporto al processo di pianificazione delle interconnessioni (linee guida condivise, strumenti di simulazione, analisi e valutazione costi-benefici degli investimenti);
- scambi internazionali di elettricità: definizione di regole e procedure operative per l'ottimizzazione dell'utilizzo delle interconnessioni esistenti e dei progetti di investimento futuri;
- banca dati del Mediterraneo: raccolta e gestione delle informazioni condivise per l'esecuzione di studi di mercato e di rete, nonché per lo sviluppo degli scambi di energia elettrica a livello regionale (dati caratteristici delle reti e delle infrastrutture, dati macroeconomici e informazioni di mercato per l'elaborazione di scenari previsionali e le analisi di adeguatezza dei sistemi elettrici della regione mediterranea);
- *knowledge Sharing*: attività di condivisione dei risultati progettuali e organizzazione di workshop tematici su problematiche di interesse comune agli associati.

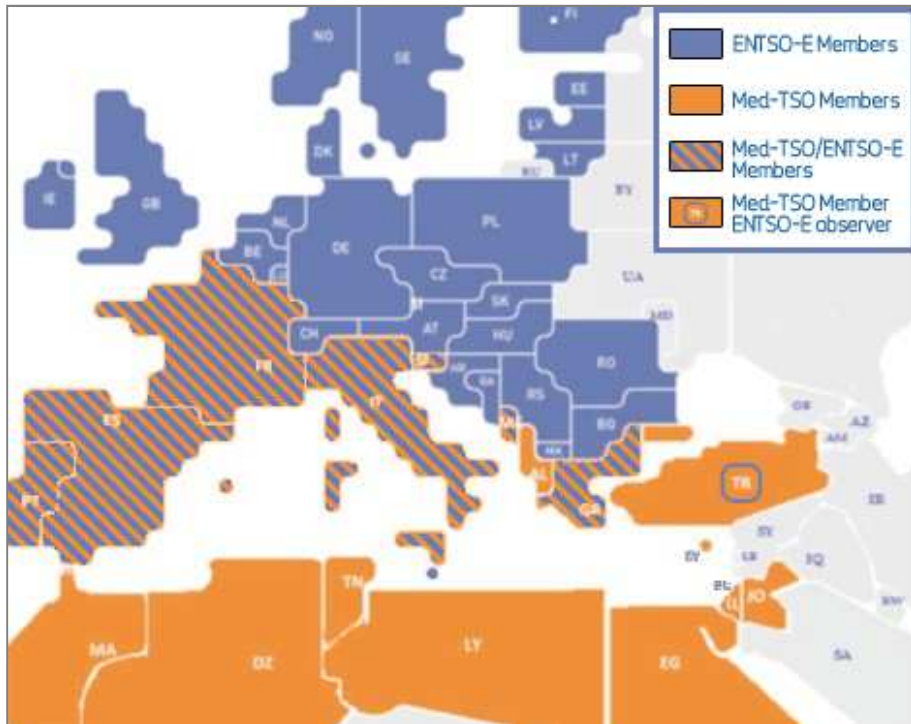


Figura 11 - Paesi membri Med-TSO: Albania, Algeria, Cipro, Egitto, Francia, Giordania, Grecia, Israele, Italia, Libia, Marocco, Montenegro, Palestina, Portogallo, Slovenia, Spagna, Tunisia, Turchia.

Le linee di attività del Progetto Mediterraneo traducono operativamente gli obiettivi delle strutture tecniche costituite nell'ambito dell'Associazione .

Nel corso del 2016 sono proseguite le attività inerenti a:

- stesura delle linee guida per la pianificazione coordinata delle infrastrutture di rete nel perimetro Med-TSO;
- costituzione del database euro-mediterraneo;
- analisi delle aree di contatto tra le regolamentazioni energetiche e infrastrutturali in vigore nei Paesi del perimetro Med-TSO;
- l'esecuzione di studi di mercato, secondo le metodologie correntemente in uso in ambito ENTSO-E, che fanno riferimento a scenari energetici condivisi per l'area euro-mediterranea sull'orizzonte temporale 2030.

Coerentemente con il piano di azione previsto dal progetto Mediterraneo, inoltre, Med-TSO collabora, insieme a MEDREG, alla piattaforma regionale per l'elettricità (REM Platform), lanciata dall'Unione per il Mediterraneo (UpM), iniziativa promossa dalla Commissione Europea in collaborazione con i 28 Stati dell'Unione Europea e i 15 Stati nazionali della regione mediterranea.

2 Evidenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati

Il presente capitolo riporta una sintesi delle principali evidenze del funzionamento delle Rete Elettrica Nazionale e si articola nei seguenti argomenti:

- bilancio energetico nazionale 2015 e bilancio provvisorio 2016;
- 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, come consuetudine viene analizzato l'ultimo bilancio consuntivato e reso pubblico da Terna. Terna cura la raccolta dei dati statistici del settore elettrico nazionale, essendo il suo Ufficio di Statistica membro del SISTAN - Sistema Statistico Nazionale - la rete di soggetti pubblici e privati che fornisce al Paese e agli organismi internazionali l'informazione statistica ufficiale.

2.1 Bilancio 2015 (produzione, consumi, scambi) e 2016

Nel 2015 il PIL dell'Italia, dopo tre anni di continue riduzioni, è tornato a registrare una variazione positiva pari a +0,8% (-0,3% nel 2014). L'inversione di tendenza si è realizzata nonostante il progressivo peggioramento dell'andamento economico internazionale conseguente al rallentamento dei Paesi emergenti e della Cina, ed è stata favorita da un insieme di fattori (come il permanere di una politica monetaria fortemente espansiva, un'intonazione più favorevole della politica di bilancio, la nuova riduzione delle quotazioni petrolifere).

Tale trend, come noto non sarà confermato per l'anno 2016: la domanda nel 2016 è in flessione di 2,1% rispetto al corrispondente periodo del 2015, anche a parità di calendario.

Nel 2015 la richiesta di energia elettrica è stata pari a 316,9 miliardi di kWh, con un aumento del 2,0% rispetto all'anno precedente; i consumi totali di energia elettrica, ossia la richiesta al netto delle perdite, sono aumentati a circa 297,2 miliardi di kWh.

La distribuzione dei consumi di energia elettrica per settore economico mostra una sostanziale stabilità dell'industria nel suo complesso (-0,1%). Il settore industriale, con un consumo di 122,4 miliardi di kWh, ha rappresentato nel 2015 circa il 41% del totale dei consumi. Si registra per i restanti settori un generale aumento rispetto al 2014: il terziario (al netto della trazione ferroviaria) si attesta a 97,8 miliardi di kWh (+3,9% rispetto al 2014), il domestico cresce del 3,0% portandosi a 66,2 miliardi di kWh, mentre l'agricoltura sale del 5,9% arrivando a 5,7 miliardi di kWh.

Italia: storico produzione/riciesta

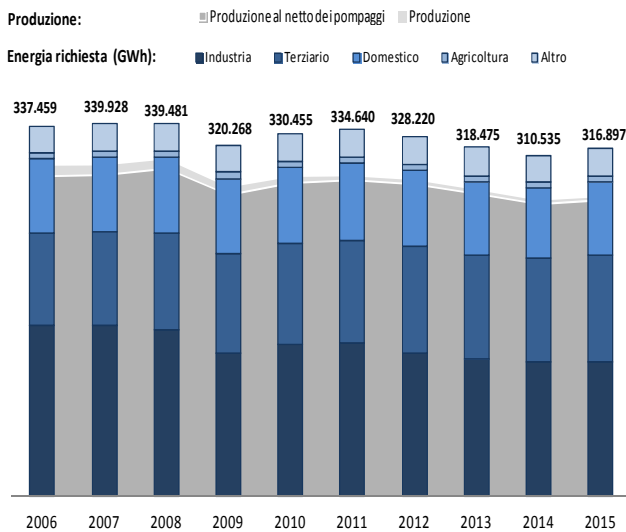


Figura 12 – Storico Produzione/Richiesta

Italia: bilancio energetico 2015

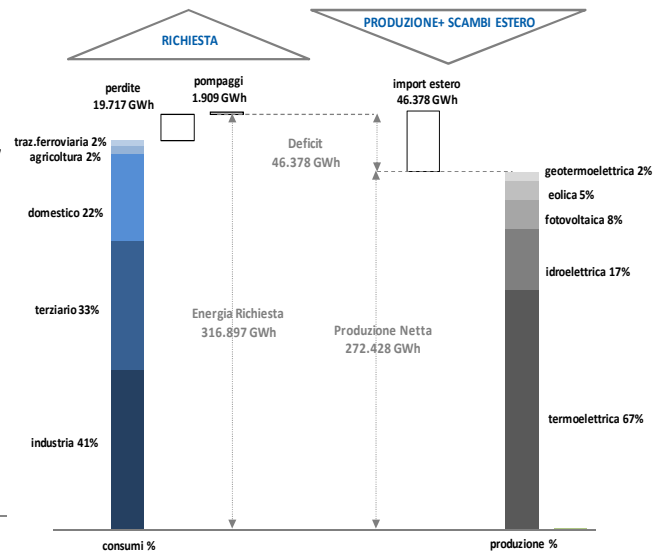


Figura 13 - Bilancio energetico 2015

Nel 2015 la produzione nazionale netta, cresciuta dell'1,2% rispetto all'anno precedente, ha raggiunto un valore di 272,4 miliardi di kWh.

Disaggregando per fonte i dati riguardanti la produzione netta, si evidenzia un consistente calo della fonte idroelettrica (-22%) ed una crescita del termoelettrico nazionale (+9,4%); si registra inoltre la crescita della produzione netta da fonte fotovoltaica (+3,4%) ed il calo di quella da fonte eolica (-2,5%).

Per quanto riguarda la potenza massima richiesta, la punta massima nel 2015 si è registrata il 22 luglio alle ore 15, raggiungendo i 60.491 MW, nuovo massimo storico per il sistema elettrico italiano.

2.2 Sicurezza di esercizio

Nella figura 14 è riportata la distribuzione territoriale dei rischi di sovraccarico sulla rete di trasporto primaria (rete a 400 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-2015/Giu-2016
 % sovraccarico > 20% corrente nominale in (N-1) per linee
 % sovraccarico > 10% corrente nominale in (N-1) per ATR

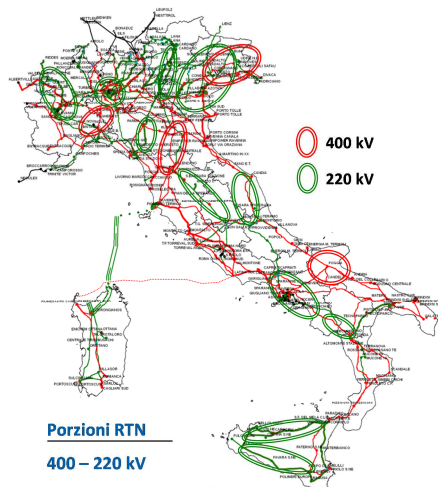
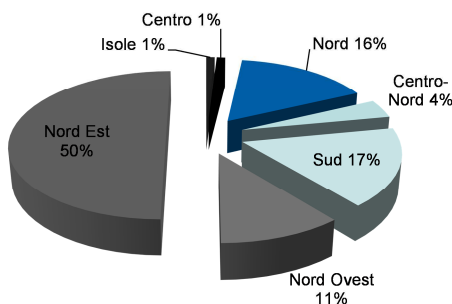


Figura 14 - Aree a maggiore criticità per la sicurezza sulla rete primaria a 400 – 220 kV

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 2015 e giugno 2016. 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 400-220 kV, non sono stati considerati gli effetti dei dispositivi di telescatto, che da un lato non rappresenta una contromisura di tipo strutturale e può contribuire a mitigare o, in alcuni casi, annullare parte delle criticità di rete, dall'altro possono influenzare la stabilità del sistema elettrico dal punto di vista dinamico, riducendo i margini di sicurezza del sistema. Inoltre, nell'analisi della rete primaria 400 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 con un sovraccarico di corrente.

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. 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 400/220 kV della Liguria occidentale. Nell'area dell'Emilia e della Toscana si riscontrano sovraccarichi delle linee a 400 e 220 kV interessate dal transito dell'energia sulla sezione 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 400 - 220 kV.

Per quanto riguarda il Sud, la rete a 400 kV tra Campania e Puglia, in particolare le arterie tra le stazioni di Benevento 2, Troia e Foggia, risultano essere interessate 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 rete 400 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 400 e 220 kV è chiamata a trasportare 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 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 400 kV "Laino-Montecorvino". Sono presenti inoltre eventi di sovraccarico sulle arterie 400 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 15 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 2015 e di Gennaio 2016 alle ore 10.30 del mattino e non tengono conto degli effetti dei telescatto su import e aree di produzione limitata. Si osserva che le aree maggiormente critiche si concentrano in prossimità di alcune arterie AT della Sicilia orientale, della Lombardia e dell'area Tosco-Emiliana, 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-2015/Gen-2016, % Contingenze in N-1 su totale
% sovraccarico > 20% corrente nominale in (N-1) per linee
% sovraccarico > 10% corrente nominale in (N-1) per ATR

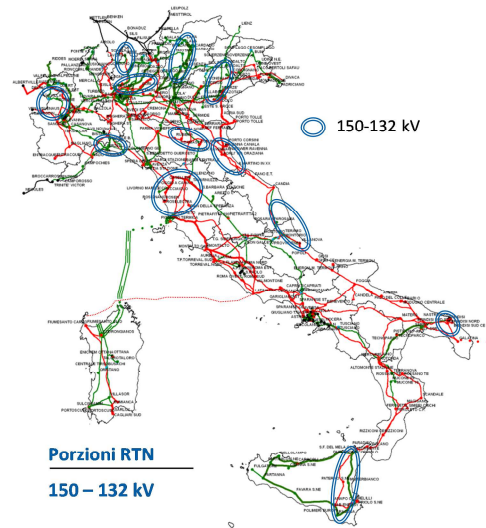
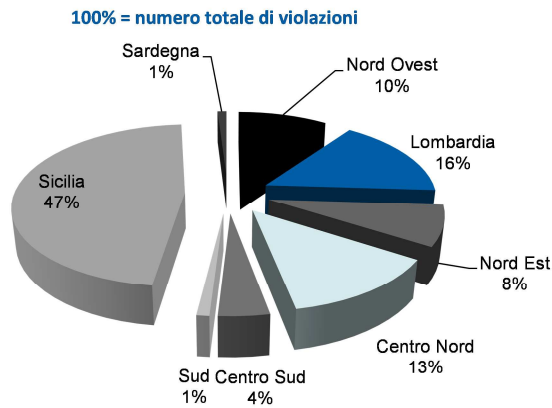


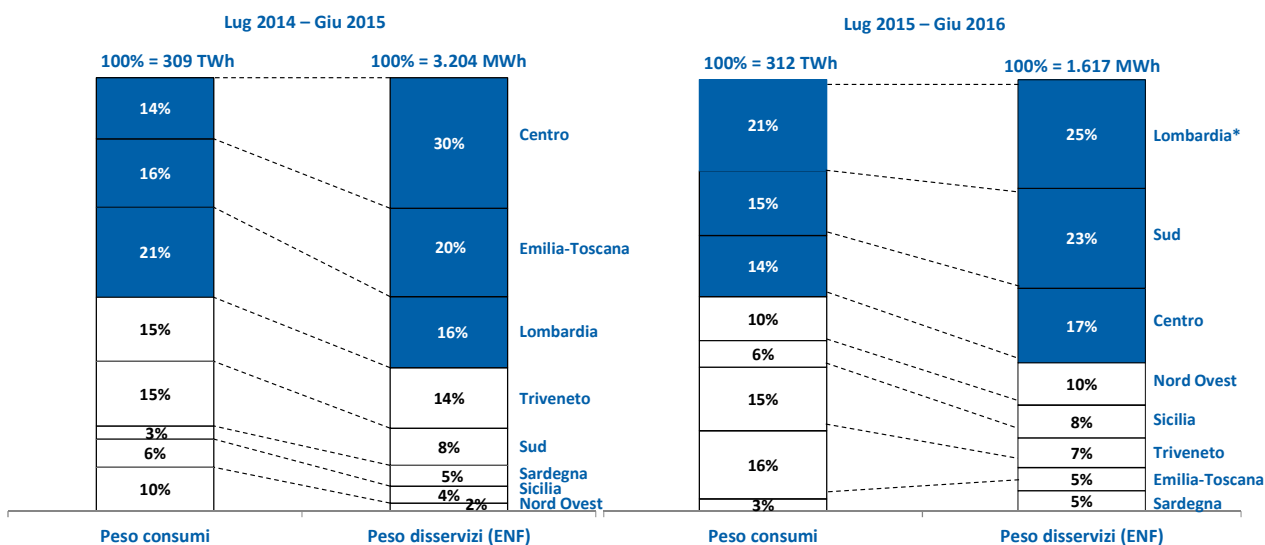
Figura 15 - Aree a maggiore criticità per la sicurezza sulla rete secondaria

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 16 sono evidenziate le aree che nel periodo compreso tra Luglio 2015 e Giugno 2016 hanno registrato i livelli di continuità del servizio di alimentazione elettrica più critici riguardo ai rispettivi tassi di domanda.



* Il giorno 15 Giugno 2016, a causa di un guasto di un conduttore aereo, è stato disalimentato l'utente O.R.I. Martin, comportando una ENF di circa 295 MWh.

Figura 16- Disalimentazioni su reti AAT/AT (rete di trasmissione e reti di subtrasmissione)

Si evidenzia che il 70% dell'energia non fornita (ENF) è stata generata da disservizi legati agli eventi meteorologici eccezionali che hanno interessato tra Febbraio e Marzo 2015 le regioni di Emilia Romagna, Lombardia ed Abruzzo.

2.4 Qualità della tensione

In ciascun nodo di una rete elettrica, si verificano variazioni lente di tensione legate alla variabilità continua del carico da alimentare (componente attiva/reattiva), alle caratteristiche della rete (assetti di esercizio) ed alla variazione della potenza generata dalle centrali (su base oraria, 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 17 riporta il range di variazione del livello di tensione dei nodi a 400 kV della RTN²⁰, nel periodo 2007-2016.

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

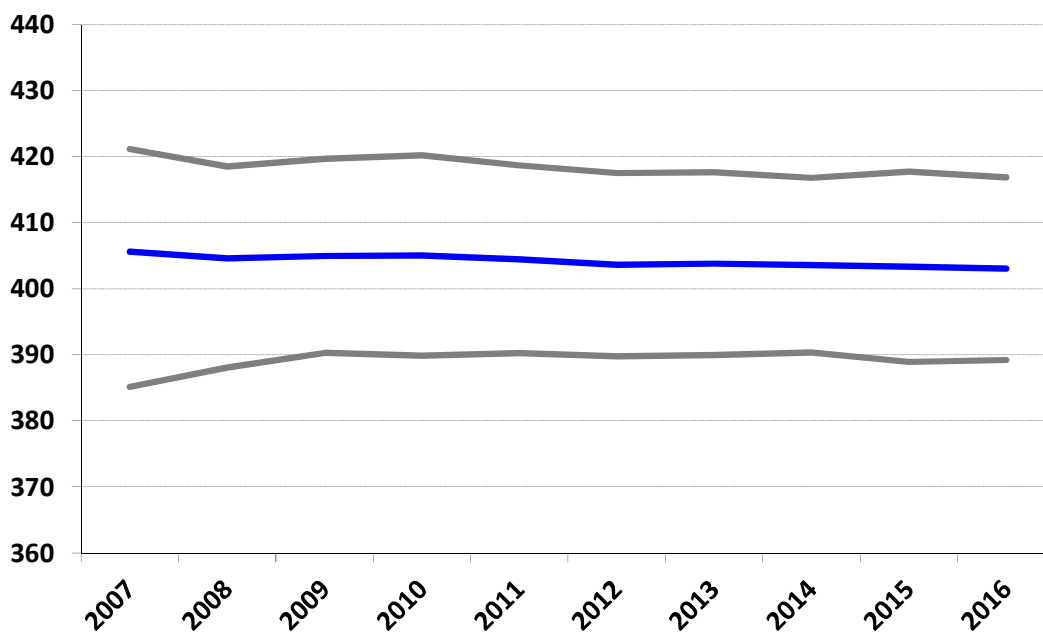


Figura 17 - Range di Variazione del livello di tensione (massimo, medio e minimo) nei nodi a 400 kV dal 2007 al 2016 (kV)

Per il periodo Luglio 2015 - Giugno 2016 si è osservata per le stazioni a 400 kV una deviazione standard dei valori intorno alla media di circa 4,6 kV. L'andamento sostanzialmente costante della tensione deve interpretarsi come un indice indiretto di una buona qualità del servizio elettrico, benché si noti un lieve aumento dei valori massimi di tensione, legato ai minori flussi sulle dorsali 400 kV durante le ore di basso carico.

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 18 e la Figura 19 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.

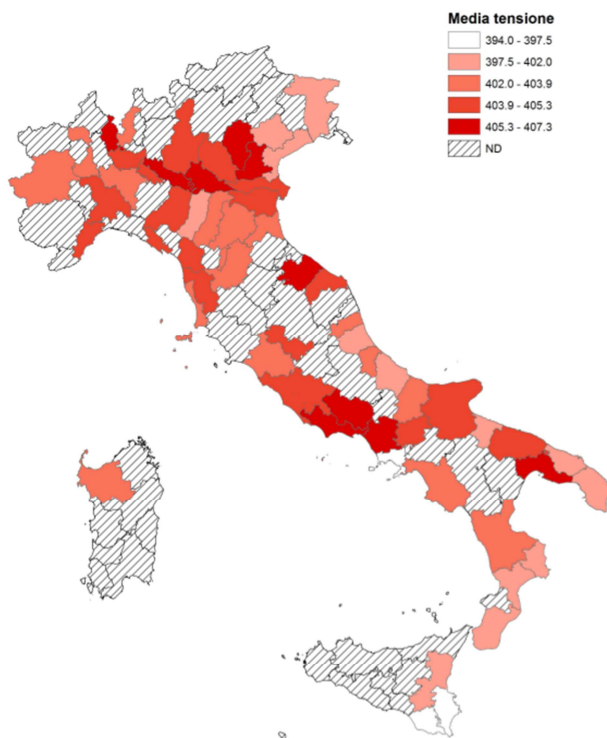


Figura 18 - Distribuzione territoriale delle tensioni sulla rete 400 kV– valori medi (kV) (Luglio 2015– Giugno 2016)

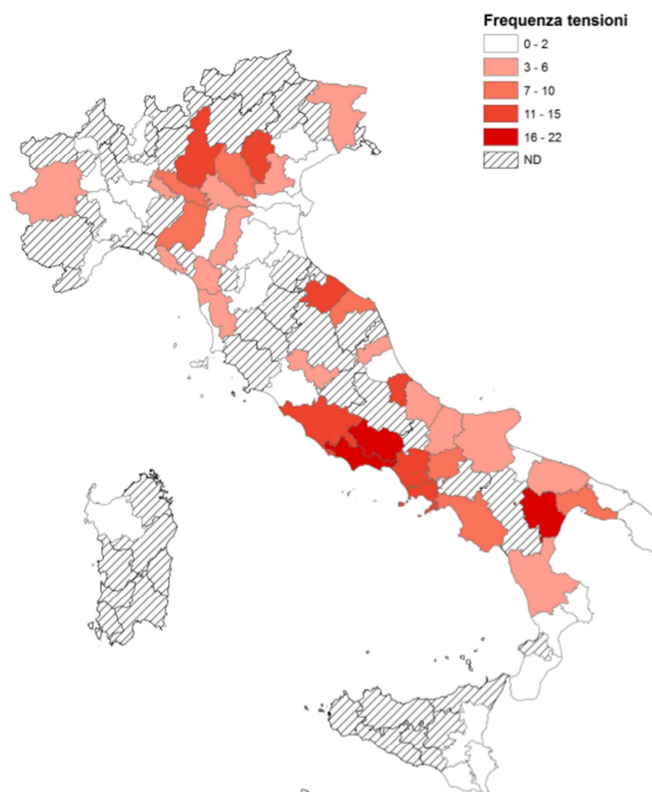


Figura 19 - Distribuzione territoriale delle tensioni sulla rete 400 kV– frequenza (%) con valori di tensione maggiore di 410 kV (Luglio 2015 – Giugno 2016)

Nella Figura 20 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 2015 e Giugno 2016.

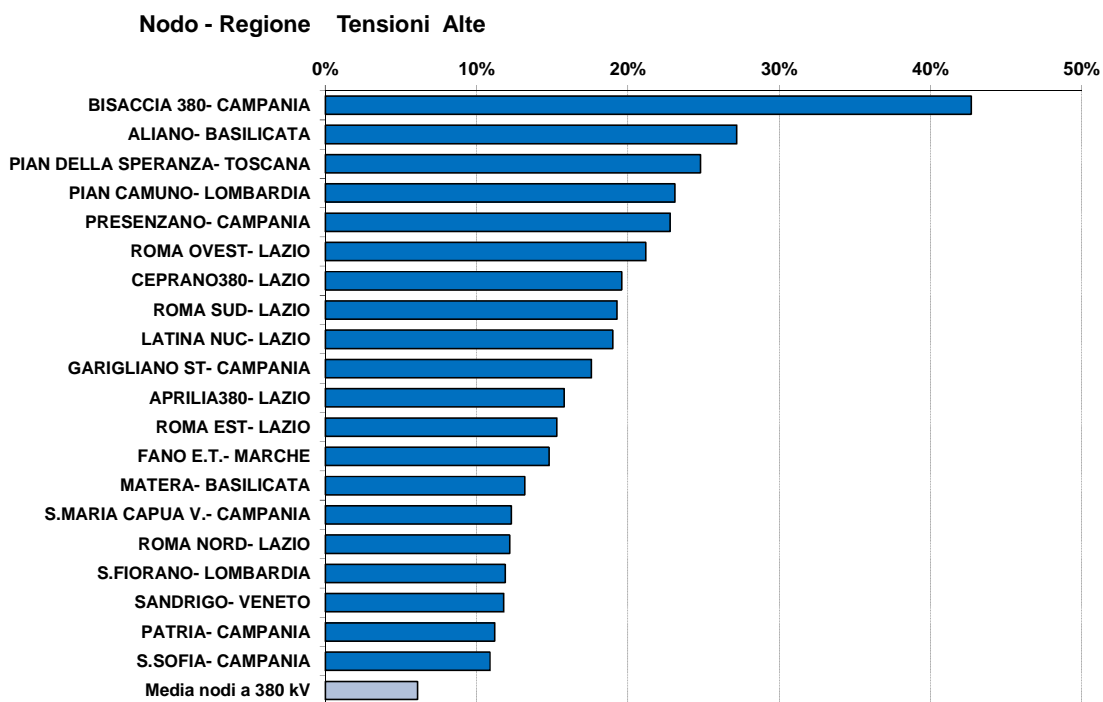


Figura 20- Andamento della tensione ai nodi critici – tensioni alte (Luglio 2015 – Giugno 2016)

Si notano valori di tensione più elevati della media elevati in Lombardia, Veneto, Marche, Toscana, Lazio e Campania.

Nella Figura 21 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 2015 e Giugno 2016.

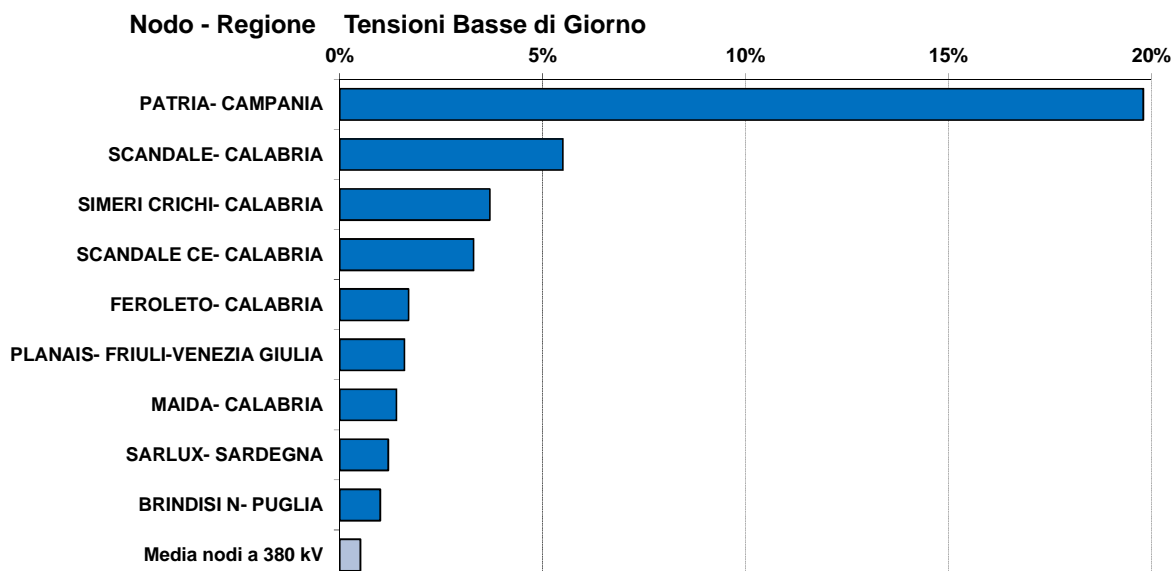


Figura 21- Andamento della tensione ai nodi critici – tensioni basse (Luglio 2015 – Giugno 2016)

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 alcune stazioni che regolano la tensione (reattanze e banchi di condensatori) ha consentito 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.

La valutazione dei livelli attesi della qualità della tensione è il risultato di una campagna di misura avviata da Terna il 1° luglio 2006 e realizzata mediante l'installazione di strumenti di misura presso impianti AAT/AT.

Il monitoraggio della qualità della tensione è valutata sulla rete 400/220/150/132/60 kV.

Per quanto riguarda gli strumenti installati a dicembre 2015 nelle stazioni Terna, si riporta in tabella 8 la ripartizione per area territoriale.

Tabella 8 – Ripartizione per area territoriale degli Strumenti installati nelle stazioni Terna

Area Territoriale	N° di strumenti
Torino	16 (18)
Milano	16 (16)
Venezia	25 (13)
Firenze	8 (9)
Roma	16 (9)
Napoli	15 (9)
Palermo	4 (5)
Cagliari	7 (5)
Totale	107 (191)
Tra parentesi il numero di strumenti comprensivo delle installazioni effettuate nel corso del 2012-2015	

Attraverso tale campagna di misura, è stato possibile determinare risultati relativi a diversi parametri della qualità di tensione, in particolare, i buchi di tensione²¹. I risultati si riferiscono alle misure registrate nel periodo Gennaio 2015 - Dicembre 2015 e sono, per quanto possibile, confrontati con quelli relativi al corrispondente periodo Gennaio 2014 - Dicembre 2014.

In particolare, relativamente ai buchi di tensione si specifica che questi possono essere:

- Polifase, se coinvolgono due o tre fasi;
- Monofase, se interessano una sola fase.

Tutti i buchi di tensione sono stati, inoltre, suddivisi per livello di tensione e raggruppati per tensione residua e durata secondo le nuove indicazioni emerse in ambito normativo internazionale (nuova EN 50160).

Nella tabella dalla 9 alla 20 sono riportati tutti i dati relativi ai buchi di tensione, suddivisi per fasce di durata e tensione residua, rilevati dagli strumenti di misura durante il periodo di monitoraggio ed i relativi valori medi.

²¹ Diminuzione improvvisa della tensione di alimentazione per un utente direttamente connesso alla RTN ad un valore compreso tra il 90% e l'1% della tensione nominale per un periodo di tempo superiore a 10 millisecondi e inferiore o uguale a 1 minuto; il buco di tensione può interessare una o più fasi ed è denominato unipolare, bipolare o tripolare se rispettivamente interessa una, due o tre fasi.

Tabella 9 - Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua 400-220 kV

380 – 220 kV												
Tensione %	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	131	95	5	7	1	1	2	0	0	0	139	103
80 > u > 70	122	107	6	6	0	0	2	0	0	0	130	113
70 > u > 40	79	63	3	10	1	1	0	0	0	0	83	74
40 > u > 5	15	3	0	1	0	1	0	0	0	0	15	5
5 > u	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1
totale	349	269	14	24	2	3	4	0	0	0	369	296

Tabella 10 - Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete 400 - 220 kV

380 – 220 kV												
Tensione %	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	7,28	5,28	0,28	0,39	0,06	0,06	0,11	0,00	0,00	0,00	7,72	5,72
80 > u > 70	6,78	5,94	0,33	0,33	0,00	0,00	0,11	0,00	0,00	0,00	7,22	6,28
70 > u > 40	4,39	3,50	0,17	0,56	0,06	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	4,61	4,11
40 > u > 5	0,83	0,17	0,00	0,06	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	0,28
5 > u	0,11	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,06
totale	19,39	14,94	0,78	1,33	0,11	0,17	0,22	0,00	0,00	0,00	20,50	16,44

Tabella 11 - Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua <150 kV, area Nord

150-132-120 kV Nord												
Tensione %	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	369	148	22	9	7	1	2	1	0	0	400	159
80 > u > 70	222	146	12	16	0	2	2	0	0	0	236	164
70 > u > 40	196	148	11	11	0	4	0	1	0	0	207	164
40 > u > 5	37	37	3	8	0	4	0	0	0	0	40	49
5 > u	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
totale	824	481	48	44	7	11	4	2	0	0	883	538

Tabella 12 - Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete <150 kV, area Nord

150-132-120 kV Nord												
Tensione %	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	7,69	3,08	0,46	0,19	0,15	0,02	0,04	0,02	0,00	0,00	8,33	3,31
80 > u > 70	4,63	3,04	0,25	0,33	0,00	0,04	0,04	0,00	0,00	0,00	4,92	3,42
70 > u > 40	4,08	3,08	0,23	0,23	0,00	0,08	0,00	0,02	0,00	0,00	4,31	3,42
40 > u > 5	0,77	0,77	0,06	0,17	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	1,02
5 > u	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04
totale	17,17	10,02	1,00	0,92	0,15	0,23	0,08	0,04	0,00	0,00	18,40	11,21

Tabella 13 - Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua < 150 kv area Centro

150-132-120 kV Centro												
Tensione %	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Mono	Poli
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	280	96	13	23	0	2	1	1	0	0	294	122
80 > u > 70	244	112	10	11	0	0	1	0	0	0	255	123
70 > u > 40	169	118	1	42	3	3	2	0	0	0	175	163
40 > u > 5	73	13	0	7	0	1	0	0	0	0	73	21
5 > u	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	2
totale	766	340	24	83	3	7	4	1	0	0	797	431

Tabella 14 - Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete <150 kV area Centro

150-132-120 kV Centro												
Tensione %	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Mono	Poli
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	14,00	4,80	0,65	1,15	0,00	0,10	0,05	0,05	0,00	0,00	14,70	6,10
80 > u > 70	12,20	5,60	0,50	0,55	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	12,75	6,15
70 > u > 40	8,45	5,90	0,05	2,10	0,15	0,15	0,10	0,00	0,00	0,00	8,75	8,15
40 > u > 5	3,65	0,65	0,00	0,35	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	3,65	1,05
5 > u	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10
totale	38,30	17,00	1,20	4,15	0,15	0,35	0,20	0,05	0,00	0,00	39,85	21,55

Tabella 15 - Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete <150 kV area Sud

150-132-120 kV Sud												
Tensione %	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Mono	Poli
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	115	54	9	7	2	1	0	0	0	0	126	62
80 > u > 70	160	71	17	14	2	1	0	0	0	0	179	86
70 > u > 40	138	107	3	25	2	3	0	0	0	0	143	135
40 > u > 5	42	18	0	1	0	0	0	0	0	0	42	19
5 > u	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
totale	455	251	29	47	6	5	0	0	0	0	490	303

Tabella 16- Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete <150 kV area Sud

150-132-120 kV Sud												
Tensione %	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Mono	Poli
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	11,50	5,40	0,90	0,70	0,20	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	12,60	6,20
80 > u > 70	16,00	7,10	1,70	1,40	0,20	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	17,90	8,60
70 > u > 40	13,80	10,70	0,30	2,50	0,20	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	14,30	13,50
40 > u > 5	4,20	1,80	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,20	1,90
5 > u	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10
totale	45,50	25,10	2,90	4,70	0,60	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	49,00	30,30

Tabella 17 - Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua <150 kV Sicilia

150-132-120 kV Sicilia													
Tensione %	Durata										Totale		
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Mono	Poli	
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli			
90 > u > 80	18	18	1	0	0	0	0	0	0	0	0	19	18
80 > u > 70	27	13	8	2	1	1	0	0	0	0	0	36	16
70 > u > 40	29	13	0	3	0	0	1	0	0	0	0	30	16
40 > u > 5	34	15	6	3	1	0	0	0	0	0	0	41	18
5 > u	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
totale	108	60	15	8	2	1	1	0	0	0	0	126	69

Tabella 18 - Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete <150 kV Sicilia

150-132-120 kV Sicilia													
Tensione %	Durata										Totale		
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Mono	Poli	
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli			
90 > u > 80	4,50	4,50	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,75	4,50
80 > u > 70	6,75	3,25	2,00	0,50	0,25	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,00	4,00
70 > u > 40	7,25	3,25	0,00	0,75	0,00	0,00	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	7,50	4,00
40 > u > 5	8,50	3,75	1,50	0,75	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,25	4,50
5 > u	0,00	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25
totale	27,00	15,00	3,75	2,00	0,50	0,25	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	31,50	17,25

Tabella 19 - Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua < 150 kV Sardegna

150-132-120 kV Sardegna													
Tensione %	Durata										Totale		
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Mono	Poli	
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli			
90 > u > 80	5	26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	26
80 > u > 70	3	22	0	3	0	0	0	0	0	0	0	3	25
70 > u > 40	6	4	0	1	0	0	0	0	0	0	0	6	5
40 > u > 5	0	1	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	4
5 > u	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
totale	14	53	0	7	0	0	0	0	0	0	0	14	60

Tabella 20 - Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete residua < 150 kV Sardegna

150-132-120 kV Sardegna													
Tensione %	Durata										Totale		
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Mono	Poli	
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli			
90 > u > 80	1,25	6,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,25	6,50
80 > u > 70	0,75	5,50	0,00	0,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,75	6,25
70 > u > 40	1,50	1,00	0,00	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,50	1,25
40 > u > 5	0,00	0,25	0,00	0,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
5 > u	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
totale	3,50	13,25	0,00	1,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,50	15,00

In qualità di Gestore della Rete di Trasmissione, Terna valuta prioritariamente i buchi di tensione lunghi e profondi (di durata superiore a 500 ms e con tensione residua inferiore al 70%).

A tal proposito, l'esame dei dati, riferito alla singola installazione, mostra che:

- per quanto riguarda i **buchi di tensione monofase**:
 - per il livello 400 kV il numero massimo dei buchi di tensione lunghi e profondi per ciascun nodo è stato pari a 0 quindi sono stati rispettati i livelli attesi per il 2015 (pari a 5);
 - per il livello 220 kV il numero massimo dei buchi di tensione lunghi e profondi per ciascun nodo è stato pari a 1 quindi sono stati rispettati i livelli attesi per il 2015 (pari a 10);
 - per il livello 150-132-120 kV il numero massimo di buchi di tensione lunghi e profondi per ciascun nodo è stato pari a 2 quindi sono stati rispettati i livelli attesi per il 2015 (pari a 15);

- per quanto riguarda per i **buchi di tensione polifase**:
 - per il livello 400 kV il numero massimo di buchi di tensione lunghi e profondi per ciascun nodo è stato pari a 1 quindi sono stati rispettati i livelli attesi per il 2015 (pari a 3);
 - per il livello 220 kV il numero massimo di buchi di tensione lunghi e profondi per ciascun nodo è stato pari a 1 quindi sono stati rispettati i livelli attesi per il 2015 (pari a 6);
 - per il livello 132 kV il numero massimo di buchi di tensione lunghi e profondi per ciascun nodo è stato pari a 2 quindi sono stati rispettati i livelli attesi per il 2015 (pari a 9).

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 ha raggiunto la soglia dei 9.600 MW a Dicembre 2016. 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 pari, invece, a circa 19.400 MW dei quali circa 2.600 MW nella sola Puglia.

Nella figura sottostante è stata riportato il dettaglio per Regione della potenza degli impianti eolici e fotovoltaici installati²² al 2016.

²² Dati provvisori Terna.

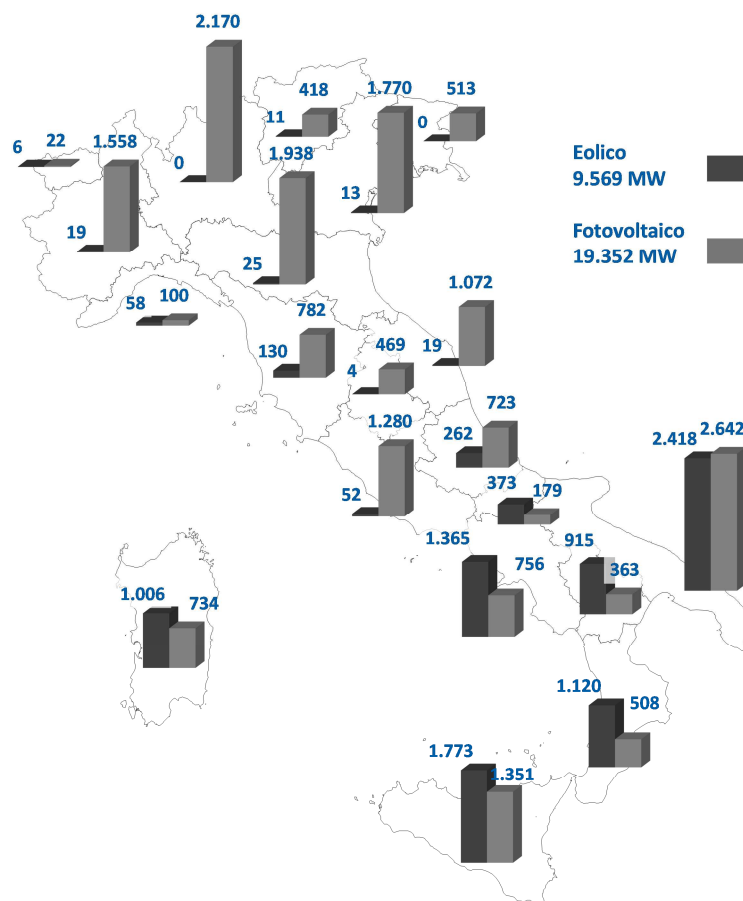


Figura 22 - Potenza eolica e fotovoltaica installata in Italia – Dicembre 2016 (Fonte dati:Terna)

In particolare, nell'anno 2016 è proseguita la crescita della generazione da fonti rinnovabili ma con trend di crescita più ridotti con circa 0,5 GW di potenza fotovoltaica e circa 0,4 GW di potenza eolica installata (figura 23).

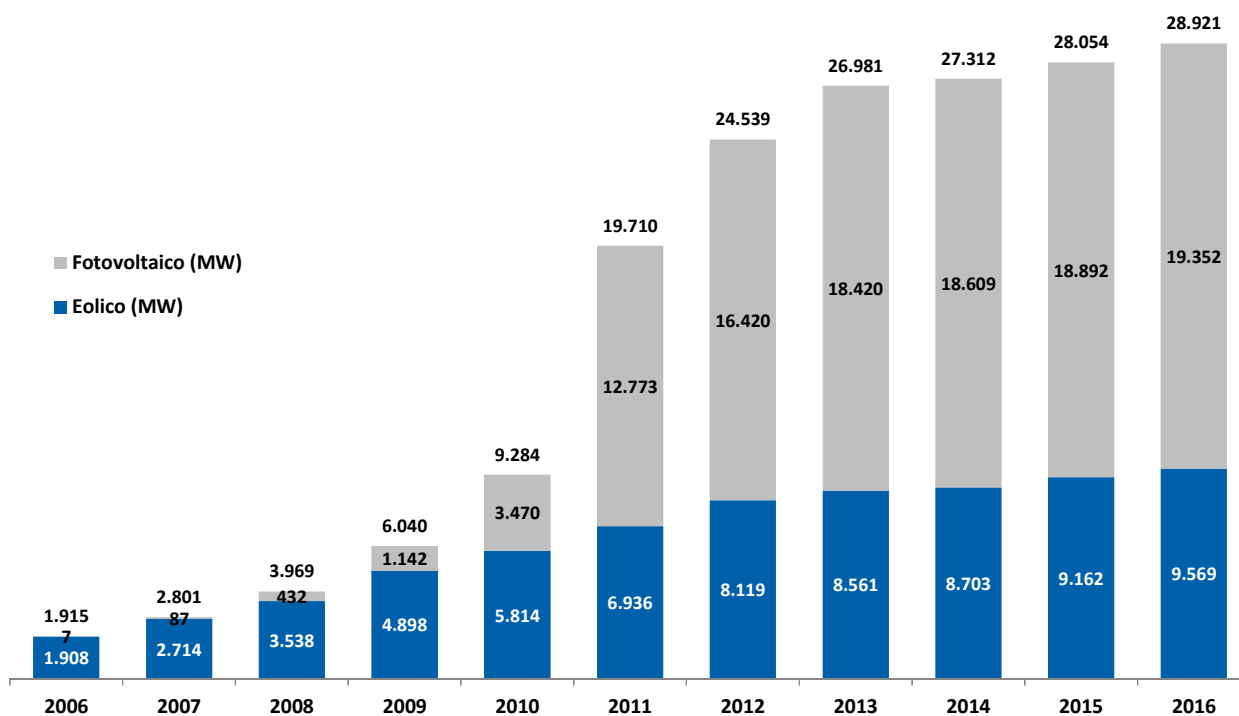


Figura 23 - Potenza fotovoltaica ed eolica installata 2006 - 2016 (dati provvisori)

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.

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. Per dare una quantificazione del fenomeno descritto, sulla rete di e-Distribuzione è stata riscontrata nel periodo Gennaio-Settembre 2016 (cfr. Figura 24) l'inversione del flusso di energia per almeno l'1% e il 5% delle ore dell'anno rispettivamente in 1075²³ e 810 sezioni di trasformazione AT/MT delle cabine primarie di distribuzione, valori in linea con il trend degli anni precedenti.

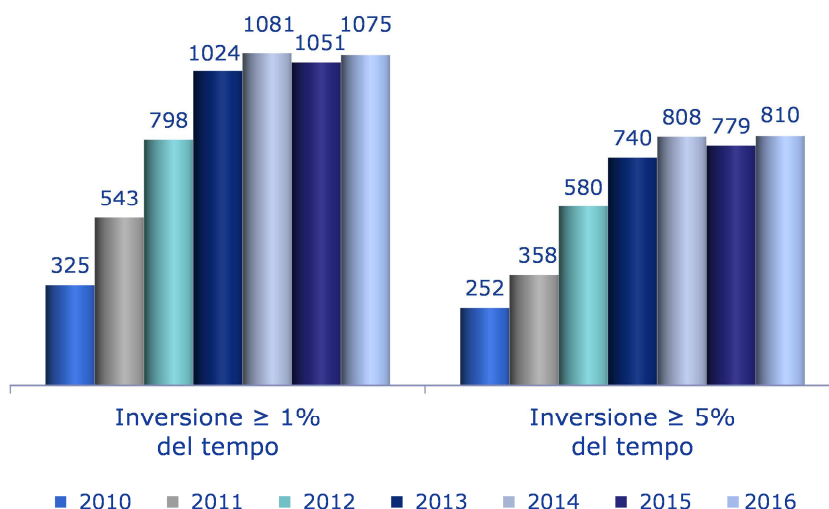


Figura 24 - Dati di inversione flussi su sezioni AT/MT (fonte: e-Distribuzione – Settembre 2016 dati provvisori)

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 limitata magliatura di rete.

Ad 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. 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 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.

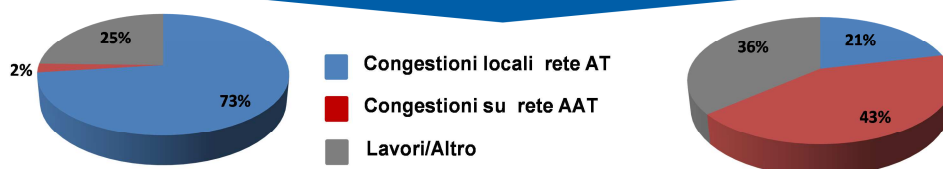
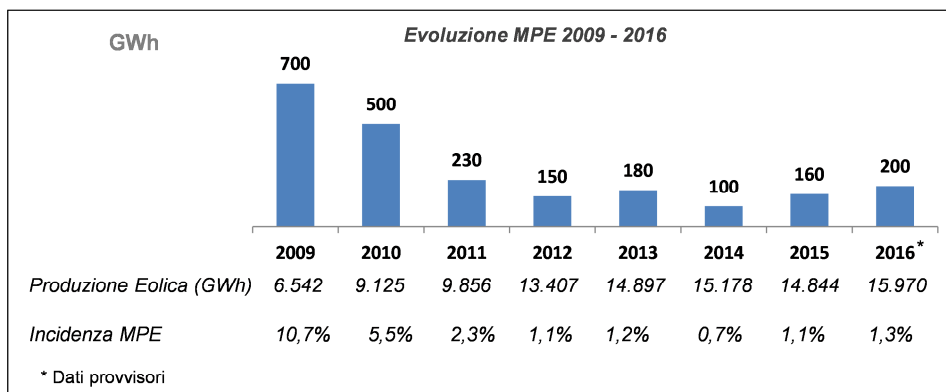
2.5.1 Congestioni di rete AT e AAT

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 fonti rinnovabili non programmabili, ora interessano in modo significativo anche la rete in AAT.

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

Nel corso degli anni 2009-2012 (cfr. Figura seguente), 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'1,5%. 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 degli anni successivi 2014, 2015 e 2016.



Ripartizione MPE Gennaio 2012 – Dicembre 2012

Ripartizione MPE Gennaio 2013 – Novembre 2016

Figura 25- Mancata Produzione Eolica (MPE) Gennaio-Novembre 2016 – dati provvisori impianti connessi rete AT

Il problema delle congestioni locali resta comunque confermato anche per il 2016. Come si osserva in figura 26, 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”.

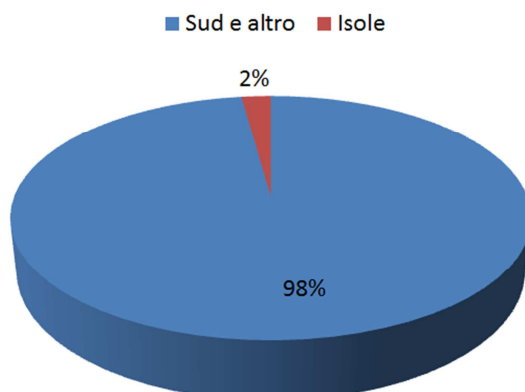


Figura 26- Dettaglio regionale localizzazione Mancata Produzione Eolica (MPE) Gennaio-Novembre 2016 – dati provvisori

In queste aree, negli anni passati, sono stati realizzati da Terna importanti interventi di adeguamento e rinforzo della rete. Tali interventi 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.

Le misure messe in atto da Terna riguardano, inoltre, 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).

2.6 Porzioni di rete critiche su rete primaria

Nella rete 400-220 kV nazionale di trasmissione sono state identificate, ai fini della sicurezza di esercizio, le principali porzioni di rete 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 27 le principali porzioni di rete critiche relative alla rete primaria 400-220 kV nazionale.

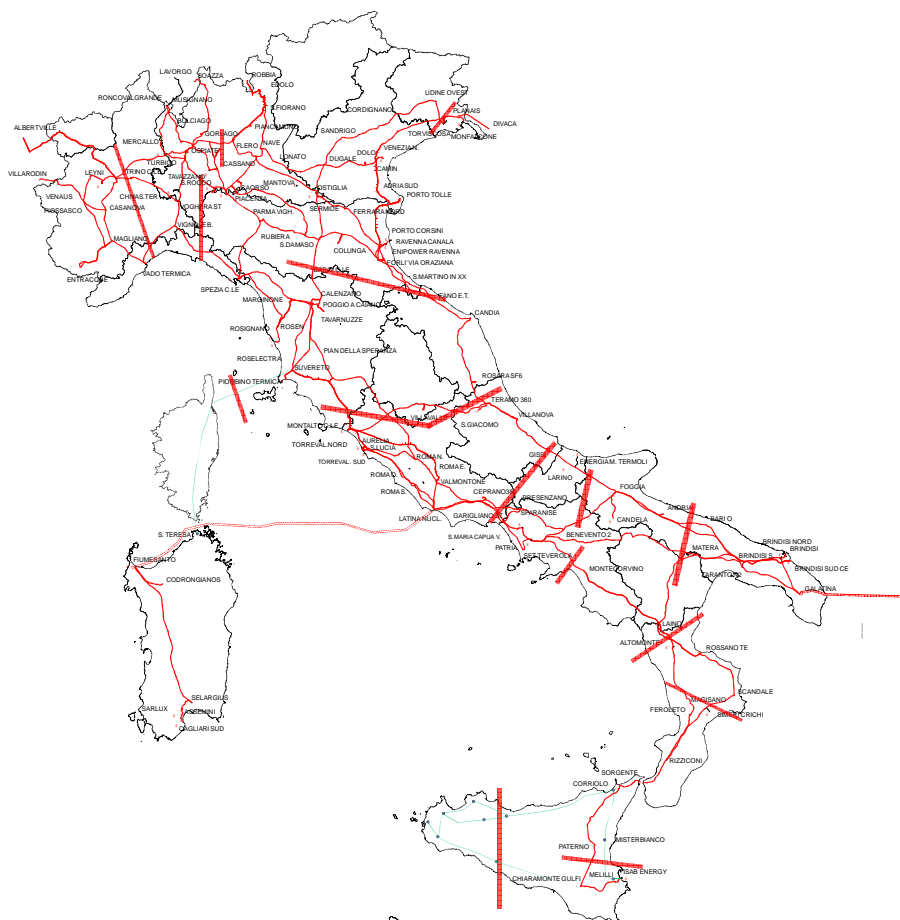


Figura 27– Porzioni di rete critiche

2.7 Principali evidenze dell'analisi dello stato della rete

Nel seguito sono elencate le principali evidenze delle criticità attuali o previsionali sulla RTN, suddivise per area geografica.

2.7.1 Area Nord Ovest

La Regione Piemonte ha visto in questi anni una progressiva riduzione del suo deficit fabbisogno/produzione, sia per effetto della contrazione dei consumi, sia per la diffusione della generazione distribuita (con particolare riferimento alle province di Cuneo e Alessandria).

Permangono tuttavia i fenomeni critici in corrispondenza di elevato import dalla frontiera (Svizzera e Francia) che può causare problemi di sicurezza di esercizio, prevalentemente in relazione al rischio di indisponibilità di elementi di rete primaria.

Rispetto agli anni precedenti, nei quali emergevano criticità di esercizio nelle ore di elevato carico (stagione invernale/giorni feriali), la rete 132 kV dell'area Nord-Ovest attualmente presenta maggiori difficoltà di esercizio nelle ore di basso carico, elevata insolazione. Criticità attribuibili, come già anticipato, alla riduzione dei consumi e all'incremento della produzione da FER, che si aggiunge, in particolar modo a fine primavera/inizio estate, a una elevata produzione idroelettrica da impianti ad acqua fluente.

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

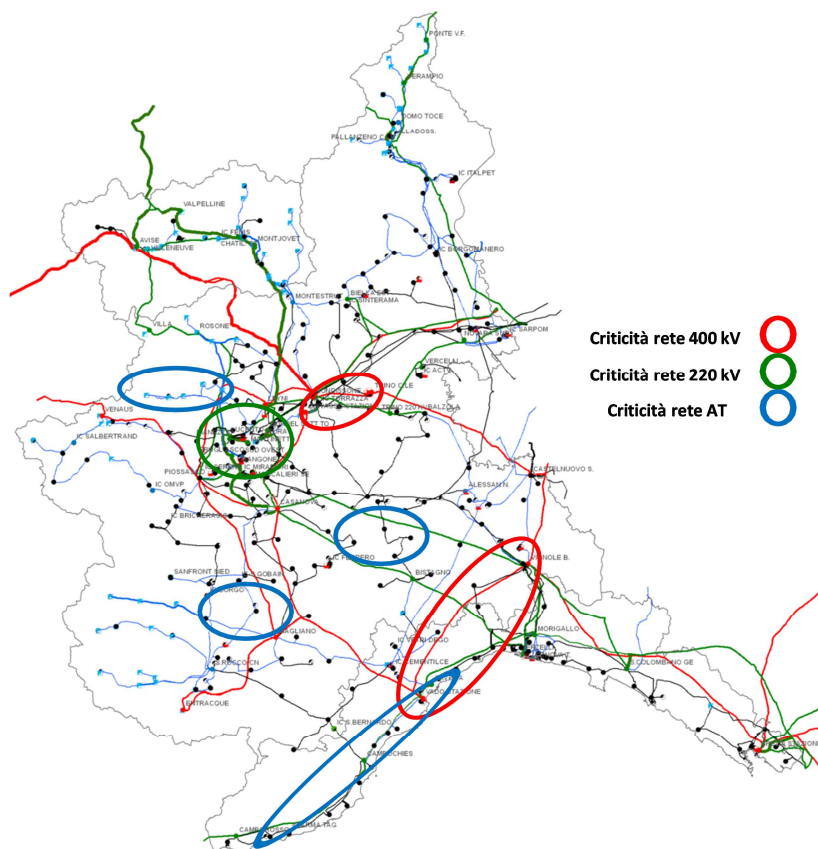


Figura 28 - Principali criticità della rete nelle regioni Piemonte, Valle D'Aosta e Liguria

2.7.2 Area Nord

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 problemi di sovraccarico nei periodi di massimo carico, nelle ore diurne, e 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.

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 Lonato, 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 successiva si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nella regione Lombardia.

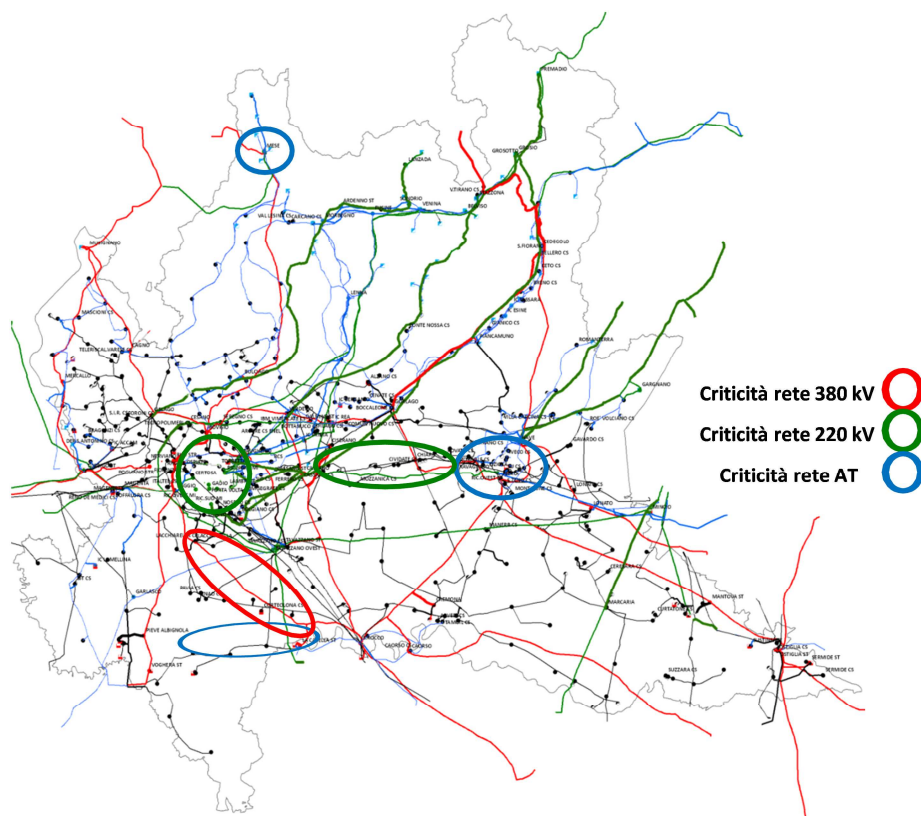


Figura 29 – Principali criticità della rete nella regione Lombardia

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) e 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 i flussi di potenza provenienti dalla frontiera Slovena

La rete a 220 kV, in particolare quella del Trentino Alto Adige e del Bellunese, presenta invece vincoli e rischi in sicurezza N-1 in corrispondenza dei periodi di elevata idraulicità.

Relativamente alla rete a 132 kV, a dispetto di un trend di crescita dei consumi contenuto, si confermano fortemente critiche le aree comprese fra Vicenza, Treviso e Padova, anche a causa dei ritardi nell'autorizzazione degli interventi di sviluppo previsti sulla porzione di rete sottesa.

In particolare la mancanza di iniezioni dalla rete 400 kV su rete 220 kV e 132 kV rende necessario risolvere urgentemente le criticità sulle porzioni di rete a 220 kV tra Udine e Pordenone ed a 132 kV sottese alle stazioni di Scorzè, Vellai e Sandrigo.

La presenza di numerose centrali idroelettriche allacciate alla rete a 132 kV dell'Alto Adige e dell'Alto Bellunese 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.

Inoltre sulla rete a 132 kV dell'alto Bellunese vi sono attuali rischi per la sicurezza di esercizio locale che richiedono interventi di sviluppo rete i quali permetterebbero anche un miglior sfruttamento della produzione idrica locale.

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

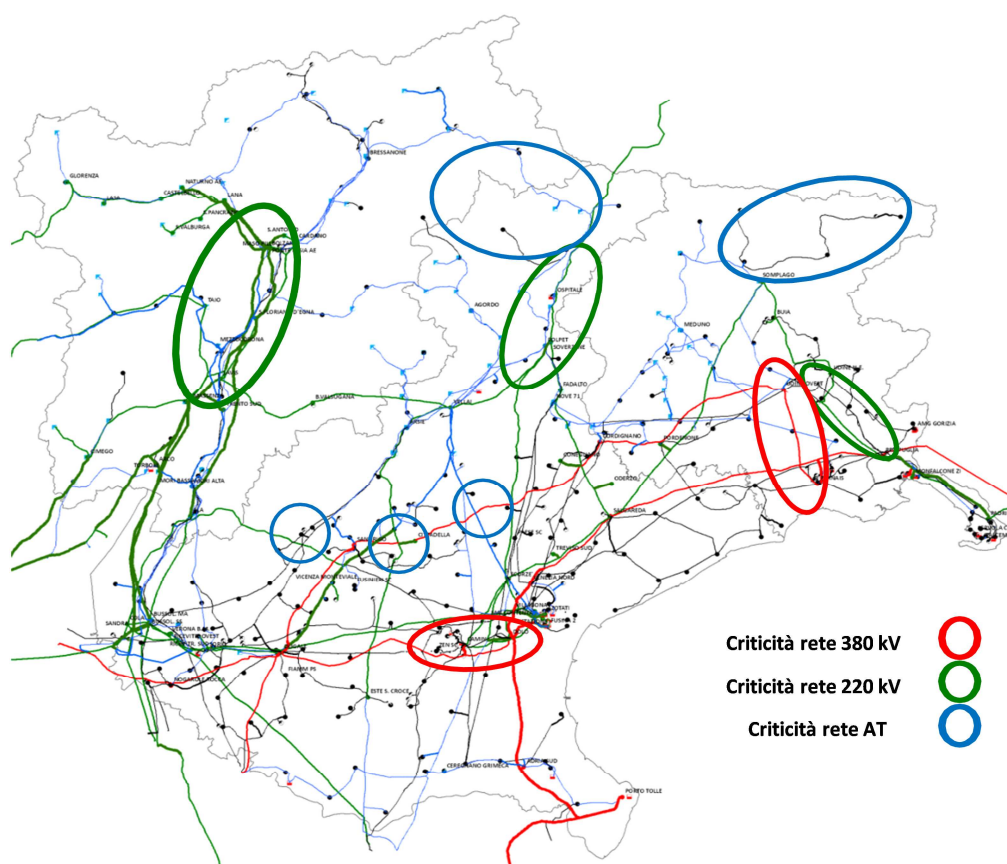


Figura 30 – Principali criticità della rete nelle regioni Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia

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/o 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 e a 132 kV possono diventare elementi critici per il trasporto di energia elettrica e generare congestioni che possono sia vincolare gli scambi tra zone di

mercato sia determinare smagliature di rete, limitando così lo sfruttamento della produzione da impianti più efficienti e riducendo la qualità e la sicurezza del servizio elettrico.

In particolare, rientrano in questa casistica le aree di carico comprese fra le stazioni di S.Barbara, Pietrafitta e Arezzo, quelle comprese fra le stazioni di Suvereto, Larderello e Pian della Speranza e quelle comprese fra le stazioni di Calenzano e Martignone.

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 di criticità di rete emergono alcune problematiche in termini di sicurezza locale e qualità del servizio nell'area Nord Ovest dell'Emilia Romagna (in particolare la provincia di Piacenza) e, in termini più contenuti, nelle aree metropolitana di Firenze e Bologna nelle quale i recenti interventi di sviluppo e potenziamento della rete 132 kV hanno sostanzialmente limitato la criticità a situazioni di sicurezza n – 1 a rete non integra.

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 turbogas 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 insistenti nelle province di Modena, Reggio Emilia e Forlì Cesena, quest'ultima condizionata in particolare dalla diffusa presenza di impianti primari alimentati da elettrodotti AT ex-RFI.

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 lieve 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 successiva si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Toscana ed Emilia Romagna.

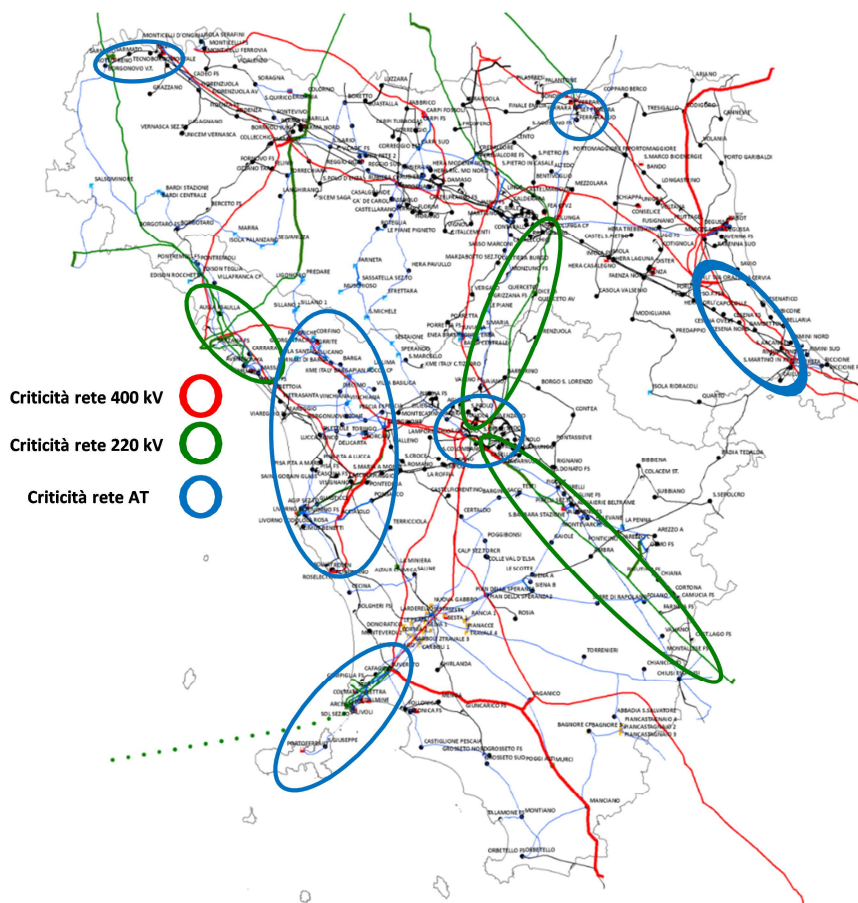


Figura 31 – Principali criticità della rete nelle regioni Toscana ed Emilia Romagna

2.7.5 Area Centro

La rete AAT dell'area Centro Italia è ad oggi carente da un punto di vista strutturale soprattutto sul versante adriatico, 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 più efficiente da fonte convenzionale e rinnovabile e sono destinati a crescere in previsione dell'entrata in esercizio di nuova generazione da fonte rinnovabile. Conseguentemente alcune dorsali in particolare a 220 kV possono diventare elementi critici 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 Villanova, Candia, Villavalle e Pietrafitta. Nell'area dell'Italia centrale, in particolare per estese porzioni di rete AT delle regioni Umbria, Marche e Abruzzo la rete è esercita a 120 kV in assetto radiale, non consentendo di fatto la magliatura con la rete a 132 kV delle regioni limitrofe.

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 della piena affidabilità soprattutto durante la stagione estiva.

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

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

Infine, il carico nel periodo estivo localizzato sulla fascia costiera tra Roma Sud, Latina e Garigliano, è esposta 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 successiva si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Marche, Umbria, Abruzzo, Molise e Lazio.

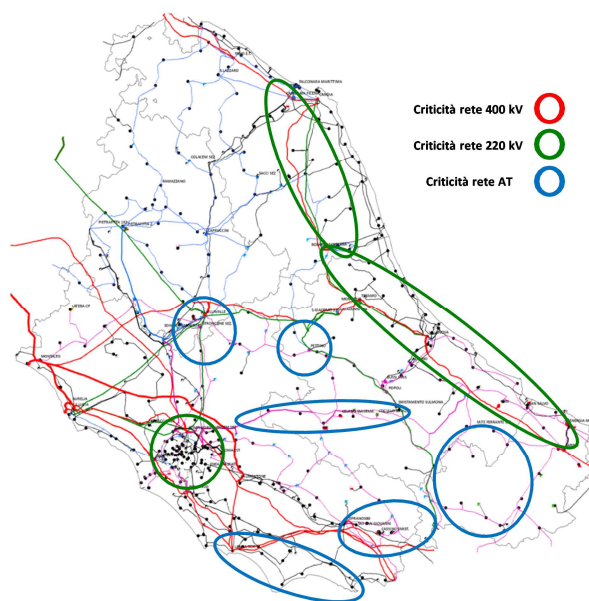


Figura 32 – Principali criticità della rete nelle regioni Marche, Umbria, Abruzzo, Molise e Lazio

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 all'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 causa 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 valori misurati sui nodi principali della rete riportano i profili di tensione rispettano i valori limite imposti dal Codice di Rete, tuttavia, in alcune condizioni di esercizio, 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 reattiva in particolare nell'area campana e nell'area urbana della città di Napoli e nell'area a sud della Puglia.

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: criticità si riscontrano sulle linee 150 kV afferenti le SE 400/150 kV di Troia, Deliceto e Andria, queste ultime soggette ad eventi di sovraccarico in relazione anche alla alta concentrazione di impianti di produzione rinnovabile. 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 dà luogo a 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 successiva si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Puglia, Campania, Calabria e Basilicata.

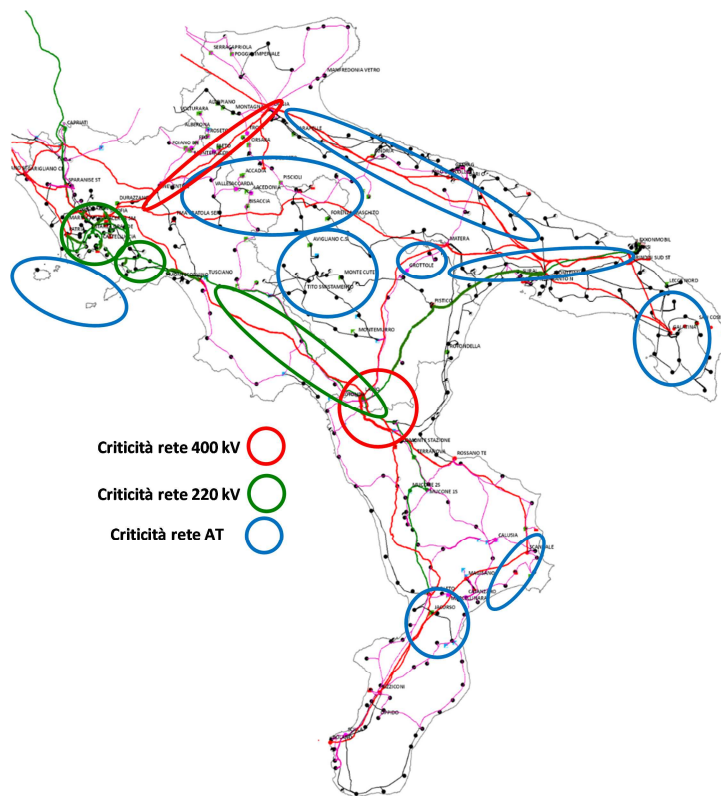


Figura 33 – Principali criticità della rete nelle regioni Puglia, Campania, Calabria e Basilicata

2.7.7 Area Sicilia

La Sicilia dispone di un sistema di trasmissione primario costituito essenzialmente dall'unica dorsale a 400 kV "Sorgente - Paternò - Chiamonte 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. A tal proposito 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 ulteriori 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, Ragusa e Agrigento presentano carenze infrastrutturali che, in particolari situazioni, non garantiscono adeguati livelli di qualità del servizio.

Nella figura successiva si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nella Regione Sicilia.

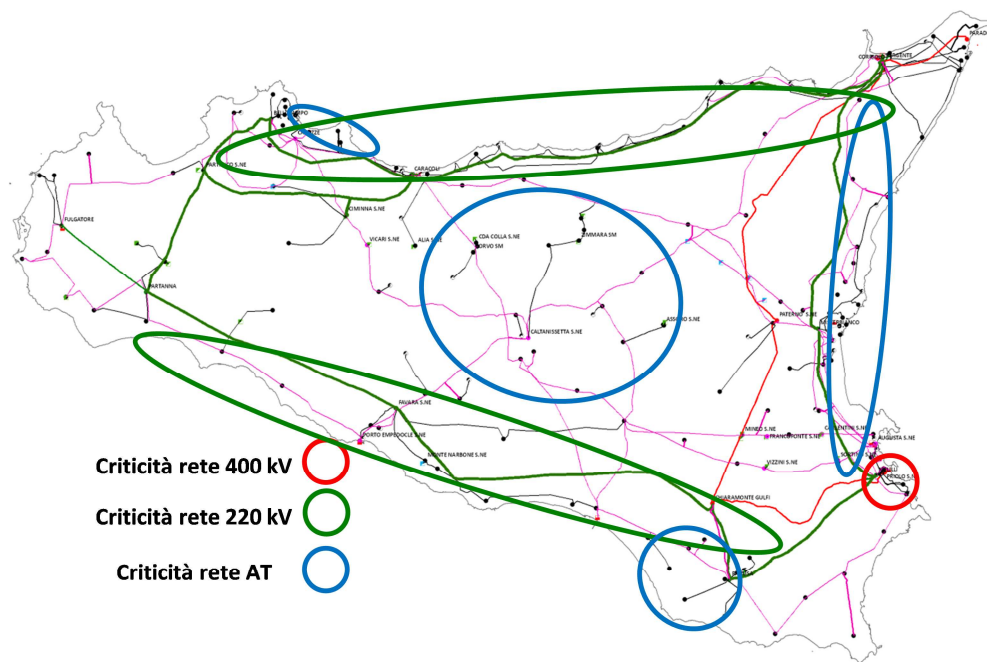


Figura 34 – Principali criticità della rete nelle regione Sicilia

2.7.8 Area Sardegna

Il sistema elettrico della Sardegna è caratterizzato 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). Ciò può determinare, in particolari condizioni, limiti alla flessibilità di esercizio dovuti alla necessità di garantire in ogni situazione il contenimento dei profili di tensione, il rispetto dei vincoli di riserva ed il mantenimento della potenza di corto circuito minima per il corretto funzionamento dei collegamenti in corrente continua con il Continente.

Tali problematiche sono state risolte attenuate con l'entrata in esercizio dei compensatori sincroni presso la SE di Codrongianos, tuttavia possono ancora risultare dei vincoli all'esercizio specie in presenza di elementi di rete fuori servizio per guasto o manutenzione.

La rete 150 kV, invece, evidenzia:

- criticità specie rete AT nell'area Nord-Orientale (Gallura), dove la scarsa magliatura di tale rete AT determina problemi di trasporto e di contenimento dei valori di tensione specialmente durante la stagione estiva, quando i consumi elettrici in quell'area subiscono un forte incremento per effetto delle attività turistiche;
- criticità nell'area urbana di Cagliari dove di rende necessario un incremento della magliatura.

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

Nella figura successiva si evidenziano le principali criticità della rete elettrica della Sardegna.

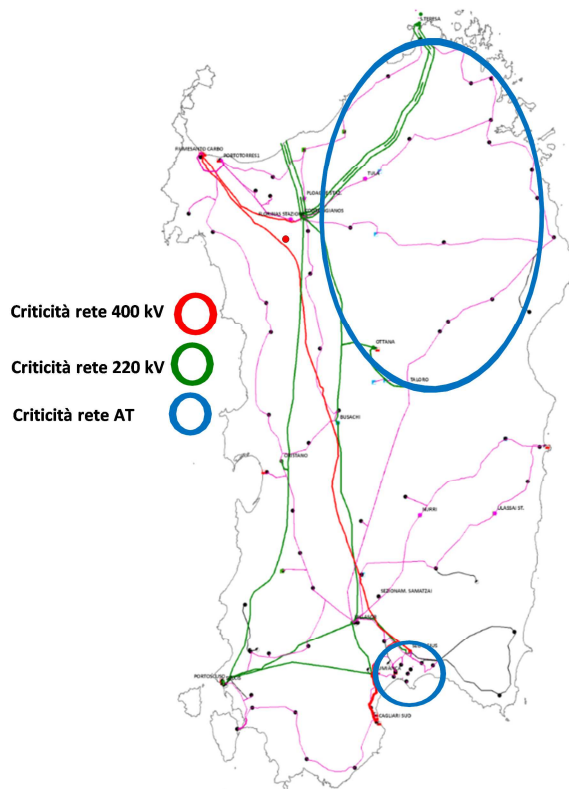


Figura 35 – Principali criticità della rete nella regione Sardegna

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 dei segnali provenienti dal mercato elettrico, inserendo l'analisi delle dinamiche del mercato nel processo di pianificazione della RTN.

In particolare, le principali evidenze negli ultimi tre anni sono desumibili dall'analisi:

- dei Mercati Esteri, con l'indicazione dei differenziali di prezzo;
- dei Mercati dell'Energia (MGP) con l'indicazione della rendita e delle ore di congestione;
- dei Mercati per l'approvvigionamento dei Servizi di Dispacciamento (MSD), con l'indicazione degli oneri e dei volumi.

A tale riguardo, gli obiettivi della pianificazione consistono principalmente nel superamento delle congestioni tra zone di mercato e intrazonali, 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 e degli oneri di sistema per il cliente finale.

2.9 Mercati Esteri

I prezzi del mercato italiano si confermano mediamente superiori a quelli dell'Europa continentale (cfr. figura 36).

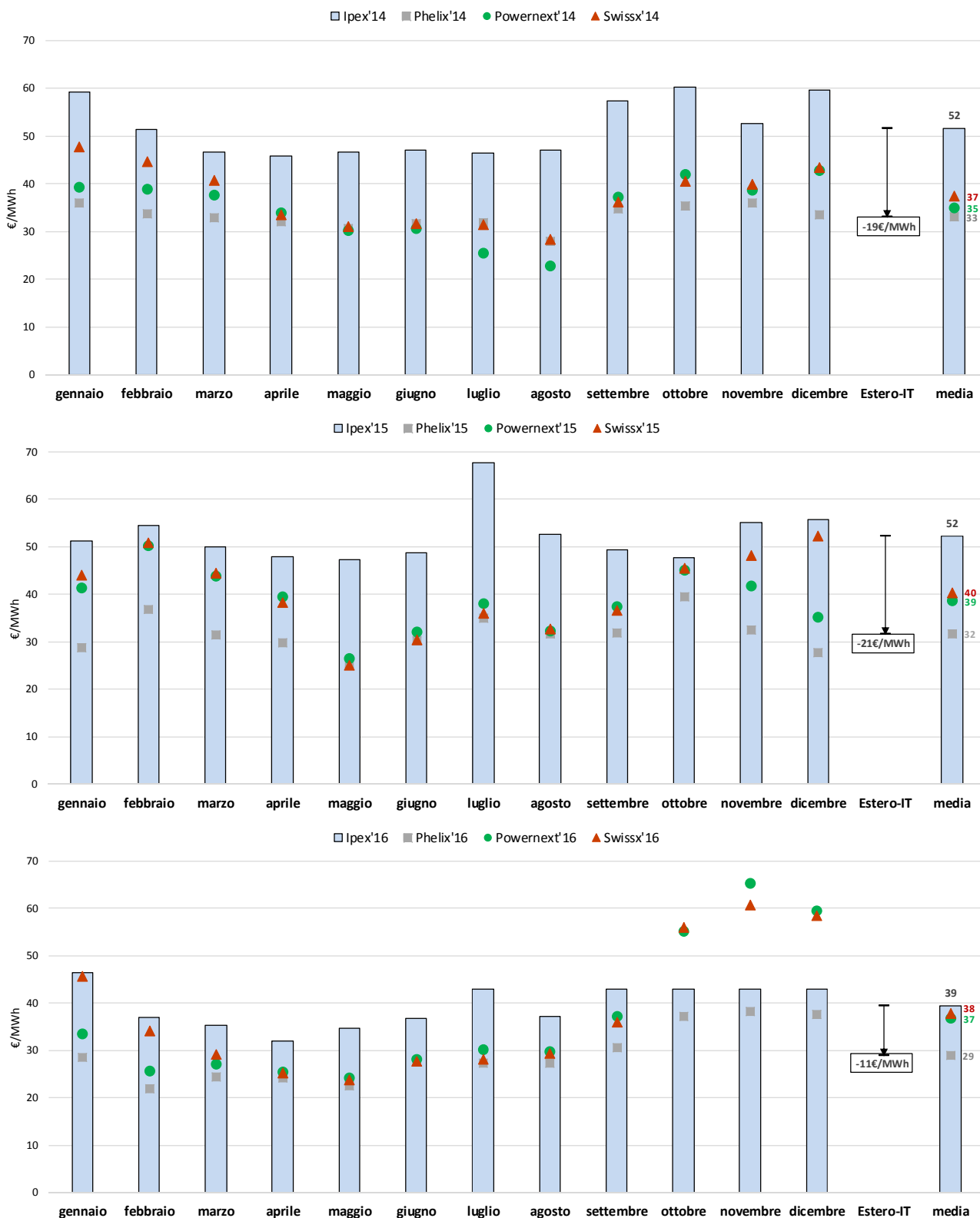


Figura 36 – Andamento mensile Borse Europe negli ultimi tre anni (2014, 2015 e 2016)

In particolare emergono i seguenti differenziali medi tra il mercato italiano (IPEX) ed i principali mercati esteri:

- nel 2014 l'IPEX è mediamente maggiore dei prezzi esteri raggiungendo un differenziale fino a circa 19 €/MWh;
- nel 2015 l'IPEX è mediamente maggiore dei prezzi esteri raggiungendo un differenziale fino a circa 21 €/MWh;
- nel 2016 l'IPEX l'IPEX è mediamente maggiore dei prezzi esteri raggiungendo un differenziale fino a circa 11 €/MWh.

Nel 2016 si è verificato sul mercato italiano una riduzione di circa 13 €/MWh del prezzo medio nazionale rispetto agli anni precedenti e una singolare situazione energetica nella Francia.

Difatti, le indisponibilità del parco nucleare francese negli ultimi mesi del 2016 e un inverno molto rigido hanno avuto impatti importanti su tutti i mercati, *in primis* un effetto sui prezzi medi dei mercati francesi che negli ultimi tre mesi del 2016 sono risultati circa 12-27€/MWh maggiori di quelli italiani e tedeschi.

Nonostante gli eventi degli ultimi mesi del 2016, l'analisi dei prezzi forward per gli anni 2017 e 2018 evidenzia:

- un differenziale di prezzo Italia vs. Francia di 2÷9 €/MWh;
- un differenziale di prezzo Italia vs. Germania di 13÷15 €/MWh.

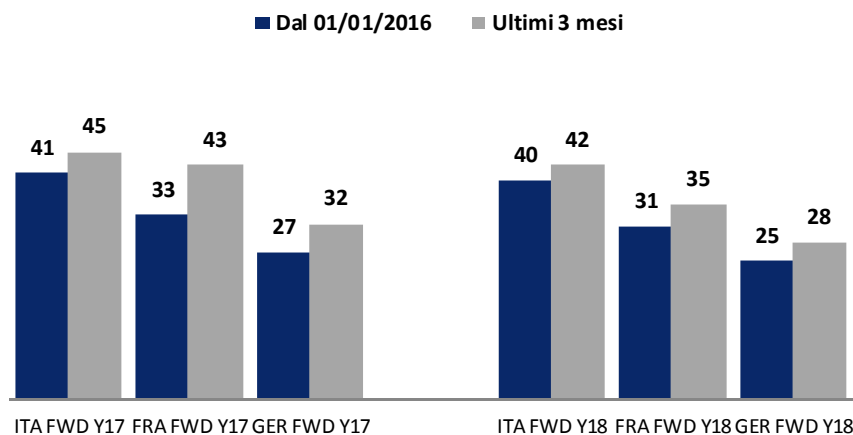


Figura 37 – prezzi forward per gli anni 2017 e 2018, €/MWh (dati 2016, fonte: Bloomberg)

2.10 Mercati dell'energia (MGP)

Nella figura 38 sono inoltre indicati i prezzi medi annui a livello zonale in esito all'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 nel 2016 ad una diminuzione dei prezzi, incluso il PUN, nonostante il prezzo al Sud si conferma a valori inferiori rispetto al Continente. Si registra inoltre una diminuzione dei prezzi nella Sicilia con un sostanziale progressivo allineamento dei prezzi al continente.

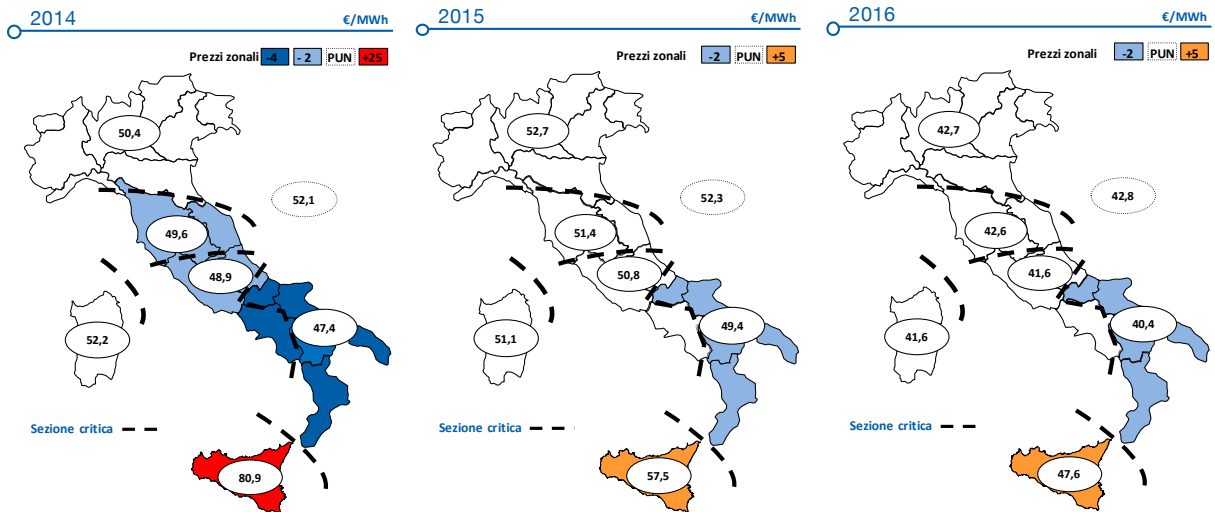


Figura 38 - Esiti del Mercato del Giorno Prima (anni 2014, 2015 e 2016)

La figura 39 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.

Nel 2016, nonostante la riduzione delle ore con differenziale di prezzo (-5% rispetto al 2015), si è registrata una rendita da congestione totale di circa 150 Mln€ (+25% rispetto al 2015).

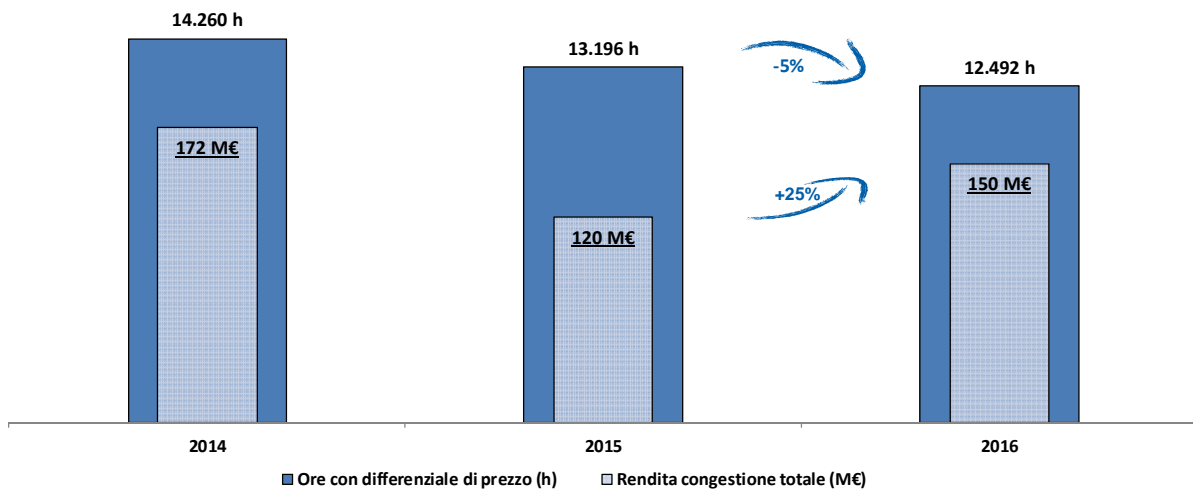


Figura 39 - Rendita da congestione vs. totale ore con differenziale di prezzo (anni 2014, 2015 e 2016)

L'andamento della rendita da congestione, in diminuzione dal 2014 al 2015, è in aumento nel 2016 nonostante la diminuzione dei prezzi zonali rispetto agli anni precedenti.

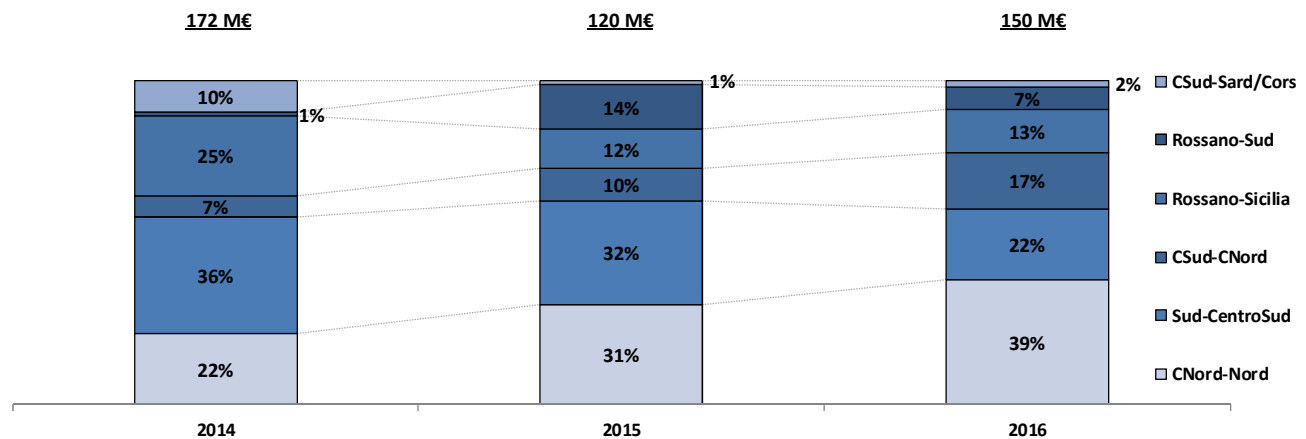


Figura 40 - % di incidenza tra zone di mercato della Rendita da congestione (anni 2014, 2015, primi 11 mesi 2016)

Le sezioni Nord-Centro Nord, Sud-Centro Sud e Centro Sud-Centro Nord pesano complessivamente per il 78% della rendita (cfr. figura 40).

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 41)

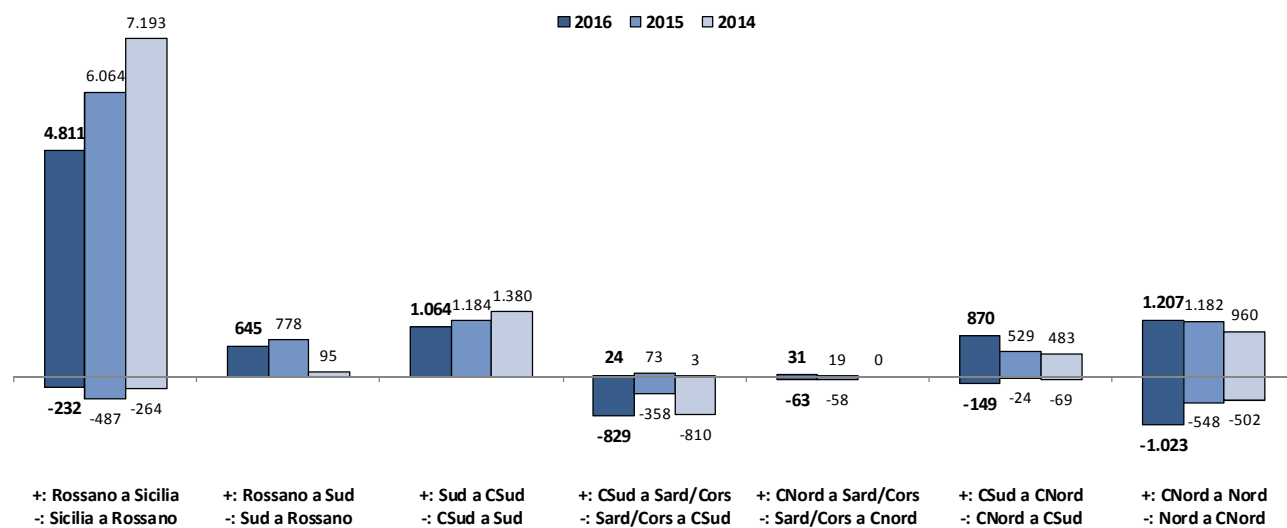


Figura 41 - Ore di congestione tra zone di mercato (anni 2014, 2015 e 2016)

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.

Nel 2016 si evidenzia una riduzione delle ore di congestione sulla sezione Rossano-Sicilia (significativa) e Sud-Centro Sud (non significativa), mentre si registra un incremento delle ore di congestione sulla sezione Nord-Centro Nord e Centro Sud – Centro Nord.

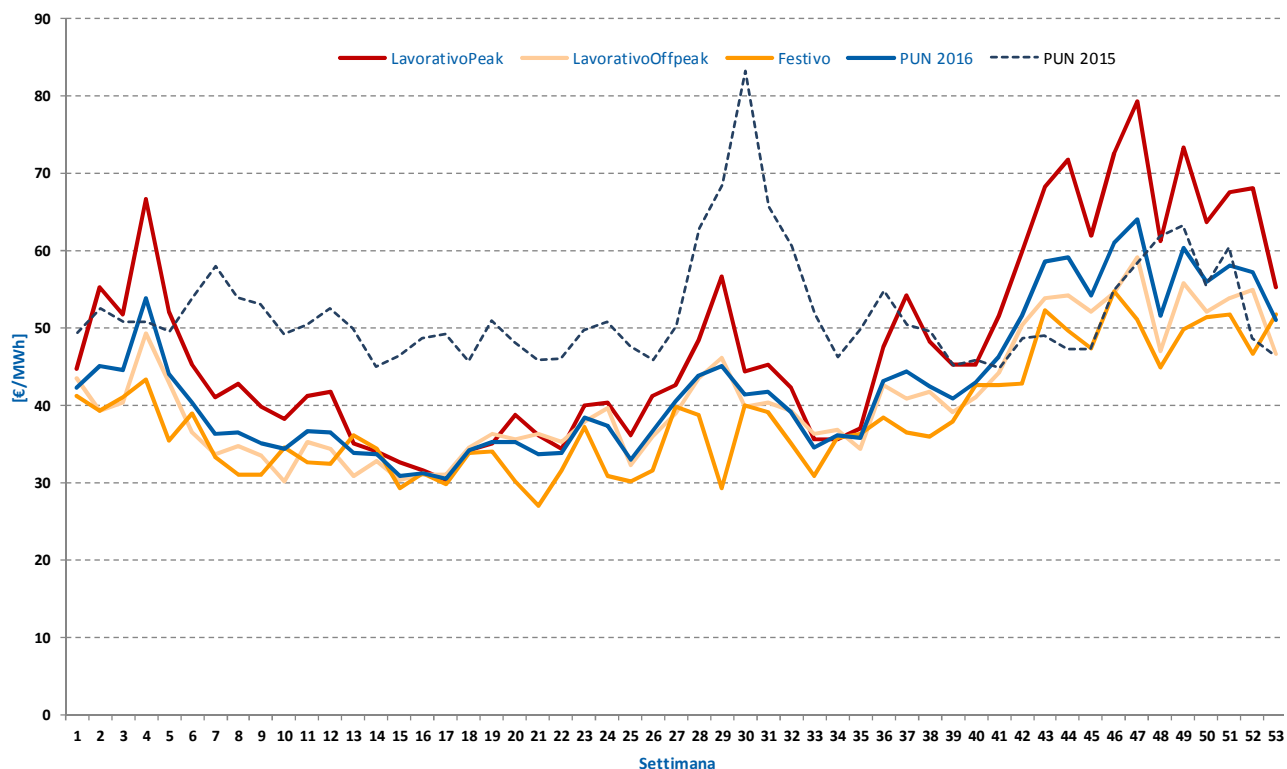


Figura 42 - Media settimanale dei PUN divisa per tipologia di ore (gennaio 2016 – dicembre 2016)

Nella figura 42 sono indicati i prezzi medi settimanali relativi al periodo gennaio – dicembre 2016 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.

2.11 Mercati 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 ai Mercati dell'energia (MGP), se ne effettua la selezione sui Mercati per il Servizio di Dispacciamento (MSD), programmando un avviamento o una riduzione/spegnimento della centrale. Queste selezioni avvengono nel rispetto dell'ordine di merito economico, dando priorità alle unità di produzione più efficaci alla risoluzione del vincolo e tenendo conto dei vincoli legati ai tempi di avviamento in funzione delle esigenze previste in tempo reale.

L'avviamento a programma di 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.

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;
- la presenza di 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.

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). Inoltre sono registrabili situazioni locali con assenza di risorse per la regolazione di tensione.

Lo sviluppo della RTN in generale è in grado di determinare una diminuzione delle esigenze di approvvigionamento sui MSD, incrementando la magliatura del sistema anche nelle zone attualmente soggette a vincoli e rendendo fruibili le risorse di produzione a porzioni più estese della rete.

Nella figura 43 e nella figura 44, si riporta la suddivisione tra zone di mercato degli avviamenti di unità a programma, avvenuti per le suddette motivazioni tecniche.

Si può osservare:

- una riduzione degli avviamenti a programma nella regione Sicilia nel 2016;

- gli avviamenti nelle zone Sicilia, Nord e Sud superano il 74% degli avviamenti a programma, con un significativo incremento nella zona Sud;
- un incremento del 13% delle movimentazioni totali.

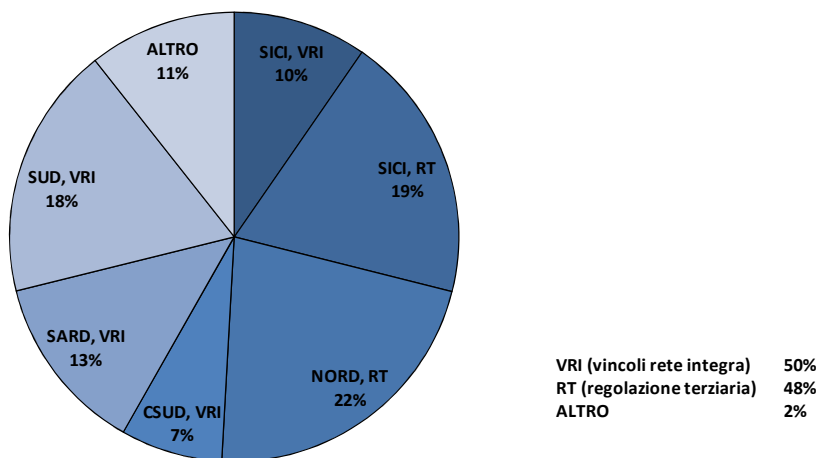


Figura 43 – Avviamenti a programma anno 2016, per zona per servizi

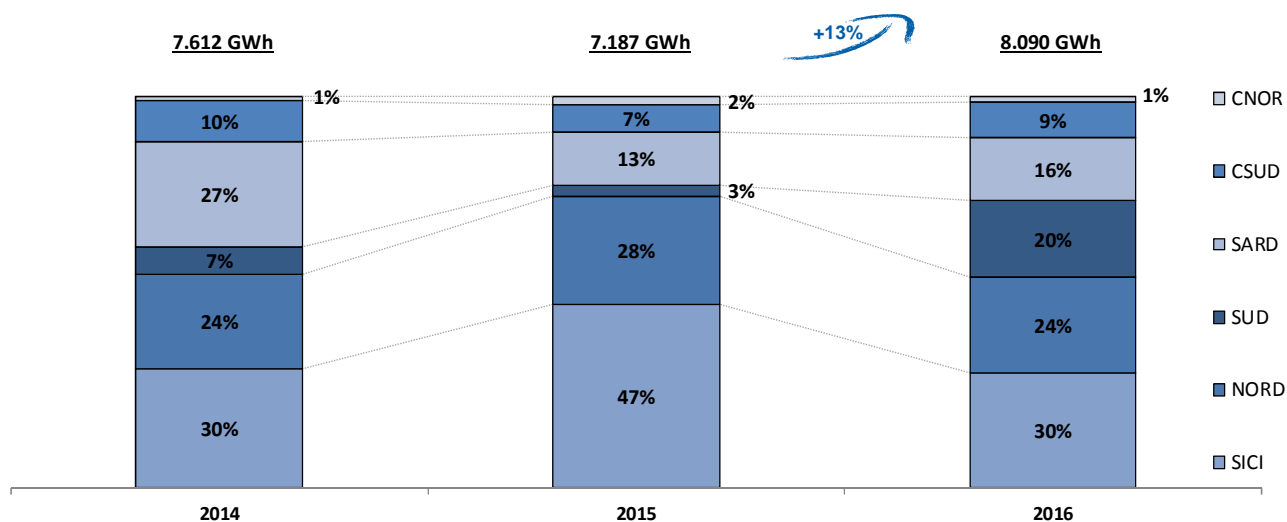


Figura 44 - Distribuzione avviamenti a programma per area di mercato (anni 2014, 2015 e 2016)

Nella figura 45 , Figura 46 e figura 47 sono indicati gli esiti associati alle movimentazioni a programma di unità produttive nel MSD ex-ante.

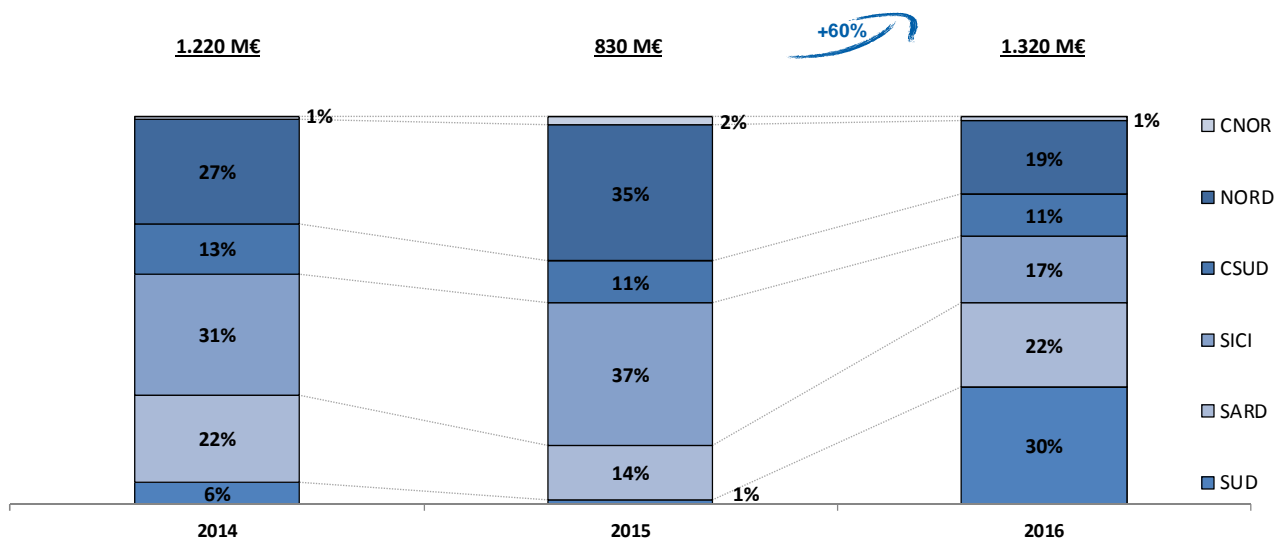


Figura 45 - Oneri MSD per zona di mercato (anni 2014, 2015 e 2016)

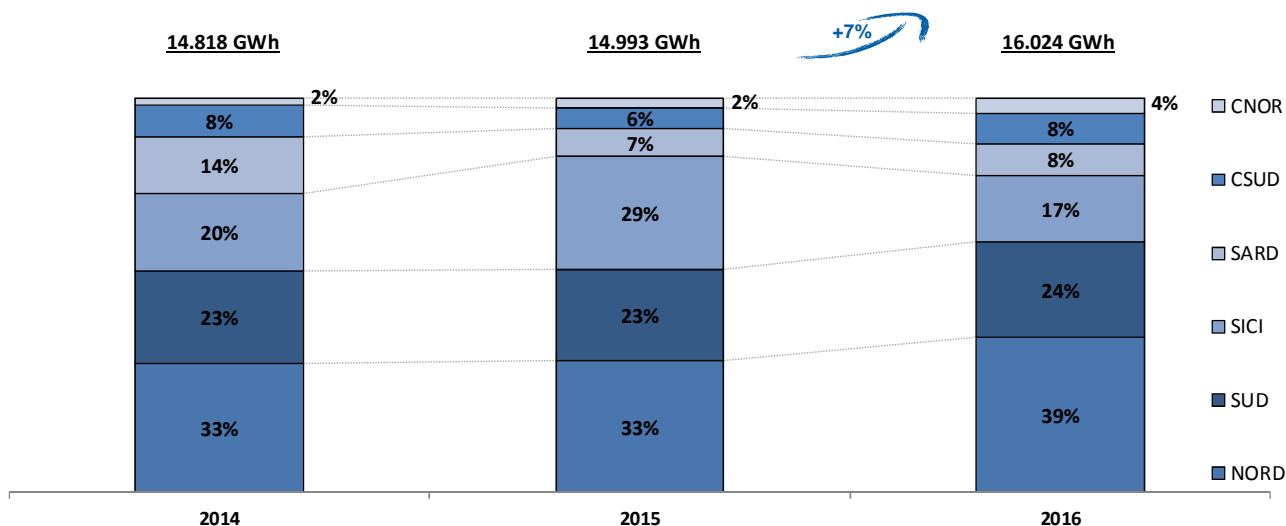


Figura 46 - Volumi MSD (acquisti + vendite) per zona di mercato (anni 2014, 2015 e 2016)

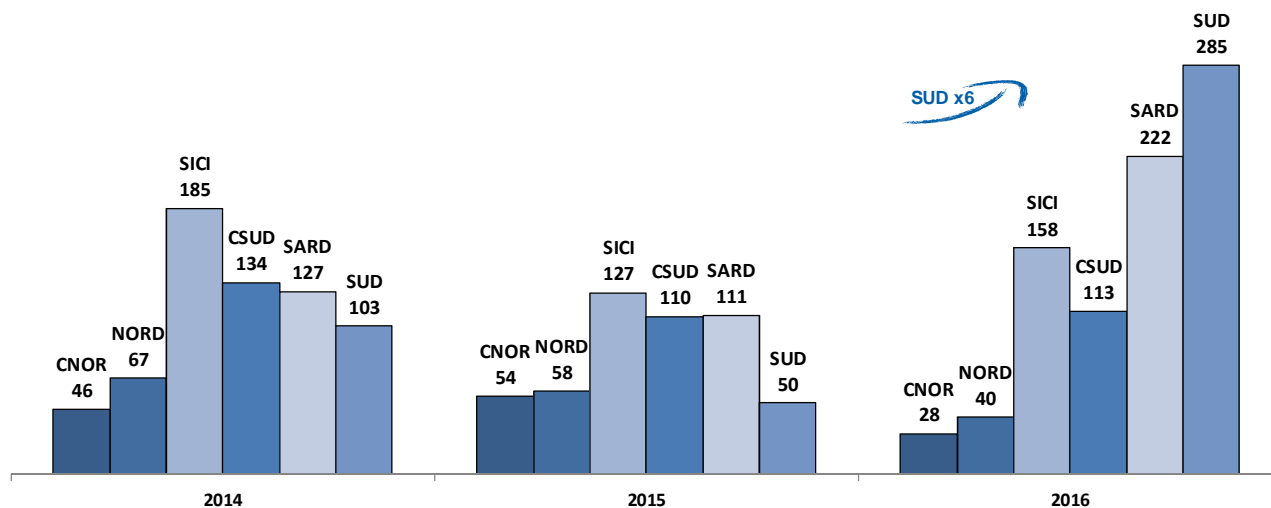


Figura 47 - Onere medio movimentazione zonale €/MWh (anni 2014, 2015 e 2016)

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 nel 2016 un incremento del 60% rispetto al 2015, marginalmente giustificato da un incremento delle movimentazioni (+7% rispetto al 2015).

L'incremento degli oneri associati all'MSD ex-ante è dovuto principalmente ad un incremento dei prezzi di offerta registrati nel 2016 nelle zone Sud e Sardegna.

Dall'analisi delle stesse figure si può notare che circa il 52% degli oneri di dispacciamento viene generato dalla Sardegna e dalla zona Sud.

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.

In ottemperanza a quanto previsto dall'articolo 63 dell'Allegato A alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 111/06 come successivamente modificata ed integrata, si riporta l'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema valido per l'anno 2017. Tale elenco non è esaustivo degli impianti identificati come essenziali da Terna ai sensi dell'art. 63.2 in quanto si applica quanto previsto dall'art.65bis.1.

Tabella 21 Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Impianto	Motivazione
Assemini	La centrale, 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.
Brindisi Sud	L'impianto di Brindisi Sud risulta essenziale per la regolazione della tensione sulla porzione di rete 400 kV dell'area sud orientale del Continente.
Centrale elettrica di Capri	La centrale risulta essenziale per garantire l'alimentazione in sicurezza della rete dell'Isola di Capri. Tale criticità potrà essere superata a valle della realizzazione dell'interconnessione a 150 kV delle isole campane (516 – P) e dell'intervento Riassetto rete AT penisola Sorrentina (504-P).
Fiumesanto	L'impianto di Fiumesanto risulta essenziale, per l'anno 2017, per garantire la presenza di un'adeguata potenza di corto circuito al nodo di Fiumesanto per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico sardo in caso di indisponibilità - anche accidentali - di altri impianti di produzione ed/o elementi di rete (vincoli a rete non integra). Il vincolo potrà essere superato mediante installazione di adeguata apparecchiatura di compensazione.
Monte Martini	Il gruppo turbogas della centrale, connesso alla rete 150 kV, risulta essenziale per il piano di emergenza della città di Roma.
Ottana Biopower	La centrale, connessa alla rete 150 kV, risulta essenziale per garantire il servizio di riaccensione del sistema elettrico della regione Sardegna.
Porcari	La centrale 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 400/132 kV prevista nell'ambito dell'intervento di sviluppo "Riassetto rete 400 e 132 kV area di Lucca" (vedi intervento cod. 306-P).

Impianto	Motivazione
Porto Empedocle	La centrale risulta essenziale per garantire la gestione in sicurezza nell'area occidentale della Sicilia in particolare nel caso di indisponibilità di elementi di rete o unità di produzione.
Portoferraio	La centrale 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	La centrale risulta essenziale per il soddisfacimento a programma della domanda con adeguati margini di riserva terziaria di sostituzione in ragione di indisponibilità di elementi di rete o unità di produzione.
Trapani Turbogas	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 assett 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'istallazione 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 31/12/2017 (cfr. Codice di rete – Allegato A.27). In tabella 22 si riporta l'elenco delle suddette unità.

Tabella 22 - 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.

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 2016 e successivamente sono descritti gli scenari previsionali e tenendo conto anche delle viste prospettive di lunghissimo termine in corso di definizione in ambito europeo.

3.1 Principali evidenze 2016 del funzionamento del sistema elettrico

Di seguito sono riportate le principali evidenze emerse nel corso del 2016 relativamente ai fenomeni e alle dinamiche che hanno caratterizzato il funzionamento del sistema elettrico e l'andamento dei mercati.

Come anticipato la domanda nel 2016 ha registrato una flessione di circa il 2,1% (dato provvisorio) rispetto al corrispondente periodo del 2015, mentre continua il trend di crescita delle rinnovabili, in particolare gli impianti fotovoltaici, la cui crescita continua a riguardare la generazione distribuita sulle reti in media e bassa tensione.

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 energia;
- evoluzione della potenza elettrica;
- 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.

In aggiunta quest'anno, in coerenza con l'orizzonte temporale degli scenari utilizzati nel Piano Europeo di ENTSO-E e come previsto dal Del. 627/16, il periodo di analisi è esteso sino all'anno orizzonte 2030.

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.

Le previsioni di medio-lungo termine della domanda, nel settore elettrico italiano, vengono elaborate da Terna ai sensi del Codice di Rete ed in ottemperanza a due distinte disposizioni normative (in capo alla società Terna SpA a decorrere dal 1° novembre 2005, data di efficacia del trasferimento delle attività, delle funzioni, etc., fino a quella data svolte dal GRTN):

- Art 9.1 della Convenzione annessa alla Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica di cui al Decreto del 15 dicembre 2010 e s.m.i , Terna, quale Concessionaria, è

tenuta a predisporre il Piano di sviluppo della rete di trasmissione (PdS), entro il 31 dicembre di ciascun anno e a trasmettere lo stesso al Ministero dello Sviluppo Economico entro i trenta giorni successivi. Nel definire le linee di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (RTN) Terna tiene conto, tra l'altro, *“dell'andamento del fabbisogno energetico e della previsione della domanda da soddisfare nell'arco di tempo preso a riferimento”*.

- Allo scopo di fornire un quadro di riferimento generale all'interno del quale effettuare le valutazioni alla base del PdS ed ai sensi dell'articolo 53 comma 5 della Delibera 111/06 dell'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas ed il sistema Idrico (AEEGSI) quindi, Terna elabora e pubblica la previsione della domanda di potenza elettrica sul sistema elettrico nazionale a valere per un periodo non inferiore ai 6 anni successivi.

Infine, con delibera 627/16 del 4 Novembre 2016 AEEGSI ha previsto che, a partire dal PdS 2018, a corredo del Piano di Sviluppo venga pubblicato con cadenza biennale un documento recante la descrizione degli scenari utilizzati nel medesimo Piano decennale che includa, tra l'altro, la descrizione del fabbisogno energetico e della domanda di energia elettrica esistenti e previsti in Italia su un orizzonte temporale di circa venti anni, in coerenza con l'orizzonte temporale utilizzato nel TYNDP di ENTSO-E.

Nella presente edizione, in linea con la prassi utilizzata sempre in ambito ENTSO-E, le previsioni di lungo termine si estendono fino al 2030 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 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 per settore di attività (industria, agricoltura, terziario e domestico) e Prodotto Interno Lordo (PIL).

L'indicatore macroeconomico che mette in relazione domanda elettrica e grandezze economiche è l'intensità elettrica, ovvero la quantità di elettricità (kWh) consumata da ciascun settore, per unità (Euro) del rispettivo contributo (valore aggiunto) alla formazione del PIL.

Nel prevedere la domanda in energia elettrica per il prossimo decennio e oltre si fa riferimento a due scenari di evoluzione:

- scenario di sviluppo;
- scenario base.

Per quanto attiene lo scenario di sviluppo, nel periodo 2016-2030 si stima complessivamente una evoluzione della domanda di energia elettrica con un tasso medio annuo del +0,9%, corrispondente a 341,3 TWh nel 2026.

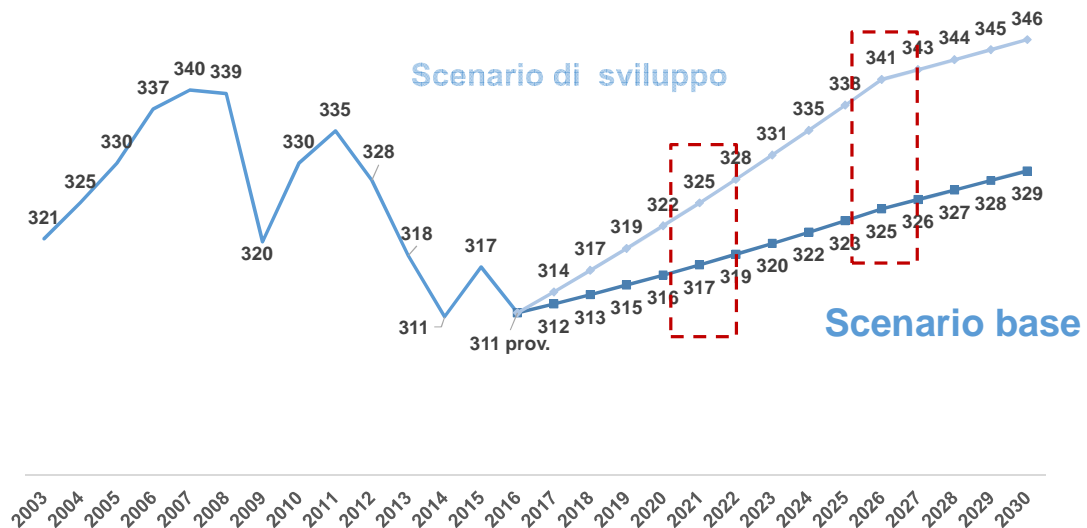


Figura 48 - Scenario di crescita della domanda Base (TWh), dato provvisorio 2016, valore destagionalizzato

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 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.

Infine, è doveroso un confronto tra le previsioni di domanda di lungo termine di cui alla figura e gli scenari previsionali all'anno orizzonte 2030 condivisi in ambito ENTSO-E, in particolare con le *Vision 1* e *Vision 3*. Si può osservare che oggi le nuove previsioni prevedono sia nel medio che nel lungo termine, una domanda dello scenario di sviluppo analogo al valore 2030 *Vision 1*, mentre la *Vision 3* risulta essere più bassa dello scenario base, ma in linea con il progressivo efficientamento della domanda prevista in tale *Vision*.

Previsioni della domanda di potenza alla punta

Nella figura successiva è riportata la serie dei valori del massimo carico annuo dal 2000 al 2016. Fino al 2005, la punta massima annuale in Italia si è manifestata in periodo invernale²⁴ 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 2016, il picco estivo, pari a 53.313 MW, è stato raggiunto il giorno 12 luglio 2016, inferiore rispetto a quello del 2015 e superiore di circa il 3% rispetto a quello del 2014.

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.

²⁴ Il periodo invernale - riferito all'anno n - include i mesi compresi tra novembre dell'anno n fino a marzo dell'anno n+1

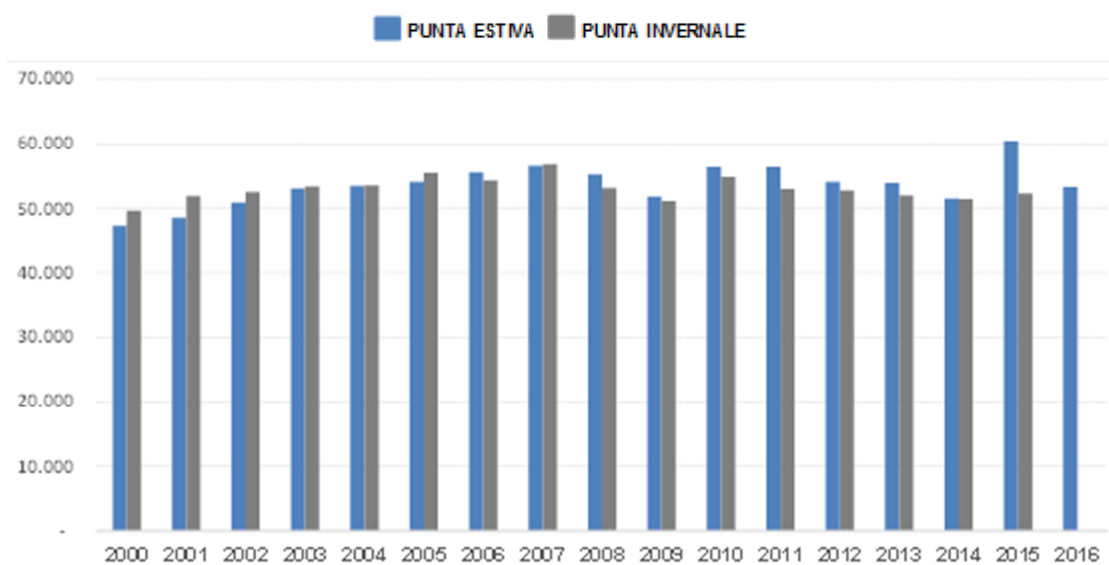


Figura 49 - Carico massimo sulla rete italiana- 2000-2016 (MW)

In relazione alla previsione della domanda in potenza, rispettivamente nello scenario di sviluppo e nello scenario base, nella successiva tabella 23 viene riportata la stima della previsione della domanda in potenza rispettivamente nello scenario di sviluppo e nello scenario base.

Tabella 23 - Previsione della domanda in potenza: scenario di sviluppo e scenario base (GW)

	Scenario di sviluppo	Scenario base
Anno	Potenza	Potenza
2016 (dato provvisorio)	53,3	53,3
2021 (caso estremo)	64,1	61,9
2026 (caso estremo)	66,3	62,8

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

A partire dal 2009, le ore di utilizzazione del parco termoelettrico si sono progressivamente ridotte per la diminuzione della domanda 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 nazionale, 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 è riportato il dettaglio dal 2012 al 2016 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 20 GW.

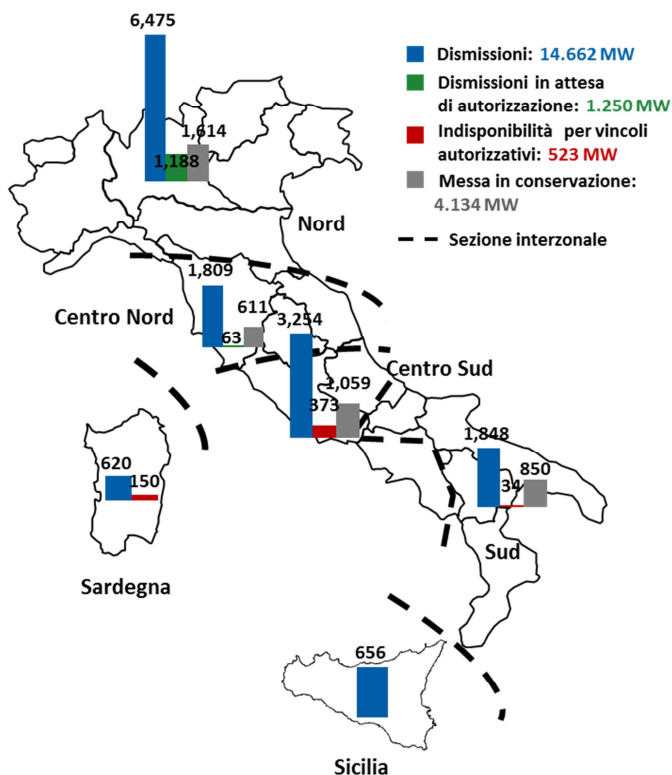


Figura 50 - Dismissioni, indisponibilità e messa in conservazione impianti termoelettrici 2012-2016 (MW)

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

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 e Calabria per circa 2,4 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.

Per quanto riguarda, invece, le dismissioni future, si segnala che le stesse sono state incluse negli scenari previsionali alla base delle analisi di mercato e di adeguatezza del presente piano. In particolare, come riportato in figura, si prevede per gli anni 2020, 2025 e 2030 un decommissioning progressivo degli impianti termoelettrici, portando la potenza termoelettrica disponibile nel breve-medio termine a circa 52 GW e nel lungo termine a circa 50 GW.

Gli impianti di cui è previsto il decommissioning sono circa 6 GW e corrispondono a unità di produzione già oggi in corso di dismissione o con vincoli autorizzativi che ne impediscono la disponibilità, ma già nel medio termine è possibile ipotizzare un mothballing di circa 4 GW ed ulteriori 2 GW nel 2025 per poi stabilizzarsi al 2030.

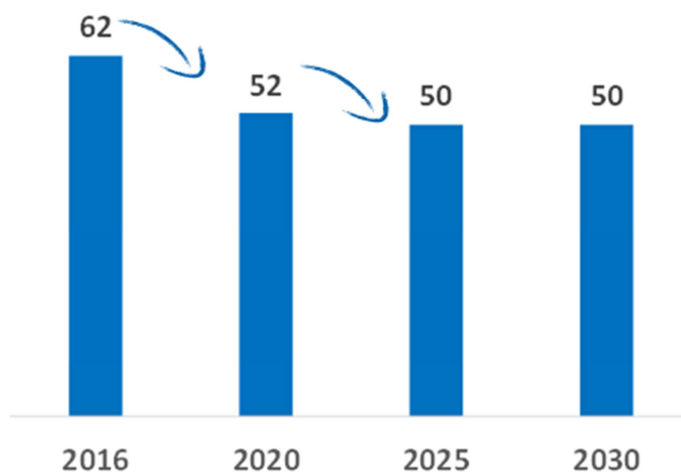


Figura 51 - Parco Termoelettrico Nazionale breve-medio e lungo termine (GW)

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.

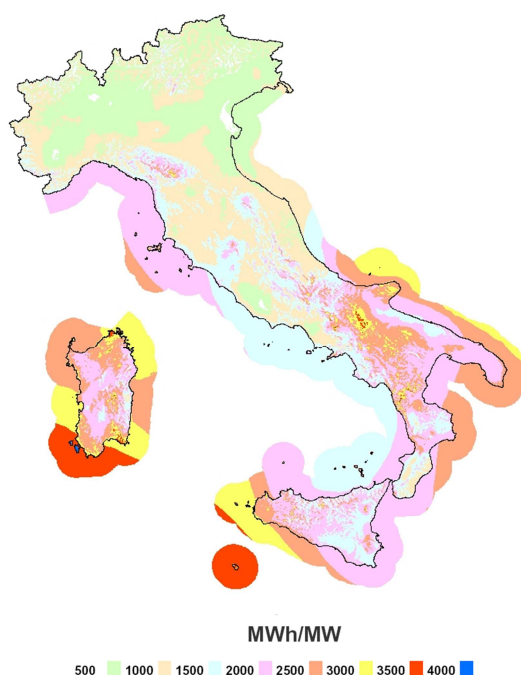


Figura 52 – Mappa eolica della producibilità specifica a 75 m dal suolo

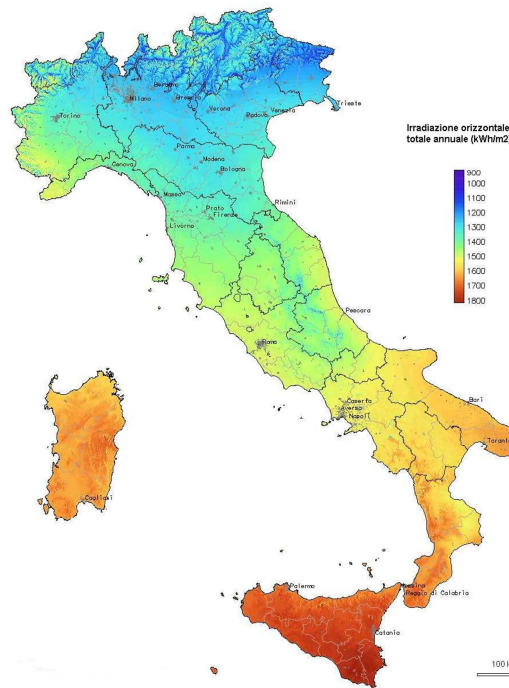


Figura 53 -Mappa della irradiazione orizzontale totale annuale

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 e sulle normative vigenti 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 per il TYNDP 2016 ed allo scenario *bottom up* al 2030 “Sustainable transition” in esito alle prime valutazioni sugli scenari per il TYNDP 2018 discusse nel corso del Workshop del 2 Giugno 2016²⁵.

Da notare che l’ipotesi di fattibilità della *grid parity* 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 (anno 2021) pari a circa 21,4 GW e un valore il cui range è compreso tra 23,1 e 30,8 GW circa nel lungo termine (2026) (cfr. figura 54) e 25,2 GW nello scenario Sustainable Transition del TYNDP 2018.

²⁵ <https://www.entsoe.eu/news-events/events/Pages/Events/lets-develop-together-the-future-tyndps-scenarios.aspx?EventWorkshopId=244>

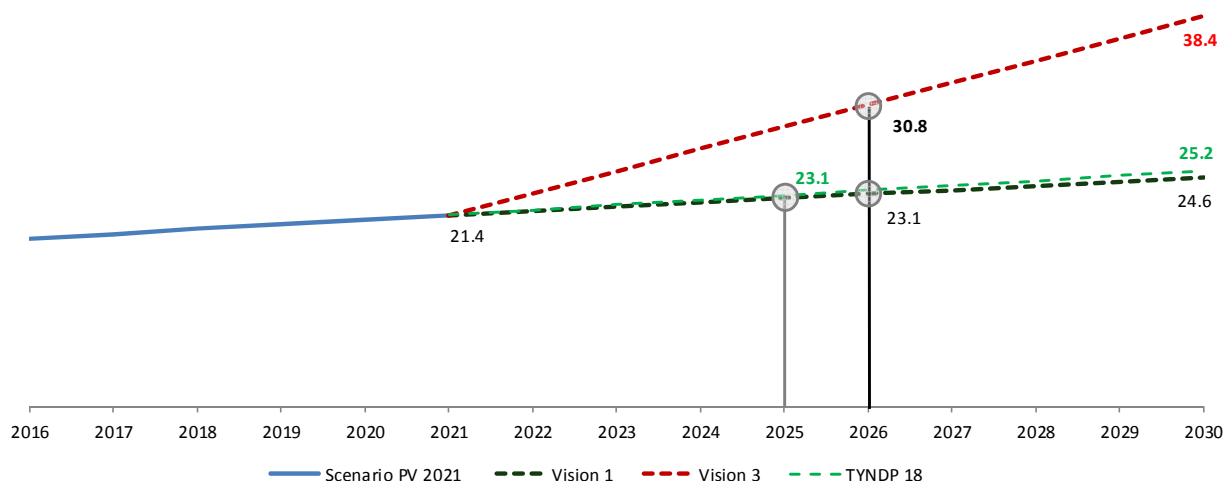


Figura 5

54 - Proiezione Fotovoltaico 2021-2026 (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 normative vigenti e nell'ipotesi dell'avvio di revamping di impianti eolici prossimi alla loro fine vita utile. Nel lungo termine, invece, l'evoluzione della capacità eolica è stata sviluppata sempre in coerenza con le Vision 1 e 3 del TYNDP 2016 e con lo scenario "Sustainable transition" del TYNDP 2018, 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 (dal 2012 al 2016), si è ottenuto una previsione di installato eolico nel breve-medio termine (anno 2021) pari a circa 11,9 GW. Per quanto riguarda, invece, le previsioni di lungo termine (anno 2026) il trend di crescita previsto determina una capacità installata compresa tra 12,7 e 15,8 GW (Vision1 e Vision 3) del TYNDP 2016 e 14,3 GW nello scenario Sustainable Transition del TYNDP 2018 (cfr. figura 55).

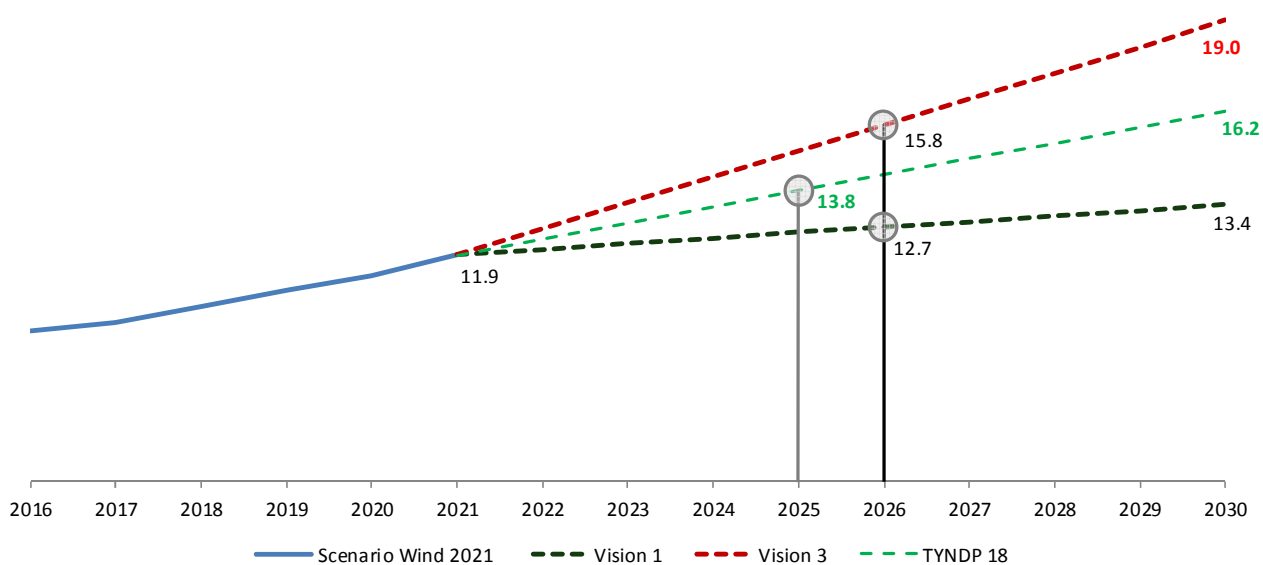


Figura 55 - Proiezione Eolico 2021-2026 (GW)

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 16 GW, che corrisponde a circa il 50% 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 2016²⁶ nonché le previsioni di sviluppo al breve-medio periodo.

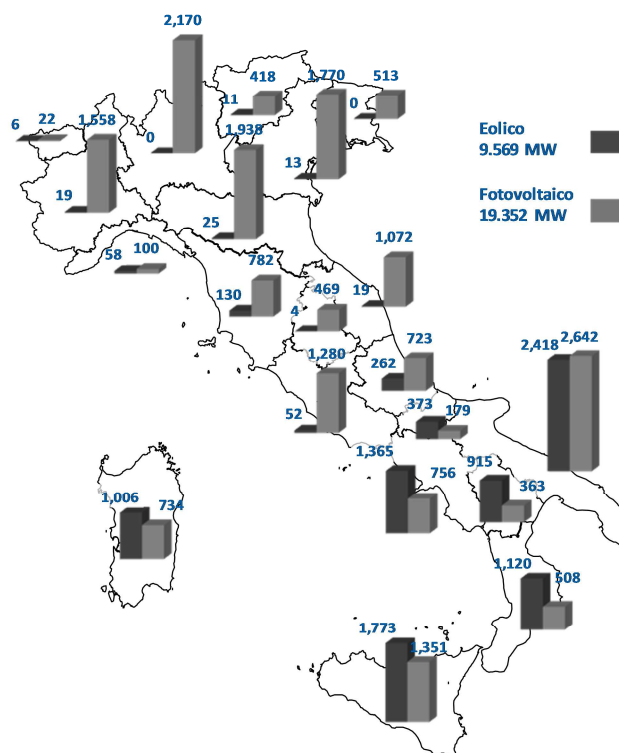


Figura 56 - Potenza eolica e fotovoltaica installata al 2016

²⁶ Dati provvisori aggiornati a Novembre 2016.

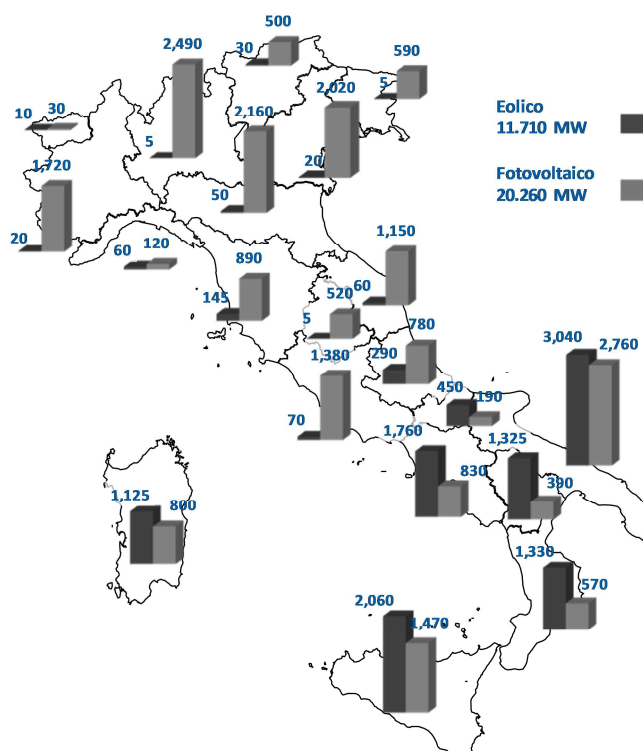


Figura 57 -- Previsione al breve-medio termine di capacità produttiva da fonte eolica e fotovoltaica

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 500 MW rispetto al valore installato 2016 pari a circa 23,5 GW (di cui 0,3 GW per biomasse e 0,2 GW per l'idroelettrico).

Nello scenario di lungo termine, invece, si prevede, in coerenza con scenario Sustainable Transition, una potenza installata di 24,1 GW, sostanzialmente costante con lo scenario al 2021.

Nella tabella 24 sono riportati i dati di sintesi delle previsioni di crescita delle capacità delle altre fonti rinnovabili sopra descritte.

Tabella 24 - Proiezioni Altre Fonti rinnovabili (RES) 2021-2026 (GW)

Tipologia	2016	Scenario RES 2021	2026_Sustainable Transition	2026_Vision 1	2026_Vision 3
Biomasse	4.1	4.4	4.4	5.5	7.5
Idroelettrico	18.6	18.8	18.9	18.9	19.4
Geotermico	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9
Totale	23.5	24.0	24.1	25.3	27.7

Si evidenzia, infine, che l'evoluzione prevista da Terna della produzione da fonti rinnovabili al 2020 è leggermente inferiore rispetto a quanto ipotizzato nella Strategia Energetica Nazionale (2013), come riportato nella seguente tabella 25. Tale condizione è legata principalmente al contenuto trend di crescita del fotovoltaico degli ultimi anni, ma è importante evidenziare come le previsioni sullo sviluppo delle rinnovabili (RES) al 2020 risultino superiori rispetto agli obiettivi del Piano di Azione Nazionale 2010 (PAN).

Tabella 25 - Confronto obiettivi SEN e stime Terna energie fonti rinnovabili 2020 (GW)

TWh	SEN	Stime Terna
PV	30	25
Biomasse	90	17
Idrico		44
Eolico		17
Geotermico		7
Totale	120	110

4 Interventi di incremento sicurezza, qualità e resilienza

Nell'attività di pianificazione rientrano anche gli obiettivi riguardanti la sicurezza e la qualità del sistema elettrico. Questi aspetti si traducono nel raggiungimento di obiettivi quali l'adeguatezza del sistema elettrico per la copertura della domanda locale, il miglioramento del profilo di tensione, nonché l'incremento della continuità del servizio.

La sicurezza di un sistema elettrico si definisce come capacità del sistema di sopportare disturbi improvvisi (contingenze), come cortocircuiti o la perdita di componenti del sistema, preservando le proprie caratteristiche funzionali ossia garantendo la continuità dell'alimentazione degli utenti.

Convenzionalmente il sistema elettrico di trasmissione si definisce sicuro quando il suo corretto funzionamento è garantito anche rispetto al "criterio N-1": a fronte di guasti di singoli componenti di rete, il sistema deve permanere nello stato *normale* (ante guasto) oppure finire in uno stato di *allerta* che non presenta né violazioni dei limiti operativi fissati nel Codice di rete né disalimentazione del carico.

La condizione sopra descritta può essere garantita, oltre alla normale attività di esercizio e mantenimento della rete, attraverso un corretto potenziamento degli asset esistenti e la realizzazione di nuovi, come riportato, a titolo di esempio, nel seguente elenco:

- Area Nord: Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia;
- Area Nord .Est: Stazione 400 kV Volpago, Stazione 400 kV in Provincia di Treviso (Vedelago); Stazione 220 kV Schio e potenziamento rete AT; Riassetto rete alto bellunese; Riassetto 400 kV e 132 kV area di Lucca;
- Area Centro: Razionalizzazione rete AT in Umbria; riassetto rete tra Teramo e Pescara
- Area Sud ed Sicilia: Riassetto rete AT penisola Sorrentina, Stazione 400 kV S. Sofia e Palo del Colle, interventi nell'area di Catania.

Ulteriori interventi finalizzati a un miglioramento della sicurezza del sistema elettrico di trasmissione interessano inoltre:

- le aree metropolitane interessate sia dalla rete di trasmissione AAT, sia dalla rete di sub-trasmissione; a tal proposito sono previste attività sulle porzioni RTN delle città di Torino, Milano, Genova, Firenze, Roma, Napoli e Palermo.
- le Isole minori, ovvero interventi funzionali a garantire la continuità con il sistema elettrico continentale: Interconnessione a 150 kV delle isole campane, Riassetto rete AT penisola Sorrentina, Elettrodotto 132 kV Elba – Continente.

Sempre al fine di garantire un adeguato livello di sicurezza di esercizio, sono previste, nell'ambito del Piano di Sviluppo, una serie di attività volte alla rimozione dei vincoli di esercizio in caso di manutenzione su elettrodotti esistenti, caratterizzati dalla presenza di:

- vincoli di esercizio sulla rete che non garantiscono, in determinate condizioni di carico e produzione o in occasione di indisponibilità per manutenzione, la sicurezza e continuità del servizio (tabella 26);
- elettrodotti in AT a più di due estremi, ossia linee sulle quali sono presenti una o più derivazioni rigide (tabella 27).

Tabella 26 - Aree di intervento per vincoli di esercizio in caso di manutenzione

Area territoriale	Impianto RTN interessato	Tensione [kV]	Intervento di sviluppo proposto nei Piani precedenti
Torino	Rosone AEM-Grugliasco	220	Soluzione allo studio
	Grugliasco-Sangone	220	Riassetto 220 kV e 132 kV Provincia di Torino
	Trino Nuc.-Balzola	220	Soluzione allo studio
	Pallanzeno-Magenta	220	Stazione 400 kV Magenta
	Camporosso-Campochiesa	220	Interconnessione Italia-Francia
	Campochiesa-Vado	220	Interconnessione Italia-Francia
Milano	Mese-Gravedona-Breccia	132	Stazione 400 kV Mese
	Ardenno-Zogno	132	Soluzione allo studio
Venezia	Scorzè-Malcontenta	220	Razionalizzazione 400 kV fra Venezia e Padova
	Soverzene-Vellai	220	Razionalizzazione rete media valle del Piave
	Sandrigo-Cartigliano der. Marostica	132	Soluzione allo studio
Firenze	S. Barbara-Montevarchi e Arezzo C.-La Penna	132	Rete AT di Arezzo
	Rubiera-Casalgrande	132	Rete AT area Modena
Roma	Fano-Montelabate	132	Anello AT Riccione-Rimini
	Villanova-Ortona	150	Elettrodotto 150 kV Portocannone-S.Salvo ZI e nuovo smistamento
Napoli	Rossano-Acri	150	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Calabria
	Foggia-Manfredonia	150	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Puglia
	Foggia-S. Giovanni Rot.	150	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Puglia
	Tratta Andria-Spinazzola-Minervino-Lamalunga	150	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Puglia
Cagliari	Area Nord Est compresa tra le linee: Viddalba-Tergu, Codrongianos-Tula, Codrongianos-Chilivani e Taloro-Nuoro 2	150	Elettrodotto 150 kV "SE S.Teresa – Buddusò e Potenziamento rete AT in Gallura

Tabella 27 - Aree di intervento caratterizzate dalla presenza di linee in derivazione rigida – in aggiornamento

Area territoriale	Impianto RTN interessato	Tensione [kV]	Intervento di sviluppo proposto nei Piani precedenti
Torino	Savona-Vado Ligure-der. Sarpom Quiliano	132	Soluzione allo studio
	S. Rocco-Robilante-der. Italcementi	132	Soluzione allo studio
Milano	“Glorenza – Villa di Tirano – der. Premadio”	220	Elettrodotto 220 kV Glorenza – Tirano - der. Premadio
	Cislago – Meda – Mariano	132	Riassetto rete AT area Como
	Biassono – der. Sovico – Desio	132	Elettrodotto 132 kV “Biassono – Desio”
	“La Casella –der Arena – der. Copiano - Pavia Est”	132	Riassetto rete AT tra La Casella e Castelnuovo
Venezia	Bussolengo-Marcaria der Air Liquide	220	Soluzione allo studio
	Vellai - der. Cavilla - der. Vicenza - Cittadella	220	Allo studio acquisizione impianto Cavilla-
	Glorenza – Castebello – der Lasa	132	Stazione 220 kV Glorenza
	Vicenza-Acc. Beltrame der. Acc. Valbruna	220	soluzione allo studio
	Udine N.E – Redipuglia der ABS	220	Elettrodotto 400 kV Udine Ovest – Redipuglia
	Castelfranco CP - der. Cem Rossi - Quero	132	soluzione allo studio
	Castelfranco – der. Castelfranco – der. Tombolo – C. Sampiero	132	Elettrodotto 132 kV Castelfranco – Tombolo
Firenze	Piancastagnaio 2 - Acquapendente - der. Piancastagnaio 3	132	Elettrodotto 132 kV “Grosseto FS – Orbetello FS”
	der. S.Lucia di Mentana	150	Potenziamento AT tra Terni e Roma
Roma	der. Unicem	150	Potenziamento AT tra Terni e Roma
	Chiusi – Pietrafitta – der. Vetriere Piegaresi	132	Razionalizzazione Rete AT Umbria
	Monterotondo – Fiano – der. Monterotondo	150	Riassetto Area Metropolitana Roma
	Villavalle-Rieti La Foresta-der. Nuova Rafan	150	Sviluppo di rete sulla direttrice Villavalle-Popoli
	Acquoria-Arci-der. Tralleborg	150	Soluzione allo studio
	Scoppito-Endesa Cotilia-der. Sigillo	150	Sviluppo di rete sulla direttrice Villavalle-Popoli
	S.Rita-C. di Carne-der.Avir	150	Riassetto rete AT Roma Sud/Latina/Garigliano
	Velletri-Campoleone-der.Albano	150	Riassetto rete AT Roma Sud/Latina/Garigliano
	CP Casoli – CP Atesa ZI – der. A. S. Angelo	150	Rimozione derivazione rigida S. Angelo
	Napoli	Albi-Catanzaro-der. Magisano CP	150
Feroletto-Gioia T. Ind.-der. Francavilla Angitola		150	Soluzione allo studio
Palermo	Vittoria – Gela – der. Dirillo	150	Interventi sulla rete AT nell’area di Ragusa
	Castel di Lucio – Troina CP – der. Serra Marrocco	150	Rimozione derivazione rigida SE 150 kV Castel di Lucio (ME)

Sempre nell’ambito di un processo volto a garantire un continuo miglioramento della sicurezza e continuità dei servizi di trasmissione, anche a fronte di un processo di cambiamento climatico che potrebbe rendere più frequente il verificarsi di condizioni ambientali estreme, l’Italia, nel luglio 2014, ha concluso l’elaborazione di una Strategia Nazionale di Adattamento.

Tra le diverse aree d’azione della strategia, il settore energetico ha rilevanza prioritaria; basti pensare solo che l’aumento in frequenza degli eventi estremi, le variazioni della disponibilità dell’acqua e l’innalzamento termico hanno importanti effetti sia sulla produzione (sia da fonti tradizionali sia da rinnovabili), sia sulla trasmissione dai centri di produzione verso quelli di carico.

Anche il comportamento della rete elettrica, quindi, può subire impatti collegabili ai cambiamenti climatici, con il verificarsi di condizioni di esercizio critiche per lo stesso sistema nazionale quali ad esempio:

- periodi di lunga siccità possono avere conseguenze sulla rete a causa ad esempio di un aumento del deposito di inquinanti sugli isolatori, con aumento della probabilità di scarica superficiale;
- alluvioni e i venti forti rappresentano altri fenomeni che possono aumentare guasti sulle linee elettriche, provocando collassi dei sostegni o cedimenti strutturali;
- il fenomeno della *wet-snow* che sta interessando sempre più le linee della rete elettrica e rappresenta un fattore di rischio per la sicurezza del sistema in quanto può portare alla formazione di sovraccarichi meccanici elevati e conseguenti black-out nella fornitura elettrica.

Con la deliberazione 653/2016/eel/r, quindi è stato previsto che Terna elabori un piano di lavoro finalizzato all'adozione di misure regolatorie volte all'incremento della resilienza del sistema elettrico. Tale Piano deve contenere, oltre ad una disamina tecnica, elementi di costo e di beneficio, alla luce degli eventi meteorologici severi e persistenti occorsi negli ultimi 15 anni.

In particolare, i temi esaminati nel presente Piano sono ad esempio:

- bonifica delle reti di trasmissione ai fini della conformità alla norma CEI EN 50341-1, a partire da quelle di maggiore vetustà;
- potenziamento della magliatura della rete di trasmissione;
- componentistica di rete;
- potenziamento dei sistemi di protezione, controllo e automazione.

Ovviamente, al fine di operare con la massima efficacia, Terna sviluppa il predetto piano di lavoro: tenendo conto del Piano di Sviluppo predisposto ai sensi del DM del 20 aprile 2005 e del D. lgs. 93/11 e in modo coordinato con le imprese distributrici.

A tal fine si propone nel presente piano una prima serie di interventi atti a ridurre tempi di “**Ripristino**”, intesi come la capacità del **gestore** di rete di rialimentare quanto più velocemente possibile gli utenti disalimentati a seguito del manifestarsi di un evento severo (ad esempio: forte nevicata o esondazione); tali interventi si basano sostanzialmente sull'installazione di dispositivi controllati da remoto, in particolare presso impianti che non godono di soluzioni di connessione, ad oggi, ottimali (tabella 28).

Tabella 28 – dispositivi di sezionamento automatizzato

Area territoriale	Impianto interessato	Tipologia	Tensione [kV]
Torino	GNL Panigalia	Utente	132
	Ars Marina Militare	Utente	132
	Deltacogne	Utente	132
	Comital	Utente	132
	Duferdofin	Utente	132
	Plastipack	Utente	132
Milano	Acc. Calvisano	Utente	132
	SIA	Utente	132
	Fрати	Utente	132
	Whirlpool	Utente	132
	Comabbio Holcim	Utente	132
	CP Marostica	Cabina Primaria	132
Firenze	Cartiera Castelnuovo	Utente	132
	Castelnuovo Garfagnana	Cabina Primaria	132
	Sillano 2	Cabina Primaria	132
	Ligonchio	Cabina Primaria	132
	Fabbriche	Cabina Primaria	132
	Corfino	Cabina Primaria	132
	Roncobilaccio	Cabina Primaria	132

Area territoriale	Impianto interessato	Tipologia	Tensione [kV]
	Firenzuola	Cabina Primaria	132
	Monte Carpinaccio	Cabina Primaria	132
Napoli	Fincantieri	Utente	132

Ulteriore elemento oggetto di attento monitoraggio, da parte dello stesso gestore di rete, è la qualità del servizio. Questa a sua volta può essere definita in relazione al livello continuità garantita (misurata a livello di pianificazione quale rischio di energia non fornita), ma anche attraverso una serie di caratteristiche descritte nello stesso Codice di rete e di seguito riportate:

- variazione della frequenza e tensione;
- buchi di tensione;
- distorsione armonica, fluttuazione della tensione a breve e a lungo termine (flicker).

In merito all'esigenza di assicurare la sicurezza di esercizio e migliorare il livello di qualità del servizio Terna ha perseguito nel corso degli ultimi anni un piano di rifasamento.

Piano di rifasamento della rete

La corretta gestione del sistema elettrico nel suo complesso impone che, rispetto al fabbisogno previsto, oltre ad un'adeguata riserva di potenza attiva di generazione, sia programmato anche un sufficiente margine di potenza reattiva disponibile, sia in immissione che in assorbimento.

Infatti, in determinate situazioni, la copertura dei margini di reattivo potrebbe non essere sufficientemente garantita dai soli generatori in servizio, attuali e programmati.

Inoltre, per sfruttare al meglio la capacità di trasmissione della rete esistente e per ottenere minori perdite di trasporto, è opportuno che la potenza reattiva sia prodotta il più possibile vicino ai centri di consumo. Ne segue che, anche in fase di pianificazione della rete, si rende necessario verificare se, nelle situazioni estreme in cui si può venire a trovare il sistema - massima e minima domanda nazionale - sussistano sufficienti margini di generazione/assorbimento di potenza reattiva. Tale verifica viene, di norma, condotta con riferimento allo scenario di breve periodo (3 anni), in quanto:

- in tale contesto risulta possibile individuare con sufficiente confidenza la struttura del sistema di produzione e trasmissione di riferimento;
- per l'installazione degli eventuali condensatori/reactori, sono richiesti tempi mediamente contenuti.

Il piano ottimale di installazione dei nuovi condensatori (batterie da 54 MVar) prevede l'inserimento della nuova potenza reattiva sul livello di tensione 150 o 132 kV negli impianti di seguito specificati:

- stazioni esistenti: Colunga (BO), Casellina (FI), Cappuccini (PG);
- stazioni previsionali: nuova stazione 132 kV di Collesalveti.

E' inoltre prevista la sostituzione dell'esistente condensatore da 25 MVar presso la stazione di Fulgatore (TP) con uno di taglia 54 MVar.

La necessità di provvedere all'installazione di nuova potenza reattiva di tipo induttivo (reattori) al fine di migliorare la gestione del sistema AAT, è correlata anche ai problemi di sicurezza del sistema elettrico che si sono evidenziati nel corso degli ultimi anni.

Infatti, nelle ore di basso fabbisogno²⁷ di energia elettrica, le tensioni sulla rete AAT tendono a raggiungere valori molto elevati a causa del limitato impegno delle linee. In tali occasioni dell'anno è possibile arrivare a

²⁷ In alcune giornate festive il fabbisogno nazionale notturno può scendere anche al di sotto del 40% rispetto alla punta massima.

azioni di apertura di alcune linee (riduzione del normale livello di magliatura della rete) con conseguente diminuzione dei margini di stabilità e affidabilità del sistema elettrico oppure attraverso un aggravio dei costi relativi all'approvvigionamento di risorse sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

Come risposta alle problematiche di esercizio esposte è in programma l'installazione di nuovi banchi di reattanze connesse al livello di tensione 400 e 220 kV tra cui:

- 258 MVar sulla sezione 400 kV nella stazione di Turbigio;
- 100 MVar sulla sezione 220 kV nella stazione di Glorenza;
- 100 MVar sulla sezione 220 kV nella stazione di Tirano;
- 70 MVar sulla sezione 220 kV nella stazione di Pianezza.

Sono state di recente attivate le reattanze presso sezione 400 kV nella stazione di Erchie (di 258 MVar) e sulla sezione 220 kV nella stazione di S. Massenza/Taio (di 258 MVar);

In aggiunta a quanto sopra, si segnala che ulteriori reattanze sono previste in correlazione con la realizzazione di nuovi elettrodotti in cavo interrato in corrente alternata, funzionali alla compensazione del prelievo di reattivo degli stessi cavi. Tra questi si segnalano in particolare i dispositivi da installare presso le stazioni AT di Portoferraio e Torre C.

I notevoli benefici in termini di incremento dei livelli di sicurezza e stabilità del sistema elettrico associati alle soluzioni pianificate sono stati confermati (anche in termini di dislocazione e di priorità d'intervento) da simulazioni e analisi di rete effettuate su ricostruzione di eventi di esercizio e su scenari di breve – medio periodo. In particolare si è rilevato che, in seguito all'installazione prevista di nuova potenza induttiva sulla RTN, anche nelle condizioni di minima richiesta annua le tensioni si manterranno al di sotto della soglia massima consentita dal Codice di Rete con un sufficiente margine di sicurezza.

Sono di seguito elencati gli indici monitorati nelle analisi:

- numero di ore di ripetitività dell'evento di superamento della tensione rispetto alla soglia di allarme;
- efficacia dell'iniezione di reattivo sui nodi limitrofi;
- volumi di energia movimentati sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) per regolare le tensioni;
- effetto combinato delle installazioni rispetto alla esigenze delle direttrici di riaccensione/rialimentazione previste nel Piano di riaccensione.

In tal senso, la priorità d'installazione di ciascun dispositivo, è individuata tenendo conto anche degli scenari di generazione rinnovabile, di carico e di mercato nonché del livello di criticità dei nodi presso i quali è prevista l'installazione della stessa.

Nella seguente tabella 29 è riportato l'elenco dei reattori identificati in ordine di priorità di installazione.

Tabella 29 - Elenco priorità installazione reattori

Reattore	Livello di Tensione	Scala di priorità
Turbigo	400 kV	Media
Glorenza	220 kV	Alta/Media
Pianezza	220 kV	Media
Tirano	150 kV	Media

5 Interventi a contributo della de-carbonizzazione

La sottoscrizione dell'Accordo di Parigi il 12 Dicembre 2015, in conclusione della *Conference of Parties 21* (COP21), tra 196 parti (195 Stati più l'Unione Europea ha fissato un nuovo e più sfidante obiettivo per tutti i firmatari, inclusa l'Italia: "contenere l'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2°C rispetto ai livelli pre-industriali perseguendo tutti gli sforzi necessari per limitare tale aumento a 1,5°C".

Questo nuovo obiettivo è più impegnativo di quanto si potrebbe credere: fermare l'innalzamento della temperatura globale a 1,5°C in luogo di 2°C significa all'incirca dimezzare i quantitativi di gas serra che potranno essere complessivamente emessi in atmosfera nel resto del XXI secolo.

L'accordo sancisce l'obbligo della presentazione unilaterale degli obiettivi nazionali ed un percorso di aggiornamento ogni cinque anni a partire dal 2020; la definizione di tali obiettivi parte dalla definizione di una nuova Strategia Energetica Nazionale, oggetto di analisi e proposte nel corso del 2016 e del 2017 per declinare i nuovi target al 2030:

- 50% rispetto al 1990 (519 milioni di tonnellate di CO₂eq) per le emissioni nette di gas serra (il bilancio tra le emissioni effettive e gli eventuali assorbimenti), passando dai circa 430 del 2015 a 260 MtCO₂eq, proseguendo quindi con i tassi di decarbonizzazione degli ultimi anni anche in un contesto economico auspicabilmente migliore;
- 40% di consumi energetici rispetto allo scenario tendenziale, pari a oltre 20 Mtep finali in meno rispetto ai valori attuali, moltiplicando all'incirca per due l'impegno registrato negli ultimi anni;
- 35% di consumo finale lordo da fonti rinnovabili, pari a circa un raddoppio del contributo attuale (17,3%), tornando ai tassi di crescita almeno pari a quelli registrati negli anni d'oro di questo settore, prima del triennio di flessione 2013-2015.

Il target nazionale complessivo di riduzione dei gas serra al 2020 assegnato all'Italia dall'Unione europea, calcolato sommando i target per gli impianti nazionali soggetti a Direttiva ETS con quello dei settori non-ETS pari a circa 470 MtCO₂eq (circa -10% rispetto al 1990), è stato già oggi ampiamente raggiunto.

Nell'ambito del Pacchetto Clima-Energia 2020, all'Italia era stato attribuito un target pari al 17% del Consumo finale lordo soddisfatto da fonti rinnovabili: nel 2015, con il 17,3%, tale target è stato raggiunto.

Infatti secondo i dati Eurostat già nel 2014 con un 17,1% il Consumo finale lordo (Cfl) in Italia è stato coperto da fonti rinnovabili, un valore superiore a quello medio europeo del 16%.

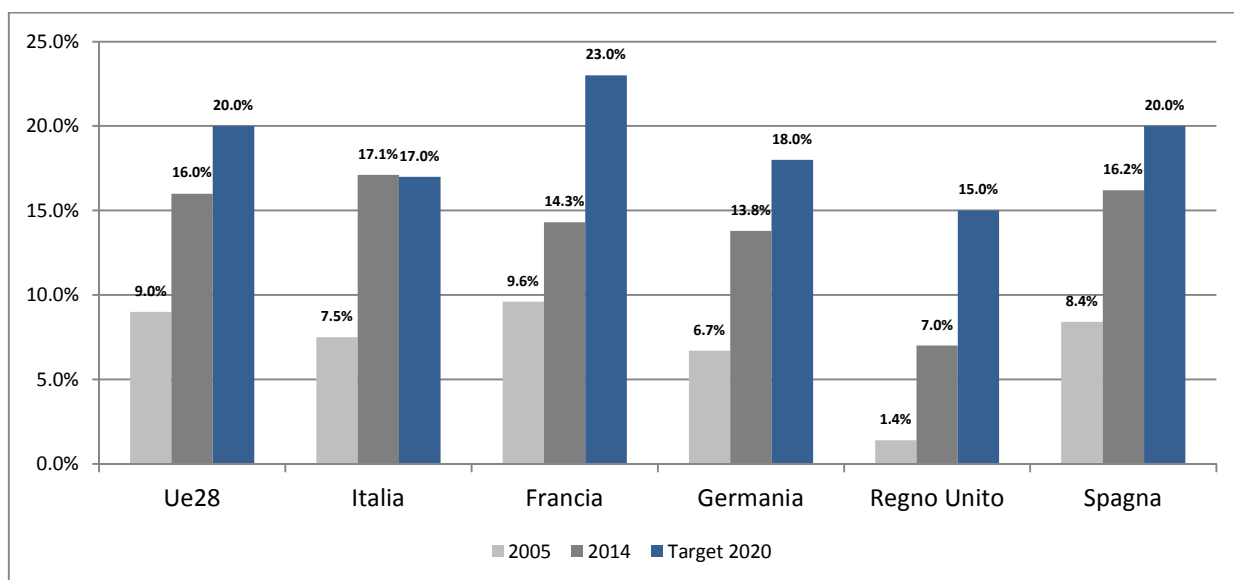


Figura 58 - Quota di fonti rinnovabili sul Consumo finale lordo (Cfl) di energia nelle principali economie europee e media Ue28: dati 2005, 2014 e target 2020 (%) (Fonte: Eurostat database)

Come evidenziato dai dati EUROSTAT, l'Italia si è collocata rispetto alle grandi economie europee prima in tema di generazione di energia da fonti rinnovabili sul Consumo finale Lordo, seguita dalla Spagna con il 16,2% e dalla Francia con il 14,3%, dalla Germania con il 13,8% e dal Regno Unito che chiude con il 7%, ma tra le ultime rispetto ai Paesi del Nord Europa che presentano livelli di penetrazione non comuni (dal 44% al 70%, di Finlandia, Svezia, Norvegia ed Islanda)

A fronte di questi positivi risultati, per rispettare i nuovi obiettivi sulle emissioni, la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili dovrà crescere fino ad almeno 60% del Consumo Finale Lordo al 2030.

L'adeguamento della rete di trasmissione, agevolata da misure di mercato atte ad aumentare la penetrazione delle rinnovabili rappresenta un nodo strategico per sostenere i livelli di crescita suindicati, consentendo di integrare maggiormente nella programmazione della rete anche la gestione della domanda.

A tal fine in linea con le disposizioni normative vigenti²⁸, si riportano nel seguito i principali interventi.

5.1 Infrastrutture di rete per la produzione da Fonte Rinnovabile

Recependo la direttiva 2009/28/CE, il D.Lgs 93/11 ha previsto 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 rinnovabili. 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 🌱.

²⁸ Riferimenti normativi Direttiva 2009/28/CE, della direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili DECRETO LEGISLATIVO 1 giugno 2011, n. 93 "Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE."

5.1.1 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 400 – 220 kV, sia sulla rete in alta tensione 150 – 132 kV.

Tra i maggiori interventi su rete primaria si segnalano:

- Stazione 400 kV Mese;
- Elettrodotto 220 kV Glorenza-Tirano-der.Premadio;
- Riassetto rete Alto Trentino ;
- Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige;
- Razionalizzazione rete media Valle del Piave;
- Elettrodotto 400 kV Calenzano Colunga;
- Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord;
- Raddoppio della dorsale 400 kV Adriatica;
- Elettrodotto 400 kV Montecorvino–Avellino– Benevento II;
- Elettrodotto 400 kV Deliceto – Bisaccia;
- Elettrodotto 400 kV Altomonte – Laino;
- Sviluppo rete primaria 400-220 kV in Sicilia.

In figura si riportano schematicamente i principali interventi di sviluppo che interessano la rete 400 kV.

Le aree di sviluppo sulla rete di trasmissione riguardano molte delle regioni italiane e prevedono principalmente nuove stazioni di raccolta e trasformazione 400/150 kV, nuove stazioni di smistamento 150 – 132 kV, potenziamenti di porzioni di rete e riassetto locali spesso correlati all'inserimento sulla rete primaria delle nuove stazioni di raccolta.

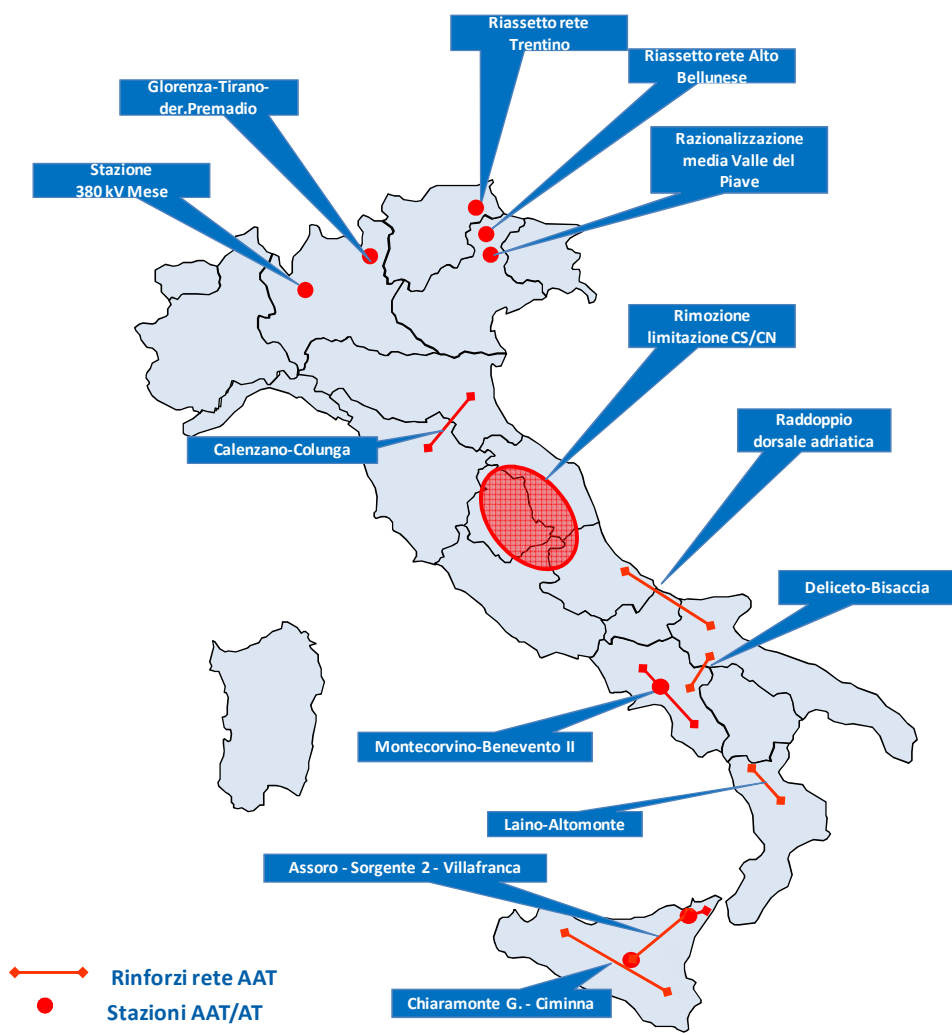


Figura 59 - Principali interventi finalizzati alla maggior produzione da fonte rinnovabile (FER) sulla rete AAT

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

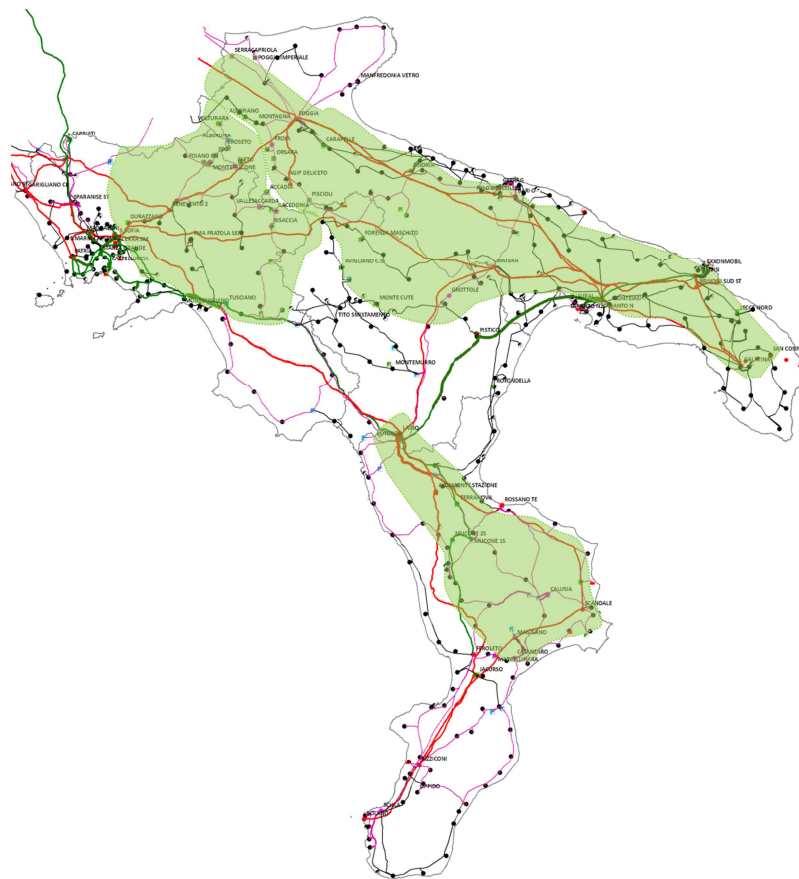


Figura 60– Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macroarea Sud)

Con l'obiettivo di garantire il pieno sfruttamento della generazione da Fonte Rinnovabile (FER), in aggiunta alle stazioni di raccolta 400/150 kV indicate in figura 60 sono stati pianificati sviluppi sulla rete AT:

- lungo le direttrici 150 kV tra le stazioni 400 kV di Benevento e Montecorvino, e tra Foggia, Deliceto e Andria;
- le zone che riguardano il Salento, l'area circostante le stazioni 400 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 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".

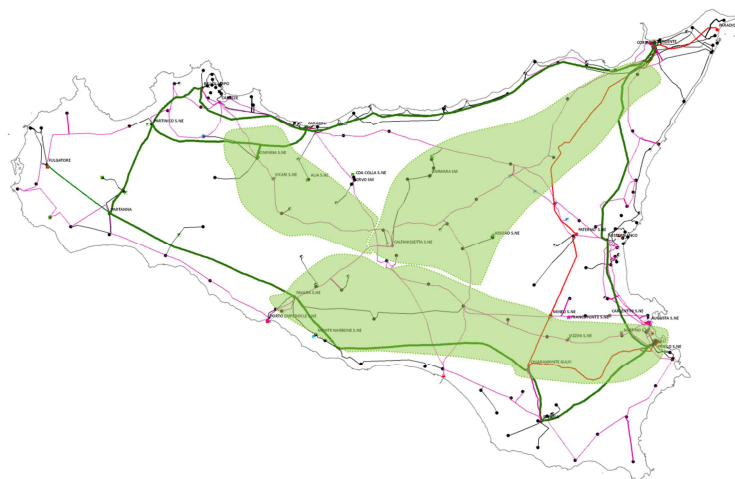


Figura 61 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macroarea Sicilia)

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

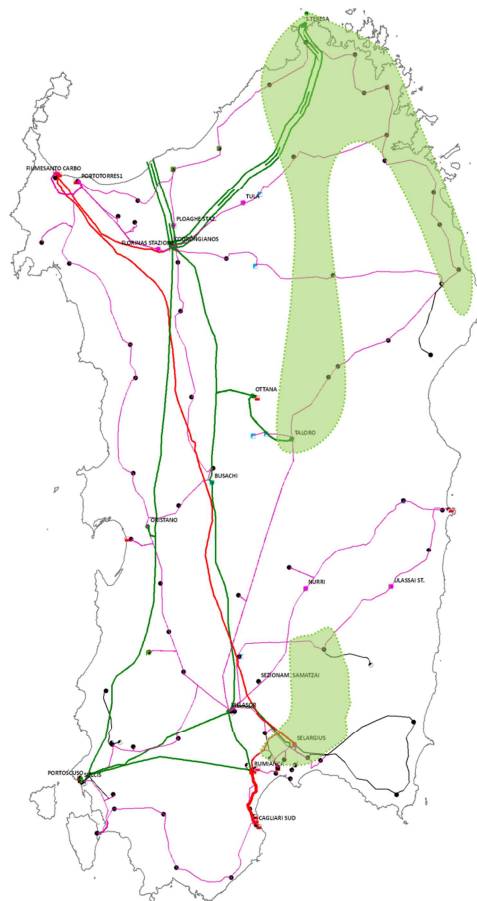


Figura 62 - Principali aree di intervento per favorire produzione da Fonte Rinnovabile sulla rete AT (macroarea Sardegna)

Nel Centro Italia 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.

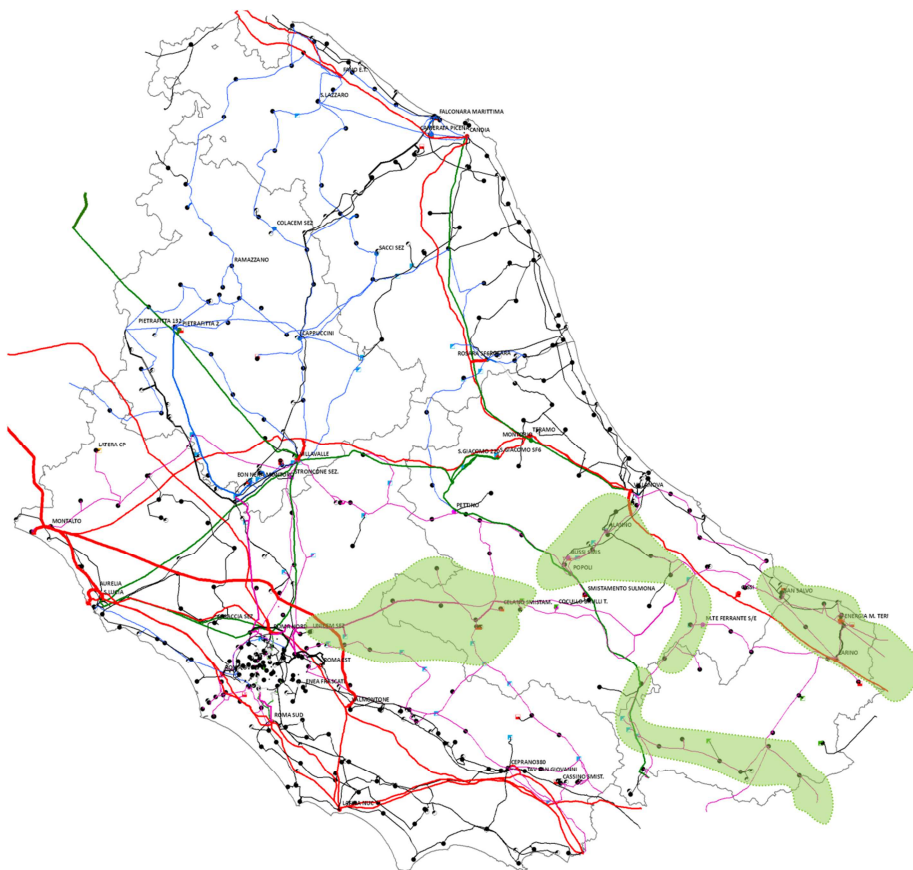


Figura 63 - Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macro area Centro)

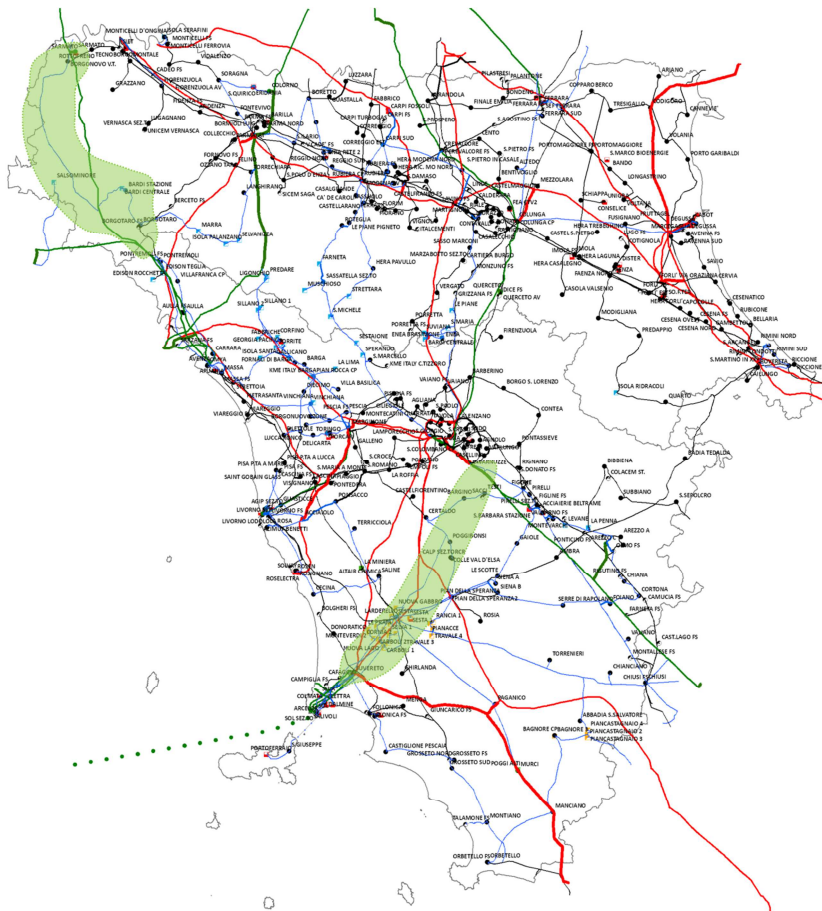


Figura 64 - Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macro area Centro Nord)

Infine, 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 nell'area del Canavese (tra le stazioni 132 kV di Crot e Pianezza) che permetteranno di migliorare lo sfruttamento delle risorse idriche presenti.

6 Interventi per favorire l'efficienza dei mercati

Il mutato contesto del sistema elettrico rispetto al passato per la presenza più massiva di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e di generazione distribuita, la riduzione della domanda, la minor incidenza di risorse programmabili, la difficoltà a reperire risorse che forniscano servizi di rete rende necessario rivedere la regolazione del dispacciamento affinché nel nuovo contesto sia possibile reperire le risorse necessarie in modo efficiente e trasparente. A tal fine l'AEEGSI sta innovando la regolazione del dispacciamento affrontando contestualmente una serie di tematiche tra loro strettamente correlate (quali: revisione degli sbilanciamenti, apertura al Mercato dei Servizi di Dispacciamento, Capacity Market, revisione delle tempistiche del mercato infragiornaliero) compatibilmente con l'evoluzione dei regolamenti europei di prossima approvazione.

Il presente capitolo è dedicato all'individuazione degli interventi finalizzati all'integrazione dei mercati dell'energia.

6.1 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 dei segnali provenienti dai mercati esteri (cfr. paragrafo 2.9) e degli scenari di evoluzione dei sistemi elettrici in Europa e nei Paesi limitrofi, lo sviluppo della capacità di interconnessione dell'Italia interessa:

- 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;
- la frontiera con il 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'estero²⁹;

²⁹ 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).

- lo sviluppo della capacità di interconnessione con il Nord Africa, di rilevanza strategica, generando benefici in Italia e Tunisia, fornirebbe uno strumento aggiuntivo per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa.

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.

Per maggiori dettagli si rimanda alla sezione specifica opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione (cfr. Capitolo 9).

6.2 Interventi per la riduzione delle congestioni interzonali

In conformità a quanto previsto dalla Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento, Terna è tenuta a rinforzare la rete interna di trasmissione per consentire il miglior utilizzo del parco produttivo nazionale e ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali.

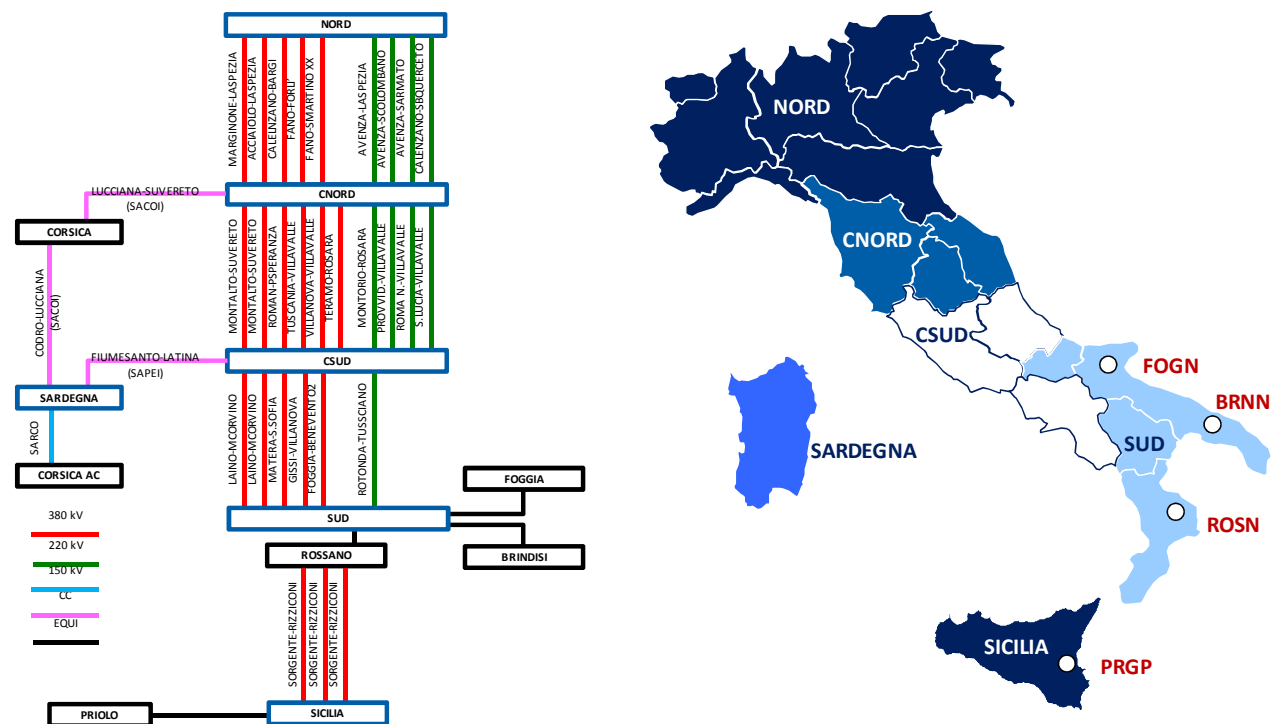


Figura 65 - Struttura zonale anno 2016

In particolare, dall'esame dei segnali provenienti dai mercati dell'energia (cfr. paragrafo 2.10), è previsto di sviluppare la capacità di scambio interzonale.

La **sezione Nord – Centro Nord**, a seconda delle situazioni di disponibilità della capacità produttiva efficiente e/o di strategia di offerta di tale capacità in MGP, risulta congestionata nella direzione da Nord a Centro Nord o viceversa.

Negli anni 2014 e 2015, la sezione si è congestionata maggiormente in direzione da Centro Nord - Sud, mentre nel 2016 si è registrata un'inversione di tendenza. Si conferma un andamento crescente della rendita da congestione su tale sezione che conferma la necessità di rinforzare la sezione con la realizzazione dell'elettrodotto **400 kV "Calenzano – Colunga" (302-P)**.

La **sezione Centro Nord – Centro Sud** ha registrato negli anni 2014 e 2015 congestioni tendenzialmente in aumento, nonostante una lieve riduzione nel 2016. Un numero significativo di ore di congestione si conferma nel medio/lungo termine in conseguenza soprattutto del rilassamento dei vincoli di rete sulle sezioni di mercato adiacenti (es. Sud – Centro Sud) e della disponibilità nel sistema elettrico nazionale di capacità produttiva efficiente, anche rinnovabile, e/o di capacità alla frontiera Sud Est Europa. Si conferma pertanto la necessità di rinforzare tale sezione attraverso la realizzazione **di interventi di rimozione limitazioni Centro Sud – Centro Nord (432-P)**; nonostante tali interventi, la sezione Centro Nord – Centro Sud si conferma la più critica in scenari di medio/lungo termine giustificandosi comunque la necessità di studiare nuovi interventi di rinforzo, anche funzionali a garantire la sicurezza di esercizio.

La sezione **Centro Sud – Sud**, anche per effetto dell'entrata in servizio degli interventi di sviluppo tra Sicilia e Continente, ha registrato una riduzione delle ore di congestione. Nonostante ciò, la zona Sud si conferma con il prezzo zonale più basso, potenzialmente in grado di esportare verso il Centro Sud capacità produttiva efficiente. Al fine di incrementare la capacità di trasporto sulla sezione e ridurre la rendita di congestione sulla sezione, ancora significativa, è prevista la realizzazione dei progetti:

- **400 kV “Foggia – Villanova” (402-P) e 400 kV “Deliceto – Bisaccia” (505-P)**, anche funzionali a ridurre i vincoli dei poli di produzione Foggia e Brindisi ed a favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili al Sud;
- **400 kV “Montecorvino – Avellino – Benevento” (506-P)** anche funzionale a ridurre i vincoli del polo di produzione di Rossano, oltre che a favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili;

La sezione Rossano – Sud è interessata dalla realizzazione del **“Riassetto rete Nord Calabria” (509-P)** che contribuisce alla riduzione dei vincoli per il polo di produzione di Rossano e per la produzione da fonti rinnovabili in Calabria.

Inoltre è prevista la realizzazione **dell'elettrodotto 400 kV “Paternò – Priolo” (603-P)** funzionale alla riduzione dei vincoli del polo di produzione di Priolo.

6.3 Interventi per la riduzione delle congestioni intrazonali

In conformità a quanto previsto dalla Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento, Terna è tenuta a deliberare gli interventi volti ad assicurare l'efficienza e lo sviluppo del sistema di trasmissione dell'energia elettrica nel territorio nazionale.

In questo contesto, sono stati pianificati interventi funzionali a garantire il superamento delle congestioni nelle zone di mercato con la finalità di favorire la produzione della capacità produttiva efficiente e rendere disponibili maggiori risorse nel mercato dei servizi di dispacciamento.

Dall'analisi dei segnali provenienti dai mercati per il servizio di dispacciamento (cfr. paragrafo 2.11), emerge una sempre maggior necessità di garantire interventi che consentano una riduzione degli oneri e delle movimentazioni in MSD ex-ante.

Per quanto concerne l'area Nord Ovest nel paese, sono stati pianificati gli interventi per consentire l'utilizzo della piena capacità di trasporto e di conseguenza il pieno sfruttamento in sicurezza dell'import dalla frontiera con la realizzazione delle **rimozioni limitazioni rete 400 kV area Nord-Ovest (8 – P)**.

Nell'area Nord è stato pianificato un nuovo **elettrodotto 400 kV tra Milano e Brescia (104 – P)** nell'ottica di incrementare l'efficienza della rete elettrica e garantire un miglior dispacciamento della produzione elettrica della Lombardia.

L'area Nord Est del paese, dove è prevalente la presenza di rete 220 kV, presenta carenze infrastrutturali che richiedono significativi interventi di rinforzo rete:

- la **razionalizzazione 400 kV fra Venezia e Padova (203 – P)** al fine di migliorare la sicurezza di esercizio, la flessibilità e l'economicità del servizio della rete veneta, attraverso;

- **l'elettrodotto 400 kV "Udine Ovest – Redipuglia" (207 – P)** al fine di migliorare la sicurezza di esercizio del sistema di trasmissione primario nell'estremo Nord Est del paese e ridurre alcuni vincoli sulla produzione locale e sull'importazione dai paesi dell'Est Europa;

Nella regione Sicilia è prevista la realizzazione dell'elettrodotto **400 kV "Chiaramonte Gulfi – Ciminna" (602 – P)** finalizzato a creare migliori condizioni per il mercato elettrico e a migliorare la qualità e la continuità della fornitura dell'energia elettrica nell'area centrale della regione.

7 Nuovi interventi del Piano di Sviluppo 2017

Il presente capitolo riporta il dettaglio delle nuove attività di sviluppo della RTN pianificate nel corso del 2016 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 anche dalla recente acquisizione della rete elettrica ferroviaria, 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.

Il dettaglio dei nuovi interventi di sviluppo su perimetro RTN è riportato nel successivo paragrafo 7.1.

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

Per quanto riguarda la nuova metodologia ACB 2.0 adottata, si rimanda alla delibera 627/16 e al rapporto “Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti”.

7.1 Nuovi interventi di sviluppo

Rete 132 kV provincia di Aosta				
Identificativo PdS 23 - P				
Finalità intervento Qualità e sicurezza		Pianificato 2017		Regioni interessate Valle d'Aosta
Previsione tempistica opera principale				
<u>Avvio attività</u> 2017	<u>Avvio cantieri</u> 2018	<u>Completamento</u> 2019		
Descrizione intervento				
Al fine di garantire un adeguato livello di affidabilità e flessibilità di esercizio nella rete 132 kV dell'area di Aosta, sarà superata l'attuale gestione a tre estremi "Rhins – Signayes – Aosta Ovest". L'intervento garantirà un sensibile miglioramento della gestione, sicurezza di alimentazione del carico locale.				
Interdipendenze o correlazione				
con altre opere			da accordi con terzi	
Stato avanzamento				
Opere principali				
intervento	Avvio autorizzazione e/o altre attività	Avvio realizzazione	Completamento	Note
Interventi presso Signayes all.	-	-	-	
Impatti territoriali				
Impatti non significativi				
Sintesi				
Investimento capex < 5 M€			Benefici Qualità del servizio	

Stazione 220 kV Tirano				
Identificativo PdS 152 - P				
Finalità intervento Qualità, sicurezza e resilienza		Pianificato 2017		Regioni interessate Lombardia
Previsione tempistica opera principale				
<u>Avvio attività</u> 2020	<u>Avvio cantieri</u> 2025	<u>Completamento</u> Lungo termine		
Descrizione intervento				
Al fine di garantire un adeguato profilo di tensione sulle lunghe direttrici 220 kV che collegano l'alta Valtellina ai carichi dell'area di Milano si prevederà l'installazione presso la SE 220 di Tirano di un banco di reattanze.				
Interdipendenze o correlazione				
con altre opere			da accordi con terzi	
Stato avanzamento				
Opere principali				
intervento	Avvio autorizzazione e/o altre attività	Avvio realizzazione	Completamento	Note
Installazione reattore presso SE 220 kV Tirano	-	-	-	
Impatti territoriali				
Intervento relativo a sole aree di stazioni				
Sintesi				
Investimento capex < 5 M€			Benefici Qualità del servizio	

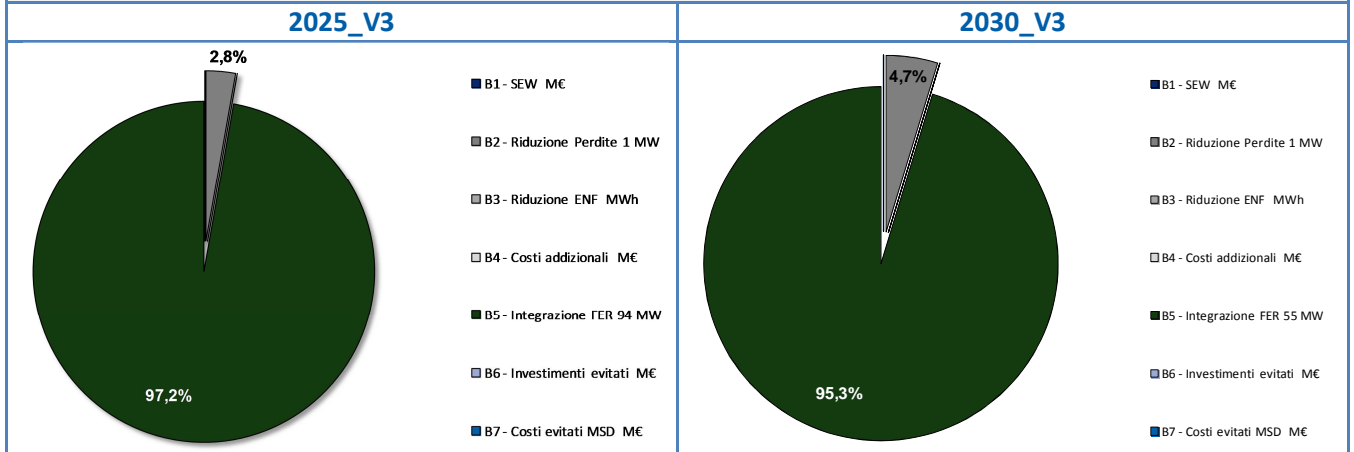
Riassetto rete 132 kV area Rho				
Identificativo PdS 153 - P				
Finalità intervento Qualità, sicurezza e resilienza		Pianificato 2017		Regioni interessate Lombardia
Previsione tempistica opera principale				
<u>Avvio attività</u> 2020	<u>Avvio cantieri</u> 2025	<u>Completamento</u> Lungo Termine		
Descrizione intervento				
<p>Al fine di aumentare l'affidabilità e la sicurezza della rete 132 kV sottesa fra le stazioni di Baggio e Ospiate sarà studiata la possibilità di realizzare una nuova stazione di smistamento presso l'attuale Cabina Primaria di Rho, raccordando anche la rete ex-RFI, e rimuovendo le limitazioni sugli attuali elettrodotti 132 kV "Ospiate – Lainate", "Lainate – Rho" e "Rho – Settimo".</p> <p>Le attività consentiranno un miglioramento degli attuali profili di tensione dell'area e un aumento dei margini di adeguatezza per la copertura dei carichi presenti e futuri.</p>				
Interdipendenze o correlazione				
con altre opere			da accordi con terzi	
Stato avanzamento				
Opere principali				
intervento	Avvio autorizzazione e/o altre attività	Avvio realizzazione	Completamento	Note
Nuova SE 132 kV presso la CP Rho	-	-	-	
Elettrodotto 132 kV "Ospiate - Lainate"	-	-	-	
Elettrodotto 132 kV "Lainate - Rho"	-	-	-	
Elettrodotto 132 kV "Rho - Settimo"	-	-	-	
Impatti territoriali				
Legenda	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]	
Dismissione e Realizzazione	10.9	0.0	4,4	
Sintesi Analisi Costi Benefici				
Investimento capex < 5 M€			Benefici Qualità e sicurezza del servizio	

Direttrice 132 kV Martignone - Castelmaggiore				
Identificativo PdS 343-N				
Finalità intervento Qualità, sicurezza e resilienza		Pianificato 2017		Regioni interessate Emilia Romagna
Previsione tempistica opere principali				
<u>Avvio attività</u> 2018	<u>Avvio cantieri</u> 2023	<u>Completamento</u> Lungo termine		
Descrizione intervento				
Sono previsti interventi di integrazione con la RTN della direttrice 132 kV compresa tra gli impianti di Martignone, S.Viola, Crevalcore e Castelmaggiore, 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 realizzando una direttrice 132 kV Martignone – Tavernelle FS – Calderara – Castelmaggiore, dismettendo il tratto di linea non più funzionali.				
Interdipendenze o correlazione				
Con altre opere			Da accordi con terzi	
Stato avanzamento				
Opere principali				
intervento	Avvio autorizzazione e/o altre attività	Avvio realizzazione	Completamento	Note
Riassetto rete 132 kV Martignone Castelmaggiore	-	-	-	-
Impatti territoriali				
Impatti non significativi				
Sintesi Analisi Costi Benefici				
Investimento capex<15 M€			Benefici Incremento qualità e sicurezza	

Rimozione derivazione rigida S. Angelo				
Identificativo PdS 433-N	Identificativo PCI -		Identificativo TYNDP -	Identificativo RIP -
Finalità intervento Qualità e Sicurezza	Pianificato 2017		Delibera 40/2013/R/eel e succ modifiche -	Regioni interessate Abruzzo
Previsione tempistica opere principali			Previsione tempistica altre opere	
Avvio attività 2018	Avvio cantieri 2023	Completamento Lungo termine		
Descrizione intervento				
Al fine di incrementare l'affidabilità del servizio di trasmissione nell'area della Val di Sangro, sarà rimossa l'attuale derivazione rigida sulla linea 150 kV "CP Casoli – CP Atessa ZI – der. A. S. Angelo", realizzando così le seguenti due direttrici distinte a 150 kV "Casoli – A. S. Angelo" e "A. S. Angelo – CP Atessa ZI".				
Interdipendenze o correlazione				
Con altre opere			Da accordi con terzi	
Stato avanzamento				
Opere principali				
intervento	Avvio autorizzazione e/o altre attività	Avvio realizzazione	Completamento	Note
Nuovo raccordo a 150 kV	-	-	-	-
Impatti territoriali				
Legenda	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]	
Realizzazione	-	-	-	
Dismissione	-	-	-	
Dismissione e Realizzazione	3,53	2,75	0,05	
Sintesi Analisi Costi Benefici				
Investimento capex < 15 M€			Benefici Incremento qualità e sicurezza	

Interventi sulla rete AT per la raccolta di energia rinnovabile nell'area tra le province di Foggia e Barletta				
Identificativo PdS 535-N	Identificativo PCI -	Identificativo TYNDP -	Identificativo RIP -	
Finalità intervento Integrazione rinnovabile	Pianificato 2017	Delibera 40/2013/R/eel e succ modifiche -	Regioni interessate Puglia	
Previsione tempistica opere principali		Previsione tempistica altre opere		
Avvio attività 2018	Avvio cantieri 2023	Completamento Lungo termine		
Descrizione intervento				
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 comprese tra le SE 400/150 kV di Andria e Foggia, si prevede la realizzazione di un nuovo elettrodotto 150 kV tra le SE Deliceto, SE Stornara e la Cerignola FS, sfruttando gli asset AT esistenti nell'area. Tale attività consentirà la rimagliatura con la RTN della direttrice FS "Foggia – Bari" migliorando nel contempo la continuità del servizio.				
Interdipendenze o correlazione				
Con altre opere		Da accordi con terzi		
		Possibile acquisizione di porzioni di rete AT già esistenti.		
Stato avanzamento				
Opere principali				
intervento	Avvio autorizzazione e/o altre attività	Avvio realizzazione	Completamento	Note
Nuovo el. 150 kV "Cerignola FS – Stornara – Deliceto"	-	-	-	-
Impatti territoriali				
Legenda	I22 [km]	I23 [km]	I24 [km]	
Realizzazione	19,02	0	0,6	
Dismissione	-	-	-	
Dismissione e Realizzazione	-	-	-	
Sintesi Analisi Costi Benefici				
Scenario V3_2025, V3_2030 IUS 3 VAN 102 M€		Investimento sostenuto/stimato 0/42 M€		

Benefici di Sistema



8 Dalle smart grid all'electricity Highways

8.1 Le reti intelligenti nel nuovo contesto elettrico

In un contesto di continua evoluzione per il sistema elettrico ed in considerazione del contributo della generazione distribuita da fonte rinnovabile, ormai strutturale, il gestore della rete di trasmissione è chiamato alla ricerca di soluzioni di sviluppo integrato delle reti, che rispondano in maniera sinergica e innovativa alle prossime sfide che attendono gli operatori di sistema. Un approccio integrato ritrova coerenza anche nell'obiettivo di promuovere l'interoperabilità e di favorire il coordinamento degli interventi di sviluppo relativi alle reti di trasmissione e distribuzione, fissato dal legislatore con il D.lgs n. 28 del 3 Marzo 2011 (art. 18 comma 3).

In questo contesto, è evidente che gli investimenti di sviluppo sostenuti dai gestori delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione finalizzati a promuovere l'interoperabilità delle reti stesse richiedano una sostanziale evoluzione del quadro regolatorio nazionale e comunitario. In tale scenario, permane la necessità di meccanismi di incentivazione ad ampio raggio, che prevedano un approccio di sistema al tema dello sviluppo delle *smart grid* tenuto conto che Terna, in qualità di concessionario del servizio dispacciamento e responsabile della gestione in sicurezza del sistema sull'intero territorio nazionale, è chiamata a fornire un contributo importante in termini di adeguamento delle logiche e delle periferiche d'interfacciamento tra le reti di distribuzione e la rete di trasmissione nazionale. Interventi strutturali sulla rete di trasmissione si rendono, pertanto, necessari per disporre di adeguati segnali, vettori e strumenti per consentire la visibilità e il controllo della generazione distribuita e, più in generale, delle risorse di regolazione rese disponibili ai punti di interfacciamento con le reti di distribuzione.

A tal proposito, nella recente pubblicazione del Winter Package, la Commissione Europea riconosce che la transizione verso un sistema "low-Carbon" pone una serie di sfide per i gestori di rete chiamati a garantire un sistema elettrico insieme sicuro e conveniente. La crescente penetrazione delle energie rinnovabili intermittenti e decentralizzata richiede che il settore elettrico sia gestito in modo più flessibile ed efficiente; a tal fine l'implementazione dell'*information technology* offre la possibilità di affrontare questi temi, facilitando lo sviluppo di nuovi servizi, migliorando il "comfort del consumatore" e rendendo il mercato più contendibile ed efficiente. Tuttavia, per beneficiare appieno della digitalizzazione, la stessa Commissione evidenzia la necessità di rendere le informazioni immediatamente disponibili per gli attori del mercato ed allo stesso tempo sottolinea la necessità di un "elevato livello di protezione dei dati".

Si colloca nella medesima direzione il contributo di una maggiore osservabilità e controllabilità dei carichi elettrici, connessi alle reti di trasmissione distribuzione, tema di rilevante attualità anche in virtù del sostanziale sviluppo della mobilità elettrica atteso, coerentemente con gli scenari di riferimento (ENTSO-E).

8.1.1 L'impegno di Terna nei progetti di innovazione

In cooperazione con partner internazionali e nazionali, Terna, arricchita dall'esperienza maturata nell'ambito del GREEN-ME (Grid integration of REnewable Energy sources in the North - MEditerranean), è impegnata in numerosi progetti innovativi, volti alla ricerca di nuove soluzioni per fronteggiare le sfide tecnologiche dei futuri sistemi elettrici, tra i quali:

- Progetto MIGRATE (*Massive InteGRATion of power Electronic devices*): progetto finanziato dalla Comunità Europea nell'ambito di Horizon 2020, nel quale Terna coopera con altri 23 partner di cui 9 TSO, 12 Università/Laboratori e un soggetto industriale.

Il progetto ha l'obiettivo di sviluppare e validare soluzioni tecnologiche innovative per fronteggiare la crescente penetrazione di dispositivi interconnessi via elettronica di potenza (EP), sia lato generazione

che carico, all'interno del sistema elettrico pan-Europeo. Tale obiettivo viene perseguito su due diversi orizzonti temporali:

- Nel breve-medio termine: definendo tecnologie (incrementali ed innovative), metodi e strumenti per mitigare l'impatto dei suddetti dispositivi interfacciati attraverso EP ai convenzioni sistemi HVAC;
- Nel medio-lungo termine: definendo tecnologie innovative, algoritmi di controllo e nuove linee guida nei Codici di rete per gestire la transizione verso sistemi HVAC caratterizzati da generazione e consumo totalmente interfacciata alla rete attraverso EP.



Figura 66 – Consorzio progetto MIGRATE

MIGRATE si pone l'obiettivo, quindi, di definire i requisiti fondamentali di strumenti, metodi e procedure di misura per il funzionamento in sicurezza dei futuri sistemi elettrici caratterizzati da bassa inerzia con gran parte dei generatori e carichi interfacciati attraverso EP. In tal senso, Terna ricopre un ruolo determinante in alcuni dei WorkPackage (WP) in cui è articolato il progetto. In particolare:

- nell'ambito del WP2 - *Real Time Monitoring and Control to Enable Transmission Network Transition* - Terna sta sviluppando un prototipo software per la stima in tempo reale dell'inerzia di sistema a livello regionale ed ha proposto differenti algoritmi per il monitoraggio in tempo reale delle oscillazioni elettromeccaniche del sistema panEuropeo.
- nell'ambito del WP 3 - *Control and Operation of a Grid with 100 % Converter-Based Devices* - Terna sta contribuendo alla redazione del deliverable *Description of system needs and test cases* nel quale sono state definite le esigenze più stringenti per la gestione in sicurezza di sistemi elettrici caratterizzati da una totale connessione di dispositivi (generatori/carichi) interfacciati attraverso EP e ha proposto dei casi studio su cui testare algoritmi di controllo e fornire in futuro le linee guida per un'integrazione ottimale dei suddetti dispositivi.

I risultati del progetto saranno via via resi disponibili nel sito: www.h2020-migrate.eu.

- **Progetto SmartNet:** finanziato nell'ambito del programma europeo Horizon2020 e coordinato da Rse, Terna è parte di un consorzio che si compone di 22 partner da 9 nazioni europee tra cui gestori della rete di trasmissione (Terna, Energinet.dk) e distribuzione (la spagnola Endesa, l'italiana Edyna, la danese Syd Energi), due produttori di tecnologia smart grid, una società di telecomunicazione e alcuni tra i più importanti centri di ricerca europei. SmartNet si sviluppa su una durata di 3 anni (2016-2018). Nel corso dei primi mesi di attività si sono analizzati, tra l'altro, cinque schemi di

interazione tra trasmissione e distribuzione in ambito di mercato, rappresentando nel dettaglio i diversi ruoli dei soggetti coinvolti nei mercati in tempo reale: TSO, DSO, gestore del mercato dei servizi ancillari (che a seconda dello schema di coordinamento implementato potrebbe coincidere con TSO/DSO o essere un soggetto indipendente - IMO: "Independent Market Operator"), aggregatore (o, più in generale, CMP: "Commercial Market Parity), generazione distribuita e carichi flessibili (DER: "Distributed Energy Resources"), tutti riferiti alle specificità delle tre nazioni pilota (Danimarca, Italia e Spagna).

Tale analisi comprende lo sviluppo di un ambiente di simulazione specifico al fine di valutare i potenziali scenari di sviluppo al 2030 in Danimarca, Spagna ed Italia. Questo porterà a individuare i meccanismi più opportuni, che potranno differire da Paese a Paese, e a svolgere considerazioni in termini di evoluzione regolatoria a livello nazionale ed europeo. Un'analisi dei requisiti ICT (Information Telecommunication Technology) per l'implementazione dei diversi schemi di coordinamento farà da complemento all'analisi. Infine, la stessa piattaforma di simulazione sarà integrata in un laboratorio di simulazione al fine di analizzare la performance dei sistemi di controllo reali emulando gli schemi di coordinamento considerati.

Nell'ambito del progetto SmartNet si realizzeranno anche tre progetti pilota dedicati all'analisi degli aspetti più specificamente implementativi. I tre dimostrativi sono collocati nelle stesse tre nazioni d'interesse per le simulazioni al 2030. In particolare, il progetto pilota A è focalizzato sull'Italia e mira a investigare la fattibilità tecnica di un monitoraggio (ogni 20 secondi) delle informazioni relative alla rete di distribuzione e agli impianti di produzione collocati sulla stessa rete di distribuzione. I dati raccolti, una volta comunicati al TSO (Terna), sono impiegati al fine di elaborare un segnale di controllo di frequenza/potenza e tensione per eventuali azioni di regolazione a cura dei produttori stessi. Il pilota Italiano è collocato territorialmente in Valle Aurina, sotto la giurisdizione del DSO locale (Edyna).

In particolare, la sperimentazione interessa la Cabina Primaria di Molini di Tures, (presso l'omonimo comune Molini di Tures già modello europeo di innovazione e autoproduzione e premiato come il Comune 100% rinnovabile) e la corrispondente stazione elettrica (SE) di Terna, di recente costruzione, dove sono collegate anche due centrali idroelettriche di Alperia della potenza nominale di 20 e 15 MVA.

La massiccia presenza di generazione distribuita fa sì che il flusso di potenza sul trasformatore in Cabina Primaria sia frequentemente in risalita verso la rete di trasmissione.

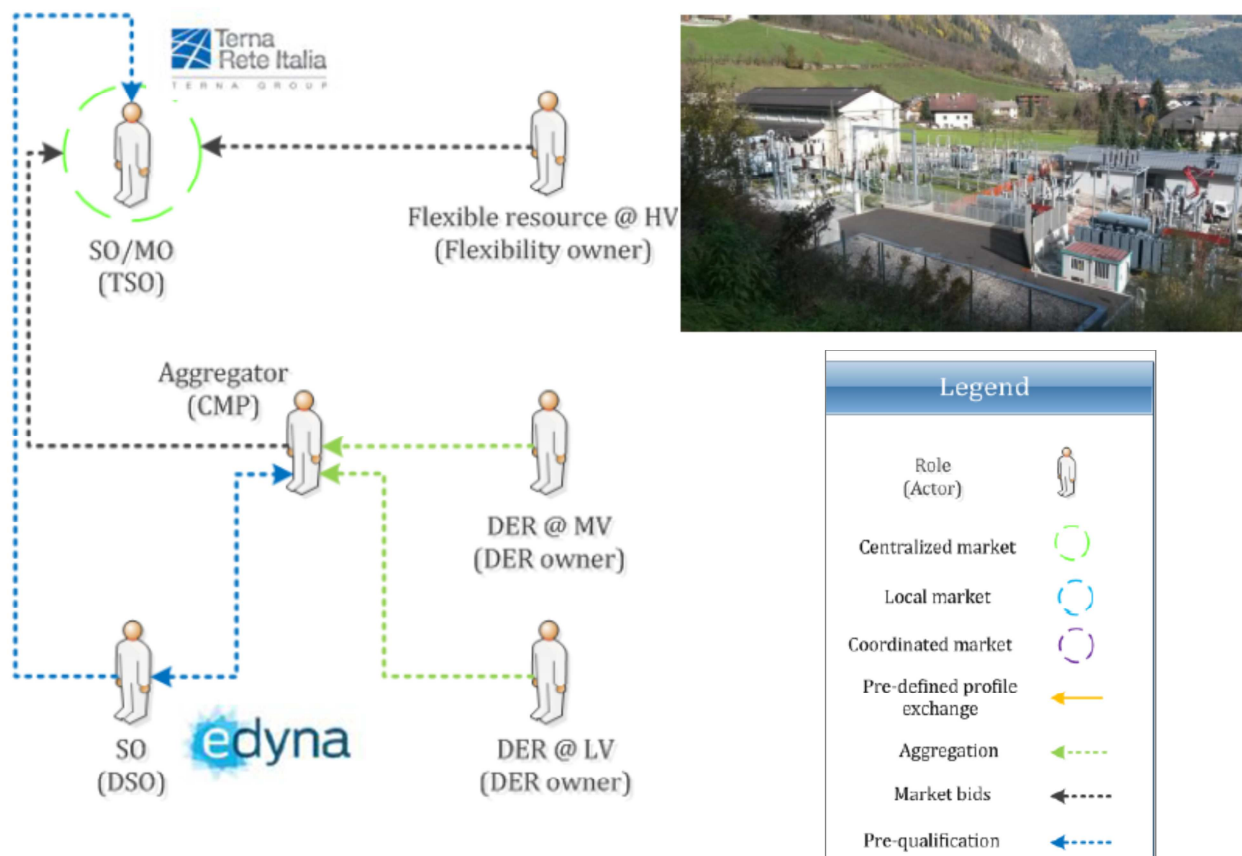


Figura 67 – Progetto pilota italiano: modello di mercato centralizzato

I risultati del progetto saranno via via resi disponibili nel sito: www.SmartNet-Project.eu.

- **Partecipazione Cluster Tecnologico MIUR- area Energia:** è in corso l’iniziativa che vedrà Terna, con altri partner quali ENEA, RSE, CNR, e-Distribuzione ed EnSiEL (quest’ultimo per lo svolgimento delle attività di Ricerca Industriale (RI) e Sviluppo Sperimentale (SS)), partecipare ad un progetto finanziato in ambito MIUR. La proposta progettuale si inserisce nell’ambito delle iniziative del Cluster Energia collegate a “produzione, stoccaggio e distribuzione di energia elettrica secondo il concetto di *smart grid*”, in particolare alla diffusione delle smart grid (SG) come fondamentale driver abilitante per la gestione dell’ulteriore incremento delle Risorse Energetiche Distribuite (Distributed Energy Resources - DER) sulle reti di trasmissione e distribuzione e in generale dell’evoluzione verso sistemi elettrici sempre più flessibili.

La finalità generale del progetto è di realizzare un dimostratore/pilota di dimensioni contenute che possa fornire un contributo per l’implementazione su scala più ampia di soluzioni volte da un lato ad una maggiore integrazione nelle reti di trasmissione e distribuzione della produzione di energia elettrica distribuita, prevalentemente, ma non necessariamente, da fonte rinnovabile non programmabile, dall’altro consentire il pieno sfruttamento dei benefici derivanti da una sempre maggiore flessibilità delle “risorse di rete”, soprattutto dei carichi (sia connessi alla rete AT che MT), da non intendersi più semplicemente come “passivi”, grazie anche alla integrazione di sistemi di accumulo di tecnologie diverse.

In tal senso si sfrutterà la *Smart Polygeneration Microgrid (SPM)* del Campus di Savona, living-lab per diverse configurazioni di rete con diverse tecnologie di sistemi di produzione, accumulo e carichi presenti, nella quale poter sia ricreare ed analizzare una rete locale per sperimentare l’offerta di servizi di flessibilità al TSO e al DSO, sia studiare e validare nuove soluzioni volte a migliorare

l'integrazione tra TSO e DSO stessi, anche grazie ad un nuovo protocollo di interfacciamento sviluppabile nell'ambito del progetto. Nell'ambito di questo caso-studio verranno inoltre effettuati approfondimenti e simulazioni, con riferimento al caso d'uso dei sistemi efficienti d'utenza (SEU), con lo scopo di:

- definire specifici modelli di business, facendo riferimento alle differenti tipologie di utenze e di tecnologie disponibili nel sito e declinandoli rispetto ai differenti servizi offerti dai SEU;
- implementare algoritmi e sviluppare metodi di ottimizzazione (per la gestione di reti e sistemi complessi) applicabili a SEU urbani che tengano in considerazione molteplici aspetti quali la gestione del rischio e la resilienza dei sistemi;
- implementare algoritmi e misure di rischio e resilienza e sviluppo di metodi di ottimizzazione per SEU urbani, basati sull'applicazione dei metodi delle reti complesse;
- valutare l'impatto ambientale dei SEU nel contesto delle reti di trasmissione nazionali ed interconnesse.

8.1.2 Sviluppo dei sistemi di accumulo

Il Legislatore nazionale, recependo la direttiva europea 2009/28/CE, ha varato il D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28, con cui ha sancito l'impegno da parte dell'Italia a puntare ad una maggiore efficienza nei consumi e ad un maggiore utilizzo delle fonti rinnovabili. In particolare, per il conseguimento di tali obiettivi si prevede, oltre alle tradizionali misure di sviluppo della capacità di trasporto delle reti di trasmissione e distribuzione, anche il ricorso a nuovi sistemi di accumulo dell'energia elettrica. A tale fine nel Piano di Sviluppo della RTN ha previsto tra gli interventi necessari per assicurare l'immissione e il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile, anche, nuovi sistemi di accumulo finalizzati a "favorire il dispacciamento degli impianti non programmabili". A tale riguardo, il D.Lgs 93/11 ha precisato che, in attuazione di quanto programmato nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale, il gestore del sistema di trasmissione nazionale può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica mediante batterie. A seguito della deliberazione dell'AEEGSI 288/12/R/eel e della relativa Determinazione n.8/12 del 19 Ottobre 2012, è stata avviata la sperimentazione dei sistemi di accumulo, al fine di verificarne le potenzialità ed efficacia sul sistema elettrico nazionale.

Con la delibera AEEGSI n.66/2013 sono stati ammessi al trattamento incentivante di cui all'art. 22.5 lettera d) del TIT 6 progetti pilota relativi alla sperimentazione di sistemi di accumulo "energy intensive" approvati nel Piano di Sviluppo 2011 per una potenza complessiva di 35 MW.

Nell'ambito della suddetta sperimentazione, sono stati connessi alla rete RTN:

- a dicembre 2014 l'impianto di Ginestra (12 MW) sulla direttrice 150 kV Campobasso-Celle S. Vito;
- a dicembre 2014 la prima sezione nell'impianto di Flumeri (12 MW) sulla direttrice 150 kV Benevento II – Bisaccia 400 kV (collaudo concluso nel 2015);
- nel 2015 l'impianto di Scampitella (10,8 MW) sulla direttrice 150 kV Benevento II – Bisaccia.

In esito ai risultati conseguiti nella sperimentazione in atto, potranno essere individuate ulteriori esigenze di sistemi di accumulo.

Con la deliberazione 574/2014/R/eel, così come integrata e modificata dalla delibera 642/2014/R/eel, l'Autorità ha, inoltre, definito le prime disposizioni per l'integrazione nel sistema elettrico nazionale dei sistemi di accumulo che non rientrano nell'ambito dei progetti pilota. Il provvedimento, che fa seguito al documento di consultazione 613/2013/R/eel, stabilisce le prime modalità per la gestione dei sistemi di accumulo, con particolare riferimento alle modalità di accesso e di utilizzo della rete, ai servizi di misura ed in via transitoria al dispacciamento. In particolare, con la deliberazione 642/2014/R/eel vengono recepite le disposizioni relative ai requisiti tecnici per i sistemi di accumulo, così come previsti dalle Varianti alle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21, aggiornate da parte del CEI.

I primi esiti dell'attività di sperimentazione in corso nonché una sintesi degli impatti sulla rete di trasmissione nazionale di tali dispositivi, nei primi mesi di esercizio, sono disponibili sul sito www.terna.it.

8.2 Electricity Highways E-2050

Il conseguimento degli obiettivi sanciti dalla normativa europea si basa sulla definizione di piani di azione comune che prevedano il coinvolgimento sempre più ampio di tutti gli stakeholder del settore elettrico, in particolar modo quando tali piani interessano orizzonti di lungo termine. In tale senso, a settembre 2012, è stato avviato il progetto e-Highway 2050, che in Italia ha riunito EnSiEL, RSE e Terna. Fino allo scorso dicembre 2015, i tre partner italiani di e-Highway 2050 hanno collaborato intensamente allo sviluppo di una metodologia *top-down* di *planning* applicabile alla rete di trasmissione europea che permetterà il raggiungimento degli ambiziosi obiettivi comunitari di politica energetica nel settore elettrico, con una riduzione prevista del 95% delle emissioni di CO2 entro il 2050.

Nel dettaglio, i 5 macro-step dell'approccio top-down modulare a lungo termine consistono in:

- scenari di generazione e carico;
- scenari energetici;
- simulazioni di *Load Flow* e determinazione delle potenziali criticità della rete;
- analisi di fattibilità delle infrastrutture di rete individuati;
- realizzazione degli investimenti selezionati.

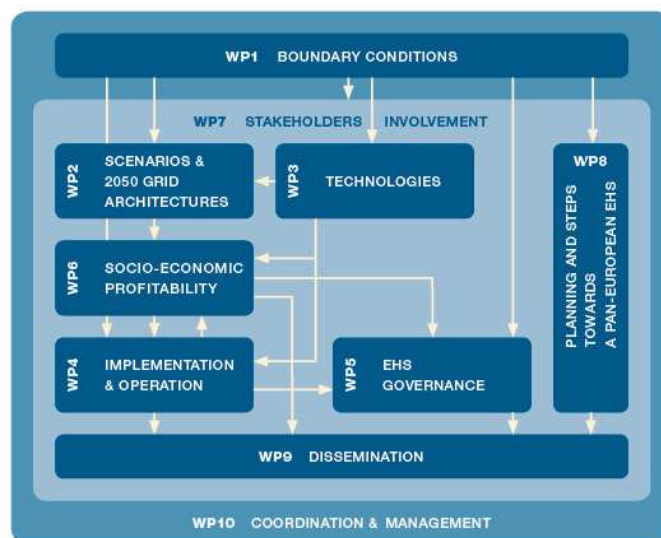


Figura 68 – Struttura del progetto e-Highway 2050 e interrelazioni tra i dieci Work Package

Essendo l'analisi svolta su un orizzonte temporale di così lungo termine, sia la scelta degli scenari di riferimento che la metodologia adottata sono 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 adottare un approccio di tipo stocastico;

- per quanto riguarda gli scenari, sono stati analizzati cinque diverse possibili evoluzioni “estreme ma realistiche” del sistema elettrico (scenari), di cui quattro contemplano una massiccia penetrazione di energia rinnovabile (distribuita e non) associata a un forte incremento del fabbisogno (carico totale europeo superiore ai 4.000 TWh), mentre tre prevedono eventuali flussi in Europa e scambi con il Mare del Nord e il Nord Africa;
- per quanto riguarda la tecnologia, sono state considerate tre diverse strategie in funzione del livello di accettazione da parte degli stakeholder e del costo sociale necessario a sostenere la transizione.

Gli scenari analizzati sono:

Fossil & nuclear: In questo scenario, si prevede che la decarbonizzazione sarà principalmente conseguita attraverso il carbon capture & storage. Inoltre: le RES avranno un ruolo meno significativo; la crescita del PIL è prevista elevata; il contributo dell’efficienza energetica sarà bassa;

Big & market: in questo scenario, si prevede che il settore elettrico sarà guidato dal mercato. Nessuna fonte energetica primaria sarà esclusa e si preferirà la realizzazione di grossi impianti centralizzati piuttosto che una generazione distribuita. Inoltre: Carbon capture & storage sarà una tecnologia matura, la crescita del PIL elevata, l’efficienza energetica limitata;

Large scale RES: questo scenario si focalizza sul forte sviluppo di grandi impianti FER, come progetti nel Mare del Nord e nel Nord Africa. Inoltre: la crescita del PIL sarà elevata, efficienza energetica sarà bassa e si avrà un limitato *demand-side management*

Small & local: in questo scenario, si ipotizza un importante sviluppo della generazione distribuita tramite tanti impianti di piccola taglia (specialmente RES). Inoltre: la crescita del PIL e della popolazione saranno basse, l’efficienza energetica sarà elevata e di conseguenza la domanda sarà bassa

100% RES: Questo scenario ipotizza un intenso sviluppo degli impianti RES, di conseguenza non saranno più presenti impianti a combustibili fossili né centrali nucleari. Inoltre: la crescita del PIL sarà elevata, l’efficienza energetica sarà elevata, le tecnologie di storage e di demand-side management saranno largamente diffuse

Si riporta di seguito una sintesi grafica delle differenze tra i 5 scenari analizzati.

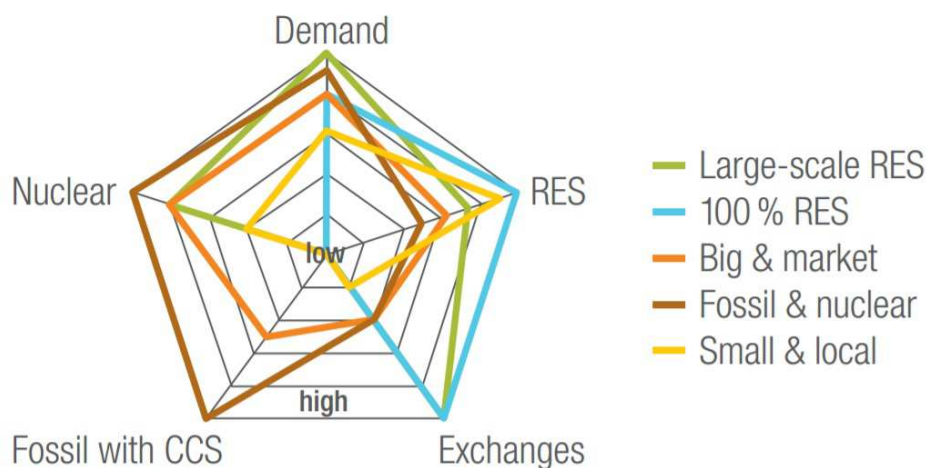


Figura 69 – Principali differenze tra gli scenari

I risultati dell'intero processo e tutte le informazioni inerenti le metodologie, gli scenari e i modelli utilizzati sono disponibili sul sito web del progetto e-Highway 2050 (www.e-highway2050.eu/e-highway2050)

Nello specifico per le tecnologie, si evidenzia che le architetture di rete prevedono diverse opzioni, quali: interconnessioni in corrente alternata o continua, reti ibride AC/DC, l'uso di *Phasor Measurement Unit* (PMU), di *Dynamic Line Rating* (DLR) o l'impiego di componenti elettronici di potenza con duplice scopo di incrementare la capacità di trasporto delle linee esistenti e ottimizzare il controllo dei flussi di potenza a lungo raggio. Combinando queste tecnologie e le performance promesse dall'industria e attese dai TSO nel 2050, è possibile individuare, tra il complesso degli sviluppi di rete candidati, un portafoglio in grado di mitigare i sovraccarichi riscontrati nelle analisi.

Le seguenti mappe delle interconnessioni mostrano, per ogni scenario, una panoramica dei progetti selezionati sulla base delle suddette trasformazioni tecnologiche.

La seguente figura presenta similitudini tra gli scenari, ovvero il massimo comune denominatore dei potenziamenti previsti. Lo spessore dei collegamenti visualizza graficamente l'entità degli incrementi di portata termica ravvisati. A riguardo si nota che tali requisiti sono stati determinati sulla base di una duplice funzione obiettivo: massimizzare la sicurezza di approvvigionamento e/o minimizzare il redispacciamento dei gruppi di generazione. In alcuni casi più di un percorso soddisfa la stessa funzione obiettivo e/o una combinazione di percorsi è possibile. Tuttavia, a causa della scala geografica dello studio e delle relative incertezze sui costi, la definizione del migliore percorso non è sempre possibile e, pertanto, ci potrebbero essere vie alternative rispetto a quelle indicate che rispondono alle stesse esigenze presentando migliori standard qualitativi.

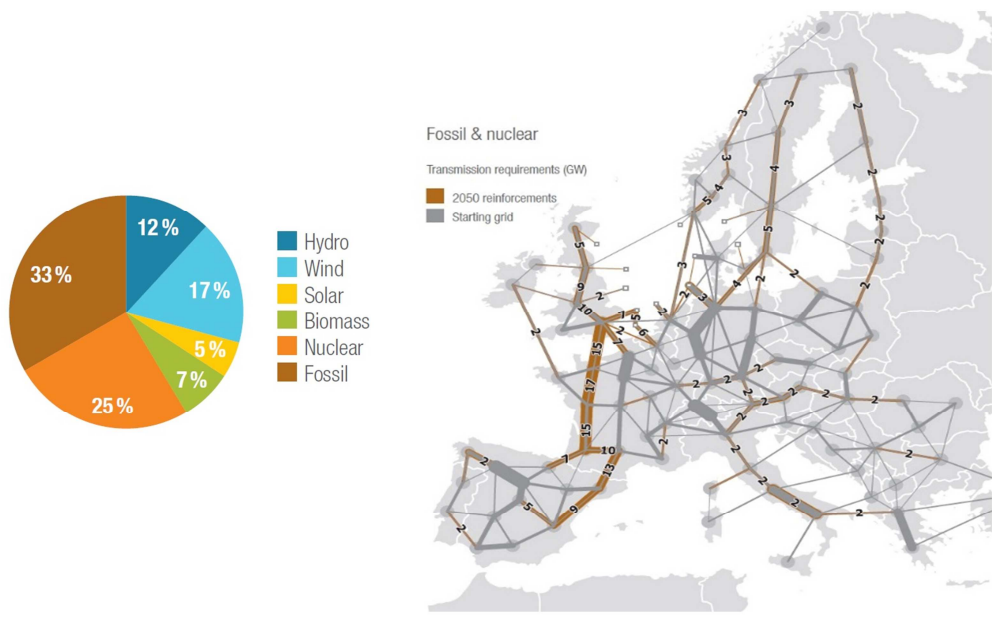


Figura 70 - Scenario di sviluppo Fossil & Nuclear di sviluppo e risultati

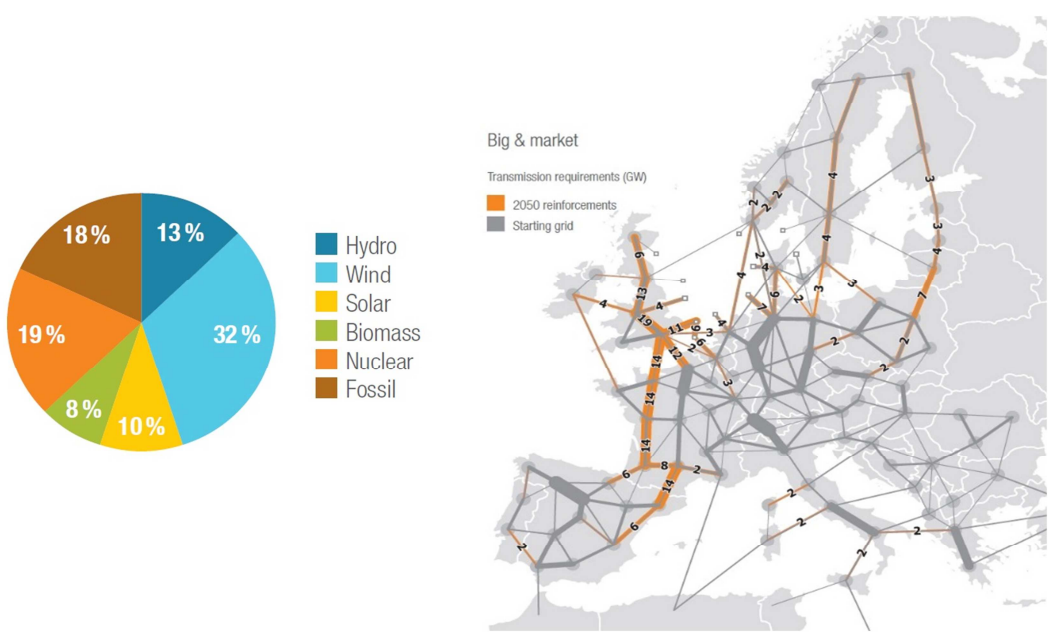


Figura 71 - Scenario di sviluppo Big & Market e risultati

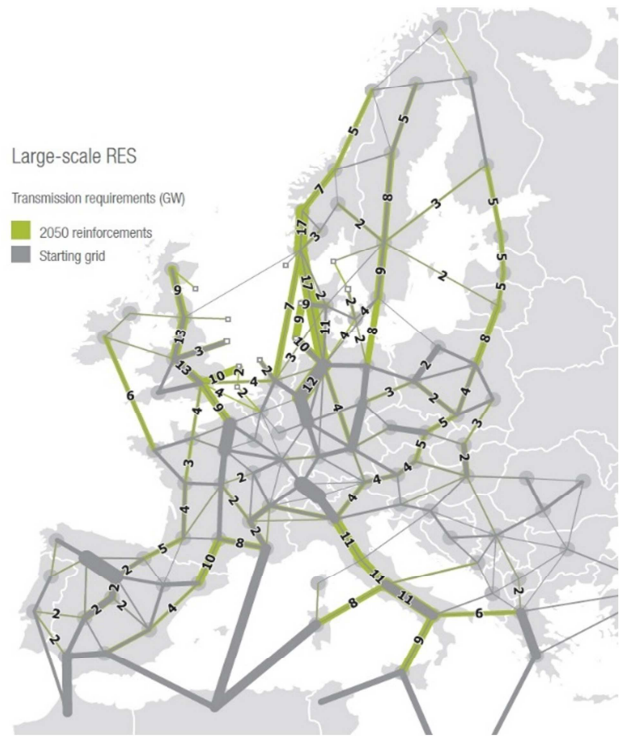
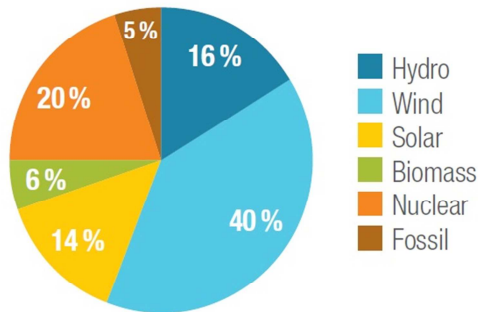


Figura 72 - Scenario di sviluppo Large scale & Res erisultati

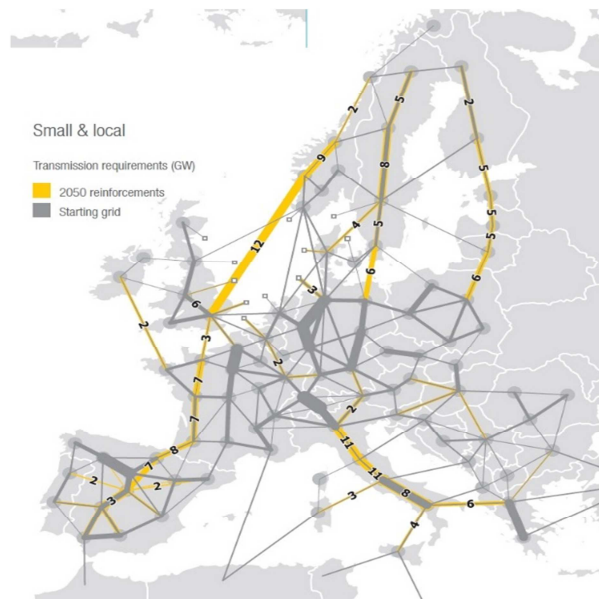
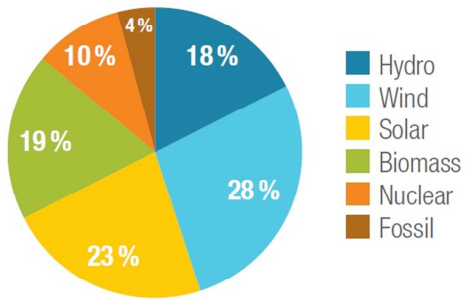


Figura 73 - Scenario di sviluppo Small & Local e risultati

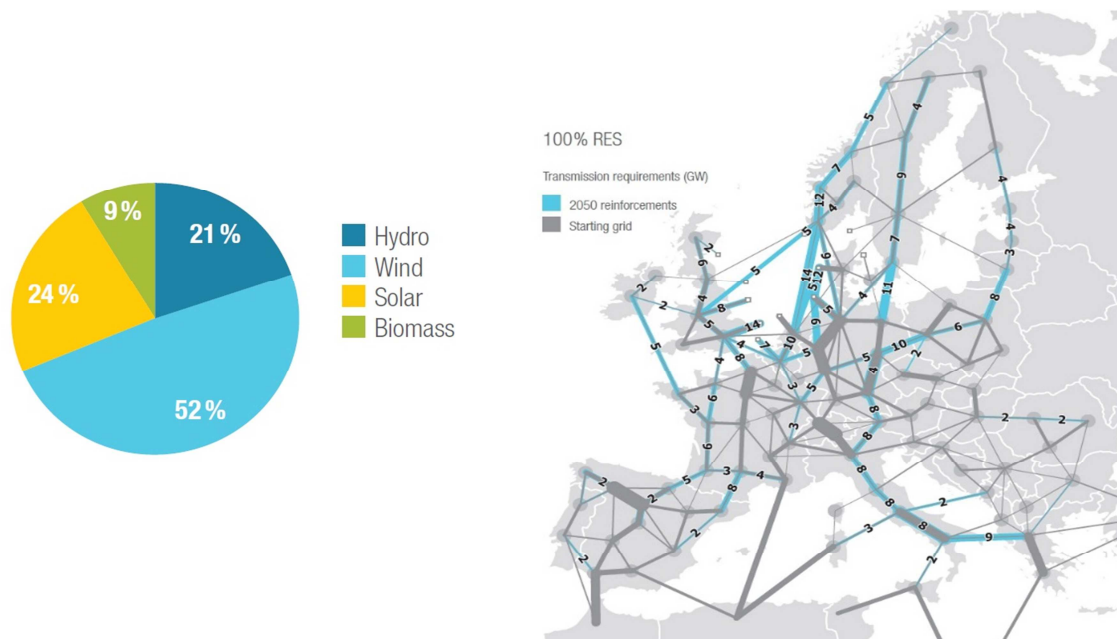


Figura 74 – Scenario di sviluppo 100 RES e risultati

Immediatamente è possibile riconoscere la predominanza di corridoi “Nord-Sud” e la presenza in tutti gli scenari di numerosi collegamenti che convogliano energia dall’estremo nord del sistema (Mare del Nord, Scandinavia, UK, Irlanda) e la dirottano ai confini dell’area sincrona dell’Europa continentale (Germania del Nord, Polonia, Olanda, Belgio e Francia) attraverso un opportuno sistema di cavi sottomarini. I risultati delle analisi di sicurezza dimostrano che gli scenari 100% RES e Large Scale RES richiedono un dimensionamento molto superiore degli asset di trasmissione (in termini di numero, taglia e distanze) rispetto agli scenari Small & Local e Fossil Fuel & Nuclear. Inoltre, 100% RES e Large Scale RES evidenziano la forte necessità di dotarsi di una solida infrastruttura nel cuore dell’Europa continentale, in aggiunta ai suddetti rinforzi periferici previsti per tutti gli scenari. Infatti, in entrambi i casi i volumi delle fonti rinnovabili (specialmente quelle provenienti dal Mare del Nord) sono tali da richiedere corridoi dedicati per congiungere queste fonti ai principali centri di consumo.

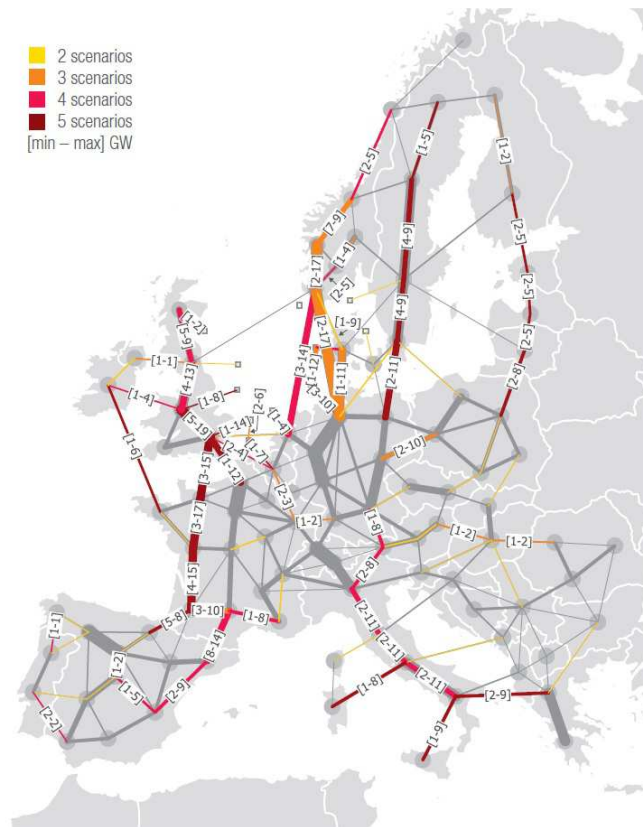


Figura 75 – Rinforzi di rete comuni a tutti gli scenari (i colori rappresentano il numero di scenari in cui il rinforzo è previsto)

Riguardo la rete di trasmissione emerge in maniera significativa l'importanza di un ulteriore sviluppo del corridoio "Sud-Nord" interno alla penisola ed "Est-Ovest" a sud per consentire, negli scenari che prevedono un massivo sviluppo di rinnovabili, di veicolare in sicurezza l'energia da/verso l'Africa.

Fondamentalmente, i corridoi più vitali che si distinguono seguono i seguenti quattro percorsi:

1. dal Sud al Nord Italia;
2. dalla Grecia al Sud Italia;
3. dalla Sicilia e dalla Sardegna verso il Continente;
4. frontiera italiana settentrionale.

Questi risultati, per quanto correlati a ipotesi di sviluppo della generazione a lungo termine, sono del tutto in linea con quanto descritto nel Piano di Sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale 2017, orientato ad incrementare le interconnessioni tra Italia e i paesi limitrofi, in particolare quelle verso la frontiera nord, i Balcani e il Nord Africa, affinché domani l'Italia possa diventare un hub elettrico nell'area del Mediterraneo.

9 Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione

Come rappresentato in premessa il raggiungimento degli obiettivi dell'Energy Union si concretizza anche attraverso uno sviluppo adeguato delle infrastrutture energetiche in Europa, che figurano tra le priorità dell'agenda energetica europea. Lo stesso Consiglio europeo dell'ottobre 2014 sollecitava entro il 2020 *"la rapida attuazione di tutte le misure per conseguire l'obiettivo di realizzare l'interconnessione di almeno il 10% della capacità di produzione di energia elettrica installata per tutti gli Stati membri."*

I potenziali benefici derivanti da un sistema energetico interconnesso prescindono un singolo obiettivo, ma trasversalmente contribuiscono al miglioramento complessivo del sistema elettrico

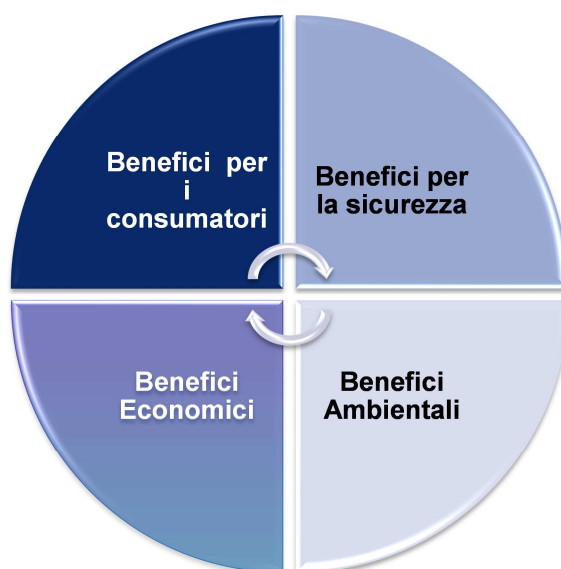


Figura 76 – Opportunità e benefici derivanti dall'incremento della capacità di interconnessione

In primis, i benefici per i consumatori: una maggiore integrazione del **mercato europeo**, permette una maggiore efficienza e rafforza la concorrenza attraverso l'utilizzo di risorse disponibili migliori e a minor costo.

Benefici nella **sicurezza dell'approvvigionamento** in scala nazionale ed Europea, ad oggi ancora fortemente dipendente dal punto di vista energetico da Paesi extra-europei, crea maggiori opportunità in termini di nuovi investimenti, crescita e occupazione. Inoltre, le interconnessioni facilitano l'attivazione di meccanismi di aiuto immediato tra gestori dei sistemi di trasmissione, rafforzando la cooperazione e la solidarietà reciproca, come si è verificato negli ultimi mesi del 2016 a causa dell'indisponibilità del parco nucleare francese.

Una rete ben interconnessa è fondamentale per **lo sviluppo sostenibile e la decarbonizzazione del mix energetico** poiché consente di integrare livelli crescenti di energie rinnovabili variabili in modo più sicuro e più efficiente. L'aumento della quota delle energie rinnovabili nel mix energetico contribuisce al conseguimento degli obiettivi climatici dell'UE, grazie alla riduzione delle emissioni di CO₂ e alla maggiore sicurezza dell'approvvigionamento. Pertanto, nuova capacità di interconnessione contribuirà ad incrementare la capacità di integrazione delle energie rinnovabili, nonché a migliorare la gestione dei flussi di potenza prodotta da fonti intermittenti.

In conclusione, le interconnessioni potranno apportare **benefici economici attraverso** scambi dei servizi di bilanciamento del sistema, riduzione dei costi di generazione e/o opportunità di investimenti destinati alla generazione che si traducono in prezzi dell'energia elettrica più competitivi per imprese e famiglie.

La pianificazione delle interconnessioni è oggetto di apposite valutazioni ed analisi svolte congiuntamente tra i Gestori di rete Europei, come dettagliato nella sezione *“Pianificazione coordinata tra Transmission System Operators in ambito Internazionale”* di cui al Capitolo 1, e riportate nel Piano di Sviluppo Europeo (TYNDP 2016, pubblicato lo scorso 20 Dicembre 2016).

E' noto che tra la pubblicazione del Piano di Sviluppo Europeo, pubblicato ogni due anni, e il Piano di Sviluppo nazionale la cui pubblicazione ai sensi della normativa vigente è annuale, come anche i diversi criteri di elaborazione dei due piani (si pensi a titolo non esaustivo alle *call* che periodicamente vengono indette da ENTSO-E per l'inclusione di progetti terzi nel TYNDP) determina dei lievi disallineamenti.

Al fine di garantire la massima trasparenza e soddisfare le disposizioni di cui alla elaborazione dell'AEEGSI 627/2016 nonché alle richieste pervenute dagli stakeholders in fase di consultazione del Piano di Sviluppo di Terna, questo capitolo è dedicato allo sviluppo della capacità transfrontaliera con riferimento a:

- progetti pianificati dal Gestore della Rete di Trasmissione di concerto con i Gestori dei Paesi confinanti;
- progetti pianificati e sviluppati dal Gestore della Rete di Trasmissione ai sensi della L. 99/2009 e sue modifiche ed integrazioni;
- progetti nella titolarità di soggetti terzi, cosiddette *merchant line*, ai sensi della normativa vigente (D.M. 21 Ottobre 2005 e Regolamento Europeo 714/2009).

E' opportuno, comunque, precisare che le valutazioni riportate nel seguente paragrafo hanno la finalità di fornire un quadro di insieme il più possibile completo e non includono considerazioni in merito a valutazione dell'*esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso di terzi*, attività quest'ultima di competenza del Ministero Sviluppo ai sensi del citato D.M. 21 Ottobre 2005.

9.1 Capacità di interconnessione attuale

Allo stato attuale la capacità d'interconnessione italiana è principalmente localizzata sulla frontiera Nord del Paese cfr. figura 77, collegata con i quattro paesi confinanti: Francia, Svizzera, Austria e Slovenia.

Delle 25 linee di interconnessione suddivise tra i vari livelli di tensione, tre sono *Merchant line*, e più precisamente l'elettrodotto 400 kV "Mendrisio-Cagno", l'elettrodotto 150 kV "Tirano-Campocologno" e l'elettrodotto 132 kV "Tarvisio-Greuth", l'ultimo ad entrare in servizio nel 2012.

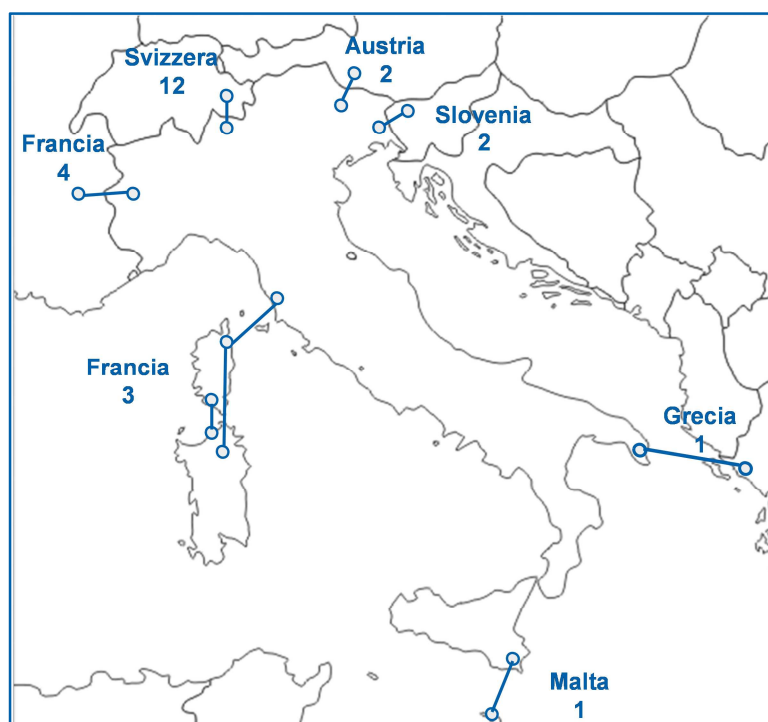


Figura 77 - Interconnessioni esistenti

Il valore complessivo della capacità di scambio sulla frontiera Nord (Net Transfer Capacity - NTC)³⁰ per l'anno 2016 è nel range fra i 6.300 MW e gli 8.400 in import e fra i 3.000 MW e i 3.900 in export, con la ripartizione di seguito rappresentata; tali valori sono valutati di concerto con i gestori di rete confinanti.

Tabella 30 – Capacità di scambio in import

PERIODO	FRONTIERA	INVERNO [MW]		ESTATE [MW]	
		Peak	Off Peak	Peak	Off Peak
Lunedì - Sabato	Francia	3.150	2.995	2.700	2.470
	Svizzera	4.240	3.710	3.420	3.100
	Austria	315	295	270	255
	Slovenia	730	620	515	475
	Totale Frontiera Nord	8.435	7.620	6.905	6.300
	Grecia	500	500	500	500

³⁰ Al netto della connessione in antenna di Malta (collegamento in corrente alternata della capacità di 250 MVA).

PERIODO	FRONTIERA	INVERNO [MW]		ESTATE [MW]	
		Peak	Off Peak	Peak	Off Peak
Domenica	Francia	2.995	2.995	2.470	2.470
	Svizzera	3.710	3.710	3.100	3.100
	Austria	295	295	255	255
	Slovenia	620	620	475	475
	Totale Frontiera Nord	7.620	7.620	6.300	6.300
	Grecia	500	500	500	500

Tabella 31 – Capacità di scambio in export

PERIODO	FRONTIERA	INVERNO [MW]		ESTATE [MW]	
		Peak	Off Peak	Peak	Off Peak
Lunedì - Sabato	Francia	995	1.160	870	1.055
	Svizzera	1.810	1.910	1.440	1.660
	Austria	100	145	80	100
	Slovenia	660	680	620	645
	Totale Frontiera Nord	3.565	3.895	3.010	3.460
	Grecia	500	500	500	500
PERIODO	FRONTIERA	INVERNO [MW]		ESTATE [MW]	
		Peak	Off Peak	Peak	Off Peak
Domenica	Francia	1.160	1.160	1.055	1.055
	Svizzera	1.910	1.910	1.660	1.660
	Austria	145	145	100	100
	Slovenia	680	680	654	645
	Totale Frontiera Nord	3.895	3.895	3.460	3.460
	Grecia	500	500	500	500

Tali valori sono integrati con quelli corrispondenti agli “*special periods*”, ovvero periodi in cui a seguito di condizioni di carico/generazione particolarmente sbilanciate si riduce fortemente la capacità di import alla frontiera, al fine di mantenere adeguate condizioni di stabilità e sicurezza del sistema.

Maggiori dettagli su valori e metodologia di calcolo sono disponibili sul sito Terna³¹.

9.2 Progetti di interconnessione

Come anticipato inizialmente il complesso panorama dello sviluppo delle linee transfrontaliere si compone principalmente da:

- opere pianificate e sviluppate nell’ambito di quanto previsto dalla Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento;
- opere pianificate e sviluppate nell’ambito di quanto previsto dalla legge 99/2009 e s.m.i.;
- opere pianificate e sviluppate da soggetti terzi ai sensi del Regolamento CE 714/2009.

Di seguito si riporta il dettaglio delle principali opere di interconnessione interessanti le frontiere italiane e il loro stato di avanzamento³².

9.2.1 Principali progetti d’interconnessione pianificati e sviluppati da Terna

Come riportato nel capitolo 1, la 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, un Piano di Sviluppo decennale, contenente le linee di sviluppo della RTN definite sulla base tra l’altro:

- 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.

In adempimento ai propri obblighi di concessione Terna, ha sviluppato, nel corso degli anni passati una serie di opere d’interconnessione, tra queste sono oggi in fase di realizzazione:

- il collegamento HVDC Piossasco-Grand’Ilé, autorizzato con Decreto N.239/EL -177/141/2011 del 07/04/2011 e EL-177/VL del 5/8/2016, l’intervento consiste di un collegamento in cavo terrestre ad altissima tensione in corrente continua (HVDC), di potenza nominale 2x600 MW, tra le due stazioni elettriche di Piossasco e Grand’Ille, rispettivamente lato Italia e lato Francia;
- il collegamento HVDC Villanova-Tivat, autorizzato con Decreto N.239/EL -189/148/2011 del 28/07/2011, l’opera 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 a 2X600 MW. In particolare si prevede la realizzazione di due nuove Stazioni di Conversione (SdC), rispettivamente nel Comune di Cepagatti (PE) e Kotor. I due terminali AC/DC di Cepagatti e di Kotor sono collegati attraverso due linee di polo a ± 500 kVcc realizzate parte in cavo terrestre e in parte in cavo marino;
- il collegamento 132 kV Prati di Vize/Brennero – Steinach, autorizzato dalla Provincia autonoma di Bolzano in data 10.11.2003, e comprensiva anche della SE Brennero autorizzata 25.02.2016, resasi funzionale anche per sinergia con il Distributore locale.

Sono altresì inclusi nel Piano di Sviluppo della RTN ulteriori progetti di Interconnessione, per i quali è/sarà avviata la progettazione preliminare:

³¹ <http://download.terna.it/terna/0000/0658/68.PDF>

³² Da tale panoramica sono esclusi progetti di iniziativa privata per il quale è stata fatta una richiesta di connessione su impianti di proprietà dei distributori

- elettrodotto 400 kV Interconnessione Italia – Austria: il progetto si sviluppa in due fasi, la prima prevede la rimozione delle limitazioni sull’attuale collegamento 220 kV tra Italia e Austria (Fase 1) mentre la seconda prevede un nuovo collegamento 400 kV (Fase 2) di più lungo termine. Il progetto è stato oggetto di apposito studio finanziato nell’ambito del progetto 2012-E319/12-ENER/12/TEN-E-SI2.661347;
- collegamento Italia – Francia, denominato Sa.Co.I.3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, il progetto necessario per la sostituzione dell’attuale collegamento Sardegna-Corsica-Continente (Sa.Co.I.2), ormai giunto al termine della sua vita utile. Tale progetto risponde altresì all’esigenza, dichiarata dal gestore della rete corsa, di sopperire un rilevante deficit della copertura del fabbisogno della Corsica e garantire adeguati livelli di adeguatezza, sicurezza e affidabilità della Sardegna;
- collegamento Italia – Tunisia, opera di rilevanza strategica per il sistema elettrico di trasmissione del bacino mediterraneo che fornirà uno strumento aggiuntivo per ottimizzare l’uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa.

Per i dettagli di questi progetti, con particolare riferimento ai benefici che apporteranno al sistema elettrico italiano si rinvia alle schede di progetto incluse nel Rapporto “Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti”.

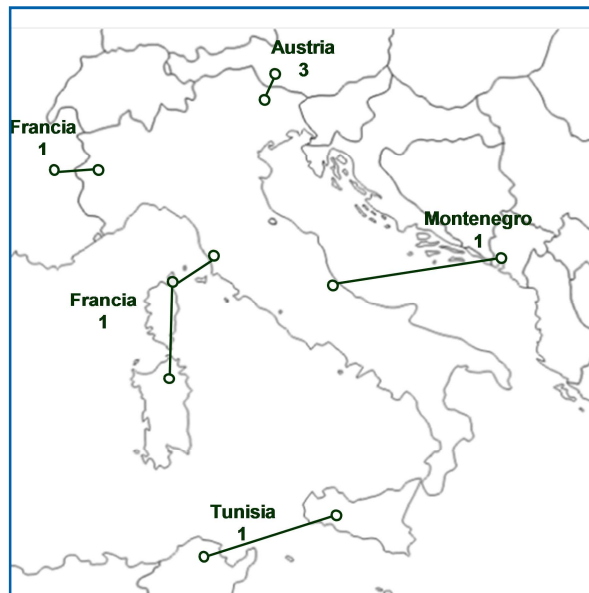


Figura 78 - Progetti di interconnessione pianificati da Terna

9.2.2 Principali progetti di interconnessione ex-Legge 99/09

Nel 2009 in attuazione a quanto previsto dalla legge 99/2009 “Disposizioni per lo sviluppo e l’internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia”, all’articolo 32, Terna ha individuato, in stretta collaborazione con i TSO dei Paesi confinanti, nuovi possibili progetti di interconnessione, finanziati da soggetti privati selezionati sulla base di quanto previsto dalle stesse disposizioni di legge. In particolare, i progetti d’interesse sono:

- interconnessione HVDC Piossasco – Grand’Illé (in sinergia con il collegamento pubblico di cui al precedente paragrafo);
- interconnessione HVDC Italia - Montenegro (quota parte della capacità del collegamento pubblico di cui al precedente paragrafo);
- interconnessione 400 kV Airolo (CH) – Pallanzeno (IT);

- interconnessione 220 kV Nauders (AT) – Glorenza (IT);
- interconnessione HVDC Salgareda (IT) – Divaca/Bericevo(SI).

I progetti che rientrano nelle categorie sopra citate e riportati con maggior dettaglio successivamente, sono stati, come già anticipato, oggetto di studio diretto da parte di Terna e dei gestori di rete confinanti e dettagliati nel TYNDP 2016, del quale si riporta di seguito l’estratto.

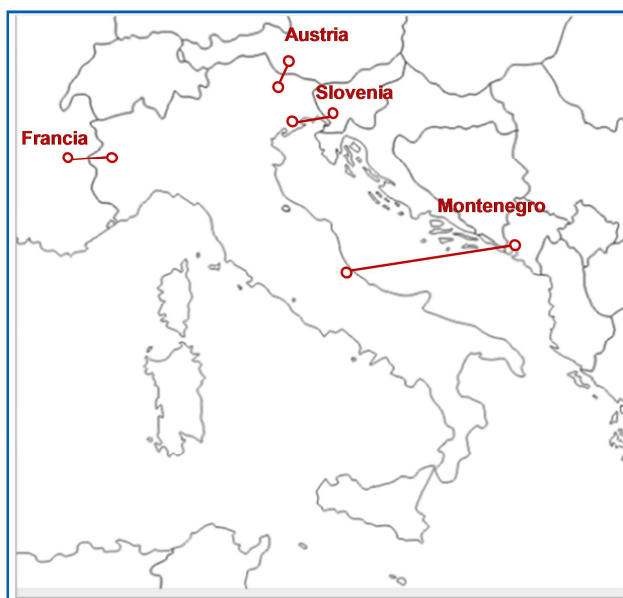


Figura 79 - Progetti di interconnessione ex-legge 99/09 pianificati e sviluppati da Terna

9.2.3 Principali progetti d’interconnessione merchant line

In aggiunta ai progetti descritti nei precedenti paragrafi, si riportano di seguito i progetti d’interconnessioni proposti da soggetti non titolari di concessioni di trasporto e distribuzione di energia elettrica, di cui all’articolo 1 quinquies, comma 6, del decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, come convertito dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290 che possono essere oggetto di richiesta di esenzione ai sensi del Decreto del Ministro delle Attività Produttive 21 ottobre 2005 o del Regolamento (CE) n. 714/2009.

Tali iniziative sono assoggettate alla disciplina di cui alla Deliberazione 99/08 e s.m.i., pertanto, i proponenti sono tenuti a:

1. Richiedere la verifica di compatibilità con quanto previsto nei Piani di Sviluppo di Terna;
2. presentare formale richiesta di connessione alla RTN a valle di riscontro positivo (fornito da Terna);
3. avviare l’iter autorizzativo presso le Autorità Nazionali ed estere competenti in materia;
4. richiedere al MiSE l’esenzione della disciplina che regola il diritto di accesso dei terzi, solo dopo aver conseguito il titolo autorizzativo,;
5. sottoscrivere con Terna un contratto di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale.

Maggiori dettagli rispetto a quanto sinteticamente descritto sono riportati nel D.M. 21 Ottobre 2005 e Regolamento 714/2009 e nel Codice di Rete (cap.1 “Accesso alla Rete di Trasmissione Nazionale”).

Di seguito, si riportano le richieste attive di connessione dirette su impianti RTN, come da punto 2. dell’elenco riportato sopra.

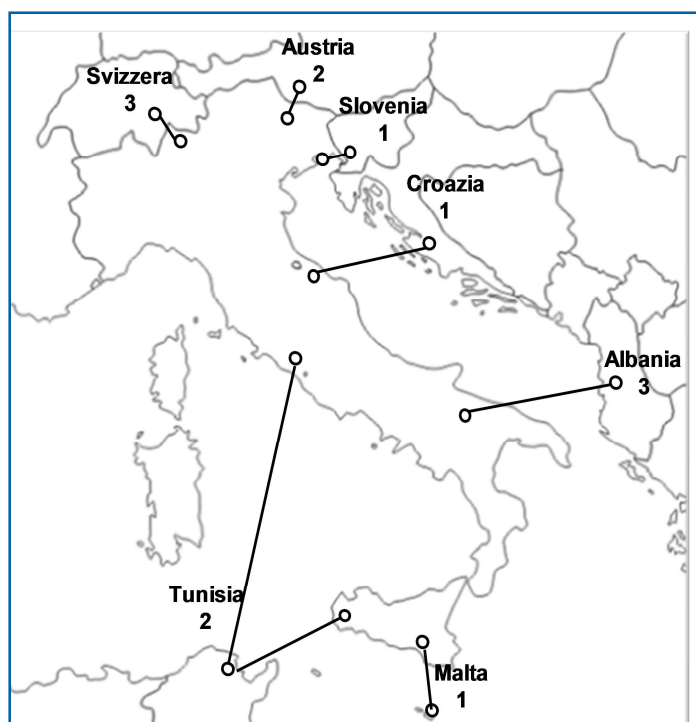


Figura 80 - Progetti di interconnessione merchant line

Rispetto alla necessità di garantire una corretta pianificazione della rete di trasmissione nazionale e nel caso specifico delle interconnessioni, i progetti d’iniziativa privata rappresentano un elemento di particolare complessità ed incertezza essendo l’effettiva realizzazione dell’investimento vincolata ad una valutazione economica in capo all’investitore privato. Per tale ragione e al fine di evitare una pianificazione sovrastimata sul sistema elettrico, con conseguente un impatto ambientale sui territori interessati, sono tenute in conto nella definizione degli scenari di Piano di Sviluppo, quei progetti per i quali è stato sottoscritto apposito contratto di connessione alla RTN e rilasciata l’esenzione da parte del MiSE; ad oggi risulta sottoscritto il contratto del secondo cavo di alimentazione di Malta con la società ENEMALTA.

In tabella 15, viene riportato il dettaglio delle iniziative per le quali è attiva presso Terna una regolare pratica di connessione alla RTN; è bene precisare che, in particolare nell’area Nord Est del Paese, sono state proposte iniziative di tipo merchant line con soluzione di connessione su impianti del Distributore locale.

Tabella 32 – Richieste di Merchant Lines pervenute su altro operatore

Elettrodotto	Livello di tensione	Verifica di compatibilità PdS	Gestore di riferimento
Austria – Paluzza SIOT (IT)	132 kV	✓	Distributore Locale
Dekani (SLO) – Zaule (IT)	110 – 132 kV	✓	Distributore Locale
Cesana (I) – Briancon (FR)	132 kV	✓	Distributore Locale

Frontiera	Progetto	AC/DC	Tensione [kV]	Potenza [MVA]	Società richiedente	Schema di connessione	REGIONE
Italia-Albania	Brindisi-Babica	DC	400	500	MONCADA ENERGY GROUP SRL	In antenna alla stazione "Brindisi Sud"	PUGLIA
Italia-Albania	Manfredonia-Kallmet	DC	500	1000	BIOPOWER GREEN ENERGY SHPK	In antenna su nuova stazione in doppio entra-esce sulle linee 380 kV "Andria-Foggia" e "Bari Ovest-Foggia"	PUGLIA
Italia-Albania	Casamassima-Porto Romano	DC	500	500	ENEL PRODUZIONE SPA	In antenna alla nuova stazione da inserire in doppio entra-esce sulle linee 380 kV "Brindisi Sud-Andria" e "Brindisi-Bari Ovest"	PUGLIA
Italia-Austria	Somplago-Wurmlach	AC	220	300	ALPE ADRIA ENERGIA SPA	In antenna alla stazione "Somplago"	FRIULI
Italia-Austria	Prati di Vize -Steinach	AC	132	80	MEMC SPA	In antenna alla nuova stazione da inserire in entra-esce sulla futura linea "Prati di Vize-Steinach"	TRENTINO ALTO ADIGE
Italia-Croazia	Candia-Konjsko	DC	400	1100	ADRIA POWER LINK SRL	In doppia antenna alla stazione "Candia"	MARCHE
Italia-Malta	Ragusa-Magtab	AC	220	500	ENEMALTA PLC	In antenna alla stazione "Ragusa"	SICILIA
Italia-Slovenia	Redipuglia-Vrtojba	AC	110	150	ADRIA LINK	In antenna alla stazione "Redipuglia"	FRIULI
Italia-Svizzera	Verderio-sils	DC	400	1100	GREENCONNECTOR SRL	In antenna alla stazione "Verderio"	LOMBARDIA
Italia-Svizzera	Mese-Castasegna	AC	132	100	ENEL PRODUZIONE SPA	In antenna alla la stazione "Mese"	LOMBARDIA
Italia-Svizzera	Mese-Castasegna	AC	380	200	MERA	In antenna alla stazione "Mese", previa realizzazione della sezione a 380 kV	LOMBARDIA
Italia-Tunisia	Partanna-El Haouaria	AC	400	600	MONCADA ENERGY GROUP SRL	In antenna alla stazione "Partanna"	SICILIA
Italia-Tunisia	Montalto-Rejim Maatoug	DC	500	2000	NUR POWER ITALY SRL	In doppia antenna alla stazione "Montalto di Castro"	LAZIO

9.3 Impatto sul sistema dell'incremento della capacità di interconnessione

Di seguito è descritto il potenziale impatto dei progetti d'interconnessione su descritti.

In relazione agli interventi pianificati e sviluppati da Terna, le attività sono coordinate in modo tale che la realizzazione dell'interconnessione ed il pieno sfruttamento della stessa sia coerente con il Piano di Sviluppo tenendo conto che la piena capacità del collegamento proposto viene valutata di concerto con i TSO confinanti, in base allo stato della rete e non escludendo ulteriori rinforzi per il pieno sfruttamento della capacità del collegamento stesso.



Figura 81– Impatto sulla RTN dei progetti d'interconnessione

In particolare, tra i principali interventi previsti nel PdS che impattano sulla frontiera dell'area Nord si ricorda la nuova stazione 400 kV di Mese, la rimozione della derivazione rigida presso l'impianto 220 kV di Premadio e l'elettrodotto 400 kV "Cassano – Chiari", mentre per l'area Nord Est risulta prioritario il completamento dell'elettrodotto 400 kV "Udine Ovest – Redipuglia".

Sul versante Est, oggi risultano autorizzati diversi progetti, uno solo in realizzazione, "HVDC Villanova – Lastva", un addizionale progetto di interconnessione (laddove la rete nell'area dei Balcani lo consentisse) non può prescindere dagli interventi di sviluppo già pianificati quali: il raddoppio della dorsale Adriatica nonché gli interventi già pianificati nell'area centro e sud per far fronte allo sviluppo di rinnovabile nell'area Sud.

Tali rinforzi, ai quali si aggiungono gli interventi nella regione Siciliana (elettrodotto 400 kV "Chiaromonte – Gulfi – Ciminna" e "Paternò – Pantano – Priolo") condizionano lo sviluppo di tali potenziali iniziative d'interconnessione nell'area del Bacino Mediterraneo.

9.4 Valutazione progetti di interconnessione

Nel paragrafo precedente è descritto sinteticamente l'impatto potenziale dei futuri progetti d'interconnessione alla RTN.

Altro elemento importante è la valutazione dei benefici connessi alla realizzazione di tali progetti. La stima dei benefici, insieme con quella del costo, fornisce un'indicazione dell'effettiva profittabilità del progetto e può costituire, in alcuni casi, la base per il suo finanziamento e/o remunerazione da parte degli organismi preposti.

Per tali progetti vengono sviluppati in ambito Europeo specifiche analisi i cui esiti sono riportati all'interno del TYNDP elaborato da ENTSO-E, e, nel contempo, nel Piano di Sviluppo della RTN.

Per quanto sia già in corso un processo di armonizzazione fra gli scenari e la metodologia adottata nei due ambiti, ad oggi, rimangono ancora delle differenze che si riflettono sui risultati finali, In particolare:

- *Lista dei progetti:* la lista dei progetti considerati in ambito europeo è redatta sulla base delle indicazioni fornite dai vari *project promoters*, siano essi gestori di rete come Terna, siano essi soggetti privati. Viceversa, in ambito nazionale, Terna, al fine di mantenere un approccio il più possibile conservativo, come già indicato in 9.2.3, seleziona tra i progetti merchant quelli che hanno conseguito un'esenzione e completato l'iter di connessione alla rete mediante sottoscrizione di apposito contratto;
- *Scenari di riferimento:* la predisposizione dei piani di sviluppo europei è effettuata con cadenza biennale, al contrario del PdS, che al momento si redige annualmente. Ciò comporta, ovviamente, la possibilità, nel documento nazionale di far riferimento a basi dati e previsioni maggiormente aggiornate rispetto a quanto utilizzato nel contesto europeo;
- *Metodologia e indicatori di riferimento:* gli approcci e i relativi indicatori, elaborati in ambito europeo, sono il risultato di un processo che coinvolge tutti i 35 paesi EU rappresentati all'interno dell'ENTSO-E e che quindi deve adattarsi alle esigenze e alle peculiarità di ognuno dei 35 paesi la metodologia e gli indicatori utilizzati in ambito europeo sono i soli previsti da Cost Benefit Analysis, approvata il 4 Febbraio 2015 dalla Commissione Europea ACER;
- *Modellistica di riferimento:* le analisi sviluppate nell'ambito del Piano di Sviluppo della RTN hanno come principale finalità quella di evidenziare l'impatto degli interventi previsti sul sistema elettrico italiano e pertanto richiedono una modellazione di maggiore dettaglio rispetto a quella adottata in ambito europeo.

Fermo restando, quanto sopra, si riporta una sintesi dei risultati dei progetti di interconnessione italiani valutati nel TYNDP 2016 di ENTSO-E³³, al quale si rimanda per maggiori dettagli.

³³ <http://tyndp.entsoe.eu/>

Progetto di interconnessione	Codice identificativo (ENTSO-E TYNDP 2016)	Label PCI	Delta GTC (2020) [MW]	Delta GTC (2030) [MW]	Delta SEW [mil€/anno]	RES integration [GWh/anno]	Losses [GWh/anno]	CO2 emissions [kT/anno]
Italy - France	HVDC "Piosasco - Grand'Ile" (ID 55)	2.5.1	IT-FR: 1000 FR-IT: 1200	IT-FR: 1000 FR-IT: 1200	EP 2020: 90±10	EP 2020: <10	EP 2020: 225±25	EP 2020: 1600±120
					2030 Vision 1: 40±20	2030 Vision 1: <10	2030 Vision 1: 225±25	2030 Vision 1: 800±400
					2030 Vision 2: 90±30	2030 Vision 2: <10	2030 Vision 2: 375±37	2030 Vision 2: 1100±300
					2030 Vision 3: 30±10	2030 Vision 3: 50±40	2030 Vision 3: 250±25	2030 Vision 3: -300±100
					2030 Vision 4: 40±10	2030 Vision 4: 90±80	2030 Vision 4: 125±25	2030 Vision 4: -400±200
Italy - Austria	Lienz - Veneto Region (ID 63) Nauders - Glorenza (ID 614)	3.2.1 Lienz - Veneto Region 3.2.2 Lienz Obersieal	IT-AT: 1000 AT-IT: 1200	IT-AT: 1000 AT-IT: 1200	EP 2020:	EP 2020:	EP 2020:	EP 2020:
					2030 Vision 1: 30±10	2030 Vision 1: <10	2030 Vision 1: 75±25	2030 Vision 1: 600±200
					2030 Vision 2: 30±20	2030 Vision 2: <10	2030 Vision 2: 75±25	2030 Vision 2: 400±200
					2030 Vision 3: 20±20	2030 Vision 3: 70±60	2030 Vision 3: -425±42	2030 Vision 3: -100±100
					2030 Vision 4: 20±10	2030 Vision 4: 30±20	2030 Vision 4: -150±42	2030 Vision 4: -300±200
Italy - Austria	Wurmlach - Somplago (ID 1380)		IT-AT: 150 AT-IT: 150	IT-AT: 150 AT-IT: 150	EP 2020: 30±10	EP 2020: <10	EP 2020: ±25	EP 2020: 600±40
					2030 Vision 1: <10	2030 Vision 1: <10	2030 Vision 1: -200±25	2030 Vision 1: 200±0
					2030 Vision 2: 10±10	2030 Vision 2: <10	2030 Vision 2: ±25	2030 Vision 2: 200±0
					2030 Vision 3: <10	2030 Vision 3: 20±30	2030 Vision 3: 25±25	2030 Vision 3: ±100
					2030 Vision 4: <10	2030 Vision 4: 10±30	2030 Vision 4: -25±25	2030 Vision 4: ±100
Italy - Montenegro	HVDC "Villanova - Lastva" (ID 70)	3.16.1	IT-ME: 1200 FR-ME: 1200	IT-ME: 1200 FR-ME: 1200	EP 2020: 130±20	EP 2020: 50±10	EP 2020: 325±25	EP 2020: 1400±170
					2030 Vision 1: 140±50	2030 Vision 1: <10	2030 Vision 1: 400±40	2030 Vision 1: 2800±1600
					2030 Vision 2: 150±50	2030 Vision 2: <10	2030 Vision 2: 400±40	2030 Vision 2: 1400±500
					2030 Vision 3: 140±40	2030 Vision 3: 1650±400	2030 Vision 3: 125±25	2030 Vision 3: -600±500
					2030 Vision 4: 60±40	2030 Vision 4: 350±190	2030 Vision 4: -50±25	2030 Vision 4: -600±200
Italy - Tunisia	HVDC Sicily area - Tunisia (ID 635)		IT-TU: 600 TU-IT: 600	IT-TU: 600 TU-IT: 600	EP 2020: 190±30	EP 2020: <10	EP 2020: 175±25	EP 2020: 700±100
					2030 Vision 1: 100±20	2030 Vision 1: <10	2030 Vision 1: 200±25	2030 Vision 1: ±100
					2030 Vision 2: 120±20	2030 Vision 2: <10	2030 Vision 2: 175±25	2030 Vision 2: 300±100
					2030 Vision 3: 170±30	2030 Vision 3: 890±180	2030 Vision 3: 175±25	2030 Vision 3: -800±100
					2030 Vision 4: 130±20	2030 Vision 4: 260±50	2030 Vision 4: 175±25	2030 Vision 4: -700±100
Italy - Tunisia	HVDC TuNur (ID 283)		IT-TU: 1000 TU-IT: 1000	IT-TU: 1000 TU-IT: 1000	EP 2020:	EP 2020:	EP 2020:	EP 2020:
					2030 Vision 1: 80±10	2030 Vision 1: <10	2030 Vision 1: NA	2030 Vision 1: 600±100
					2030 Vision 2: 30±0	2030 Vision 2: <10	2030 Vision 2: NA	2030 Vision 2: ±100
					2030 Vision 3: 100±20	2030 Vision 3: 600±120	2030 Vision 3: NA	2030 Vision 3: -400±100
					2030 Vision 4: 50±10	2030 Vision 4: 100±20	2030 Vision 4: NA	2030 Vision 4: -200±30
Italy - Switzerland	S.Giacomo project (ID 642)	2.15.1 2.15.2	IT-CH: 600 CH-IT: 1000-1100	IT-CH: 750 CH-IT: 750	EP 2020: 40±10	EP 2020: <10	EP 2020: 50±25	EP 2020: 1000±70
					2030 Vision 1: 10±10	2030 Vision 1: <10	2030 Vision 1: -25±25	2030 Vision 1: 300±100
					2030 Vision 2: 30±20	2030 Vision 2: <10	2030 Vision 2: -25±25	2030 Vision 2: 400±300
					2030 Vision 3: <10	2030 Vision 3: <10	2030 Vision 3: 25±25	2030 Vision 3: ±100
					2030 Vision 4: 10±10	2030 Vision 4: 30±20	2030 Vision 4: 25±25	2030 Vision 4: -300±100
Italy - Switzerland	Mese-Castsegna (ID 250)		IT-CH: 100 CH-IT: 100	IT-CH: 100 CH-IT: 100	EP 2020: 20±10	EP 2020: <10	EP 2020: 50±25	EP 2020: 1000±70
					2030 Vision 1: <10	2030 Vision 1: <10	2030 Vision 1: -25±25	2030 Vision 1: 300±100
					2030 Vision 2: <10	2030 Vision 2: <10	2030 Vision 2: -25±25	2030 Vision 2: 400±300
					2030 Vision 3: <10	2030 Vision 3: <10	2030 Vision 3: 25±25	2030 Vision 3: ±100
					2030 Vision 4: <10	2030 Vision 4: 10±10	2030 Vision 4: 25±25	2030 Vision 4: -300±100
Italy - Switzerland	Greenconnector (ID 1014)		IT-CH: 800 CH-IT: 800-1200	IT-CH: 850 CH-IT: 850	EP 2020: 70±10	EP 2020: <10	EP 2020: 50±25	EP 2020: 1000±70
					2030 Vision 1: 20±10	2030 Vision 1: <10	2030 Vision 1: -25±25	2030 Vision 1: 300±100
					2030 Vision 2: 40±20	2030 Vision 2: <10	2030 Vision 2: -25±25	2030 Vision 2: 400±300
					2030 Vision 3: 10±10	2030 Vision 3: <10	2030 Vision 3: 25±25	2030 Vision 3: ±100
					2030 Vision 4: 20±10	2030 Vision 4: 10±10	2030 Vision 4: 25±25	2030 Vision 4: -300±100
Italy - Slovenia	New HVDC Italy and Slovenia (ID 616)	3.21	IT-SI: 800 SI-IT: 1000	IT-SI: 950 SI-IT: 950	EP 2020: 70±10	EP 2020: <10	EP 2020: -250±25	EP 2020: 1400±110
					2030 Vision 1: 90±30	2030 Vision 1: <10	2030 Vision 1: -50±25	2030 Vision 1: 400±200
					2030 Vision 2: 110±30	2030 Vision 2: <10	2030 Vision 2: -50±25	2030 Vision 2: 600±200
					2030 Vision 3: 20±10	2030 Vision 3: 30±30	2030 Vision 3: ±25	2030 Vision 3: -100±100
					2030 Vision 4: 20±10	2030 Vision 4: 60±50	2030 Vision 4: ±25	2030 Vision 4: -300±100

Tabella 34 - progetti di interconnessione italiana valutati nel TYNDP 2016

10 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, resilienza 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 10.1.

10.1 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 utilità del sistema, IUS, e valore attuale netto, VAN) che devono risultare, in ogni caso, positivamente verificati e massimizzati. 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 IUS 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 – Piosasco** per l'incremento della capacità di trasporto sulla frontiera Nord;
- Nuovo collegamento **HVDC Italia – Montenegro** per gli scambi di energia con l'area Balcanica.

Riduzione Congestioni tra zone di mercato

- Elettrodotto **400 kV “Calenzano – Colunga”** per l’ incremento dei limiti di scambio sulla sezione Nord – Centro Nord;
- Elettrodotti a **400 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 **400 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 400 kV Feroletto-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;

Riduzione congestioni intrazonali e vincoli capacità produttiva

- Elettrodotto **400 kV tra Milano e Brescia** funzionale a ridurre le congestioni sulla sezione tra l’area Nord-Ovest e Nord-Est del Paese;
- Elettrodotto **400 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 **400 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 400/150 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.

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 e dei principali interventi dell’area di Milano .

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 e a quelli ancora da autorizzare 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.

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 400 kV per favorire gli scambi con l'estero alla frontiera Nord con Austria;
- le nuove stazioni 400/132 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 400 kV fra Venezia e Padova (elettocondotto 400 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 veneta³⁴;
- 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'elettocondotto 400 kV "Assoro - Sorgente 2 - Villafranca"), al fine di incrementare la sicurezza di esercizio e favorire la produzione da fonti rinnovabili.

³⁴ 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.

10.2 Piano minimo di realizzazioni

Il piano minimo di realizzazioni – previsto nel Decreto del Ministero delle Attività Produttive del 20 aprile 2005 e successive modifiche e integrazioni – fa riferimento, per il PdS 2017, ad un periodo temporale che si estende dal 2017 al 2019.

Tale piano minimo di realizzazioni rappresenta un sottoinsieme di opere di sviluppo della RTN sul quale si concentra l'impegno di Terna nel periodo di riferimento; in particolare – come indicato nel citato D.M. – sulla riduzione delle congestioni, sull'incremento della sicurezza e sul miglioramento della qualità del servizio, perseguendo anche gli altri obiettivi di potenziamento dell'interconnessione con l'Estero.

In tabella sono riportate le opere di sviluppo incluse nel precedente piano di minimo di realizzazioni riferito al triennio 2016-2018 e che sono state completate nel 2016.

Tabella 35 – Opere del piano minimo di realizzazioni triennio 2016–2018 ultimate nel corso del 2016

Regione	Codice intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Investimento intervento a vita intera (M€)	Opera prevista	Data attesa attesa completamento opera PdS 2016	Data effettiva di completamento opera
Calabria/ Sicilia	501-P	Elettrodotto 400 kV Sorgente – Rizziconi	830 ³⁵	Elettrodotto 400 kV Sorgente – Rizziconi	2016	Maggio 2016
Puglia/Molise/ Abruzzo	402-P	Elettrodotto 400 kV Foggia - Villanova	400	Elettrodotto 400 kV Villanova - Gissi	2016	Gennaio 2016
Sicilia	608-P	Riassetto area metropolitana di Palermo	89	Elettrodotto 150 kV Tommaso Natale – Pallavicino	2017	Dicembre 2016

Si segnala che il progetto denominato “**Interconnessione a 150 kV delle isole campane**” ha subito uno slittamento, mentre è stato anticipato di un anno il completamento del collegamento elettrodotto 150 kV “Tommaso Natale – Pallavicino” .

L'intervento prevede una nuova SE 150/MT presso Capri una nuova SE 150 kV di Torre (cosiddetto micro – nodo di Torre) ed un cavo sottomarino 150 kV tra le due nuove SE. Per tale intervento l'iter autorizzativo, avviato in data 26 Maggio 2010 (EL -214), si è concluso con l'emissione del decreto autorizzativo in data 09/11/2012; successivamente, causa rinvenimenti archeologici ritenuti d'interesse dalla competente Soprintendenza, in data 22/08/2014 è stata presentata una istanza (nuovo procedimento con legge 239/04) per una nuova autorizzazione della SE di Capri, delocalizzata rispetto alla precedente e con un configurazione ridotto per limitazioni di spazio, con l'installazione di reattore ed una stazione di rete in area adiacente alla CP Torre C., procedimento concluso in data 10/04/2015.

Al momento si può confermare come data di completamento il prossimo triennio, in quanto l'opera RTN è in avanzato stato realizzativo (in particolare è stata completata la posa e protezione del cavo marino) ed è stata recentemente raggiunta intesa con SIPPIC (distributore locale) per la definizione delle servitù di passaggio per i cavi MT e per l'installazione quadri MT nell'area di loro proprietà.

Si segnala che nel presente piano di minimo non è stata confermata al momento l'entrata in esercizio dell'Elettrodotto 400 kV **Udine Ovest – Redipuglia** ed SE di Udine Sud in quanto in data 23 luglio 2015 è stata depositata la sentenza n. 3652/2015, con la quale il Consiglio di Stato, ritenuta l'illegittimità, sotto il profilo dell'eccesso di potere, del parere espresso, nell'ambito del procedimento di VIA, dal Ministero per i beni e le attività culturali (prot. 6440 del 24 febbraio 2011), ha annullato, insieme al predetto parere, il provvedimento di VIA e il decreto di autorizzazione unica delle opere in oggetto. Terna ha dovuto, pertanto, sospendere le attività realizzative il cui stato di avanzamento era il seguente:

³⁵ L'investimento comprende anche le opere di razionalizzazione associate.

- stazione di Udine Sud: completate tutte le attività di realizzazione (con l'eccezione delle finiture) e terminati i collaudi in sito delle apparecchiature installate;
- stazioni di Udine Ovest e di Redipuglia: completate tutte le attività di realizzazione previste ed effettuati i relativi collaudi in sito;
- elettrodotto Udine Ovest - Redipuglia: Completata la realizzazione di n. 100 fondazioni su 115 complessive, ultimato il montaggio di n. 79 sostegni su 115 complessivi e avviate le attività di tesatura con lo stendimento dei conduttori per una tratta di 13 km circa su 39 km complessivi;
- ultimata e messa in servizio la variante all'elettrodotto 400 kV "Planais – Udine Ovest" e in ultimazione il raccordo 220 kV Udine Sud - Acciaierie Bertoli Safau S.p.A.

In data 2 ottobre 2015 è stata inviata al MiSE l'istanza di rideterminazione e in data 13 novembre 2015 il MiSE ha avviato tale procedimento di rideterminazione con apposizione misure di salvaguardia.

In data 6 settembre 2016 è stato emanato il nuovo decreto di compatibilità ambientale a cui è seguita la Conferenza di servizio decisoria in data 18 Ottobre 2016 e l'Intesa della regione Friuli Venezia Giulia in data 12/12/2016; in attesa del decreto autorizzativo non si ripropone nel piano di minima l'entrata in servizio dell'elettrodotto nel triennio 2017-2019.

Nella seguente tabella sono rappresentati gli interventi di minima realizzazione pianificati nel triennio 2017-2019.

Tabella 36 – Opere del piano minimo di realizzazioni triennio 2017–2019

Regione	Codice intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Investimento intervento a vita intera (M€)	Opera prevista	Data attesa realizzazione opera
Piemonte	3-P	Interconnessione HVDC di interconnessione Italia – Francia	397 ³⁶	Sezioni 400/220/132 kV in GIS della stazione di Piossasco;- Colegamento in cavo HVDC	2019
Abruzzo	401-P	Interconnessione HVDC Italia– Montenegro ³⁷	1.150 ³⁸	SE Cepagatti: realizzazione di una Stazione di Conversione SE Kotor: realizzazione della stazione di conversione in Montenegro SE Villanova: nuovo blindato e Posa cavo HVDC	2019
Campania	516-P	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	170	Elettrodotto in cavo sottomarino 150 kV Nuova SE Capri - Torre C. e Nuova SE 150 kV Capri (EL-210) + Variante localizzativa dell'intervento SE Capri e collegamento a 150 kV, a c.a., in cavo SE Capri - CP Torre Annunziata con relativa connessione alla rete elettrica dell'Isola e reattore	2017

³⁶ Il capex a vita intera è riferito alla quota parte pubblica del progetto

³⁷ La data fa riferimento all'entrata in servizio del primo polo

³⁸ L'aggiornamento della stima del capex, relativa all'intero progetto, tiene in conto dei costi per attività specifiche legate agli esiti della survey marina resasi necessaria per l'individuazione della variante di tracciato per evitare le acque croate e ordigni bellici.

Regione	Codice intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Investimento intervento a vita intera (M€)	Opera prevista	Data attesa realizzazione opera
Veneto	203-P	Razionalizzazione 400 kV fra Venezia e Padova	260	Elettrodotto in cavo 132 kV C.P. Sacca Serenella – C.P. Cavallino (EL-106)	2019

11 Risultati attesi

Nel presente capitolo sono riportati i risultati attesi degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione previsti dal Piano di Sviluppo 2017 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;

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.

Si precisa che tale capitolo potrà subire degli aggiornamenti in occasione dell'implementazione dell'ACB 2.0 di cui alla Deliberazione dell'AEEGSI 627/16.

11.1 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 MW³⁹. 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 "Piosasco – Grand'Ile");
- sulla frontiera austriaca (nuova interconnessione con la rete a 400 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.

11.2 Riduzione delle congestioni interzonal

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

- il riclassamento a 400 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 400 kV Deliceto - Bisaccia e Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II permetteranno di incrementare il limite di scambio sulla sezione Sud-Centro Sud;

³⁹ 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.

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

Nella Tabella 37 sono riportati gli incrementi attesi dei limiti di transito interzonali nell'orizzonte di Piano di medio-lungo termine, con riferimento alla situazione diurna invernale⁴⁰ 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 37 – Incremento dei principali limiti di transito tra zone di mercato⁴¹ (MW)

Sezione interzonale	Infrastruttura chiave	Codice intervento	2016	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 ⁴²	+1.100 ⁴³
	Deliceto-Bisaccia	505-P		
	Montecorvino-Avellino-Benevento	506-P		
Foggia->Sud	Foggia-Villanova	402-P	2.600 ⁴²	+400
	Deliceto-Bisaccia	505-P		
Brindisi->Sud	Foggia-Villanova	402-P	5.300 ⁴²	+500
	Deliceto-Bisaccia	505-P		
Rossano->Sud	Riassetto rete nord Calabria	509-P	2.450 ⁴⁴	+700
	Montecorvino-Avellino-Benevento	506-P		
Priolo->Sicilia	Paternò Priolo	603-P	1.250 ⁴⁵	+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 seguente è riportato l'impatto che gli interventi di sviluppo della rete elettrica primaria hanno in termini di affidabilità ed adeguatezza sia nel medio che nel lungo termine in entrambe le Vision (V1 e V3). Nella figura, quindi, le variazioni dei tre indici che descrivono il comportamento del sistema ENS, LOLE e LOLP rispettivamente definiti come Energia non fornita attesa, numero di ore in cui vi è rischio di disalimentare il carico e la relativa probabilità.

Analizzando il grafico si può osservare che gli interventi di sviluppo hanno un impatto benefico sull'affidabilità del sistema elettrico comportando una riduzione degli indici affidabilistici in tutti gli scenari

⁴⁰ Documento "Valori dei limiti di transito fra le zone di mercato" Rev 21 del 4/12/2015 disponibile sul sito Terna <http://www.terna.it>

⁴¹ 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.

⁴² Con il sistema di teledistacco delle centrali dei Poli di Foggia e Brindisi e delle relative risorse completamente disponibili.

⁴³ Considerando, in aggiunta agli interventi citati relativi a linee 400 kV, anche l'installazione di PST per il controllo dei flussi di potenza nel nodo di Bisaccia.

⁴⁴ Con il sistema di teledistacco delle centrali del Polo di Rossano e delle relative risorse completamente disponibili.

⁴⁵ Con il dispositivo di teledistacco delle centrali del Polo di Priolo e delle relative risorse completamente disponibile.

analizzati caratterizzati da differente trend di crescita del fabbisogno e di penetrazione di generazione rinnovabile.

In particolare, si evidenzia come tutti gli indicatori di adeguatezza (ENS: Energy Not Supplied, LOLE: Loss of Load Expectancy ; LOLP: Loss of Load Probability) si riducano sensibilmente per effetto degli interventi di sviluppo proposti, limitando sia la probabilità l'entità di eventuali disalimentazione del carico che la durata delle stesse.

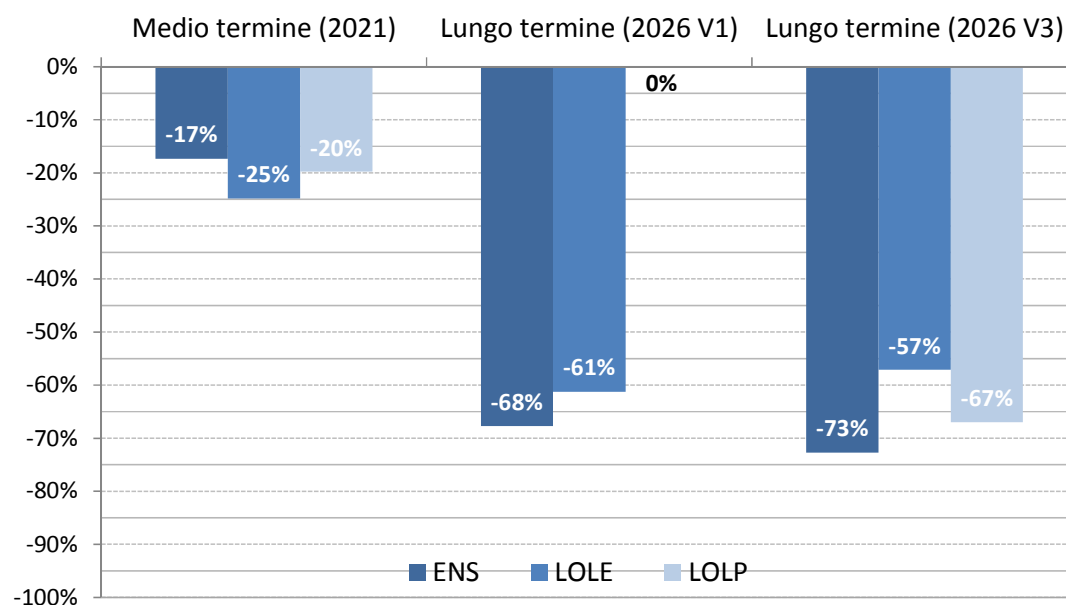


Figura 82 - Riduzione degli indici affidabilistici legata agli interventi di sviluppo

11.3 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 400 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 400/150 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 38 si riporta l'elenco dei principali interventi di sviluppo funzionali in tutto o in parte a favorire la produzione di energia da impianti da fonte rinnovabile.

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 38 – 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 400 kV "Calenzano Colunga" e Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud-Centro Nord	302-P 432-P (ex 914-N)	550
	Elettrodotto 400 kV "Foggia Villanova"	402-P	700
	Elettrodotto 400 kV "Montecorvino – Avellino N – Benevento II"	506-P	650
	Elettrodotto 400 kV "Deliceto-Bisaccia"	505-P	350
	Interventi rete AAT/AT in Calabria	509-P 525-P	1.000
Interventi di potenziamento e magliatura rete in AAT/AT	Rinforzi della rete di trasmissione nel Meridione (stazioni 400-150 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:

- 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;
- del minimo tecnico degli impianti dispacciabili in condizioni di basso carico.

11.4 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 Rete⁴⁶ nonché una minore fluttuazione dello stesso.

11.5 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 830 GWh/anno. 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 500.000 e 600.000 [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

⁴⁶ Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, capitolo 1, paragrafo 1B.3.2.

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 interzonalì 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 7.246.757 [tCO₂/anno].

Come descritto nel paragrafo 11.3, 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 4.350 MW che, considerando un mix produttivo di fonte eolica e fotovoltaica⁴⁷, corrispondono a un'energia di circa 10.000 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 5.600 [ktCO₂/anno].

La quantità di CO₂ evitata con la riduzione delle perdite e l'aumento di efficienza del parco termoelettrico è di circa 7,7 milioni di tonnellate all'anno che corrispondono alle emissioni equivalenti di circa 6,5 milioni di autovetture. Tale valore può crescere fino a poco più di 13 milioni di tonnellate all'anno considerando il contributo dato dallo sviluppo delle fonti rinnovabili.

11.6 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. figure successive).

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 interzonalì ed in termini di benefici determinati dal riassetto degli equilibri di mercato.

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.

⁴⁷ 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 rispetti valori di installato previsti nel medio lungo termine.

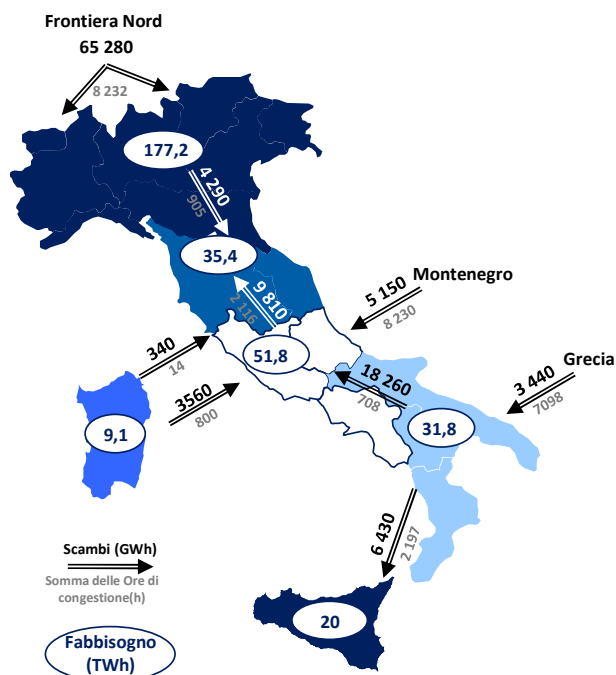


Figura 83 - Saldo flussi di energia attesi su MGP nel medio periodo⁴⁸

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 325 TWh e uno sviluppo di capacità da fonte rinnovabile pari a circa 21,4 GW di fotovoltaico e circa 11,9 GW di eolico.

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:

- 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 fonte rinnovabile non programmabile. 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 vedranno un sostanziale incremento del flusso dal Sud verso la Sicilia.

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.

⁴⁸ 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.

Gli scambi stimati negli scenari 2026 V1 e 2026 V3 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 325 TWh (V3) e uno sviluppo di capacità da fonte rinnovabile pari a circa 23,1 GW (V1) e 30,8 GW (V3) di fotovoltaico e circa 12,7 GW (V1) e 15,8 GW (V3) di eolico.

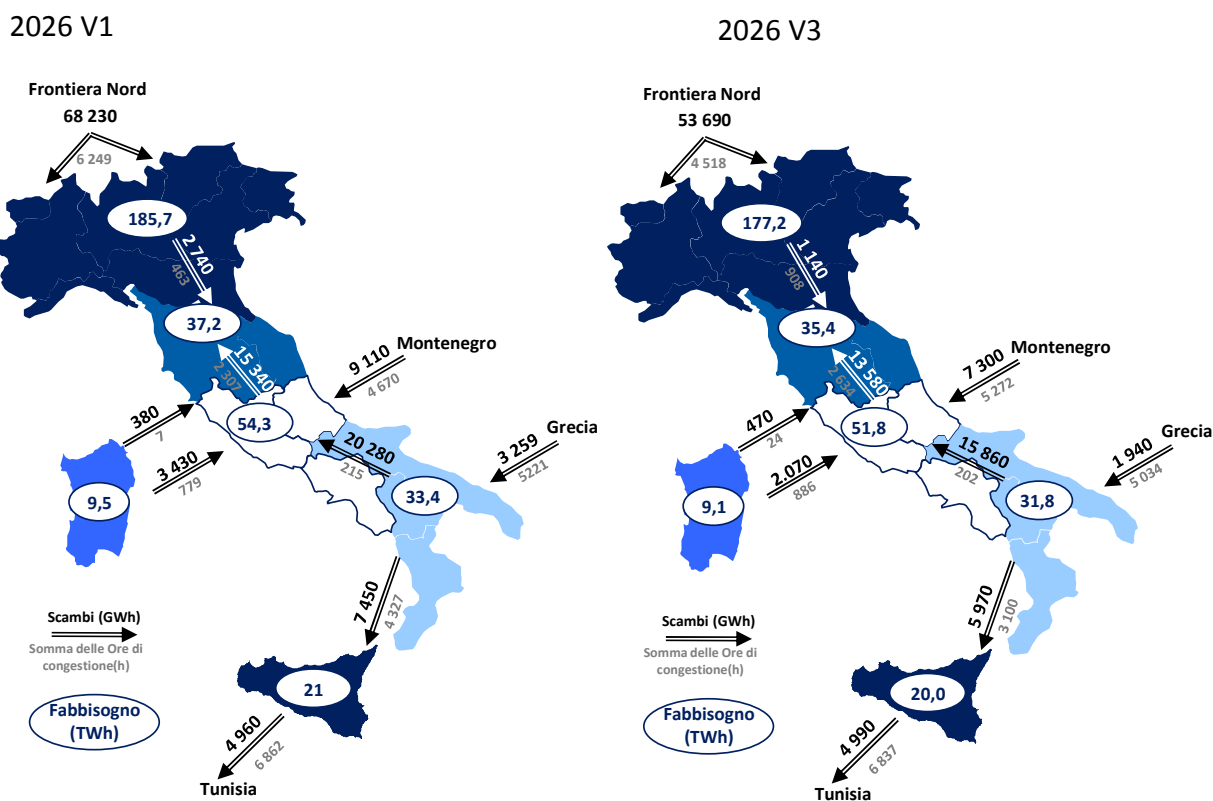


Figura 84 - Saldo flussi di energia e ore di congestione attesi nel lungo periodo (nelle ipotesi di trend verso V1 e V3)

Rispetto alle previsioni medio periodo, si evidenzia un sostanziale incremento delle ore di congestione sulla sezione Centro Nord – Centro Sud derivante dal crescente transito di rinnovabile dal Sud e l’import dal Montenegro, mentre si evidenzia una diminuzione delle ore di congestione sulla sezione Sud – Centro Sud derivante dall’entrata in esercizio degli interventi di sviluppo. Si conferma congestionata la sezione Centro Nord - Nord.

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.

Gli scambi stimati negli scenari 2030 V1 e 2030 V3 sono il risultato delle simulazioni di mercato effettuate su uno scenario di generazione e carico in linea con gli scenari di piano di lunghissimo termine: in tali ipotesi è stata considerata una domanda annua di circa 346 TWh (2030 V1) e di circa 329 TWh (2030 V3) e uno sviluppo di capacità da fonte rinnovabile pari a circa 24,6 GW (V1) e 38,4 GW (V3) di fotovoltaico e circa 13,4 GW (V1) e 19 GW (V3) di eolico.

2030 V1

2030 V3

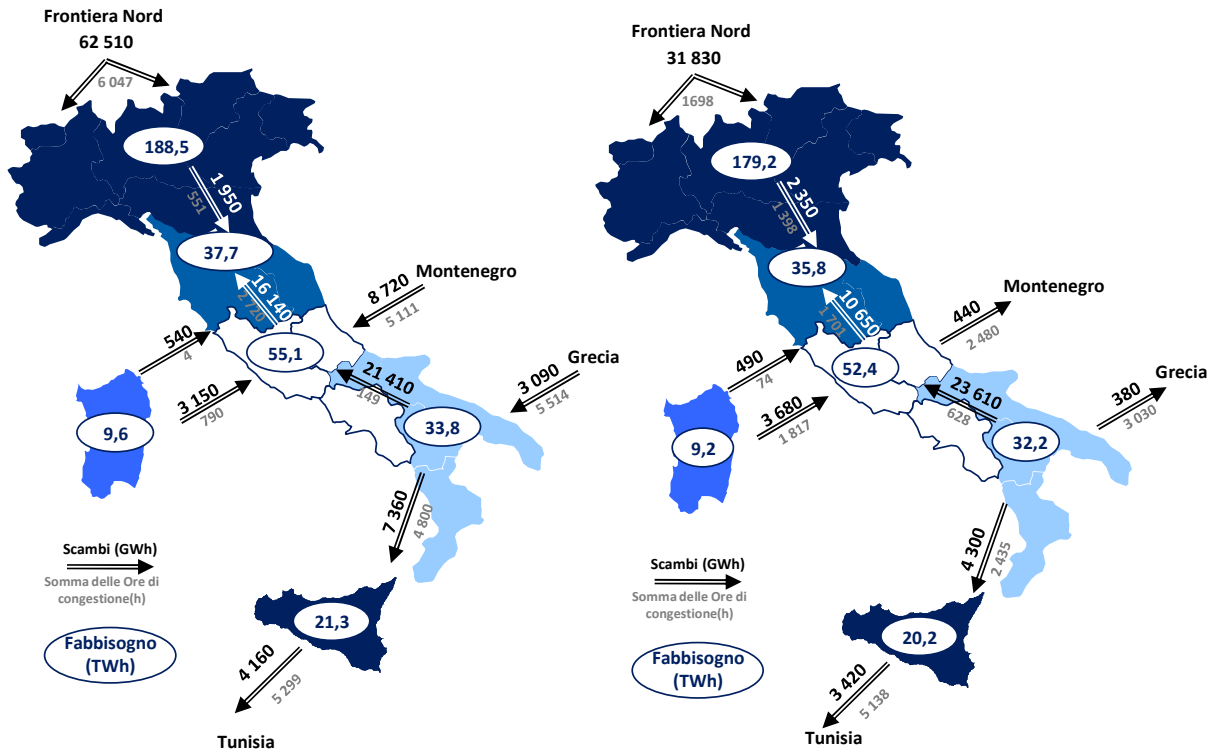


Figura 85 – Saldo flussi di energia e ore di congestione attesi nel lunghissimo periodo (nelle ipotesi di trend verso V1 e V3)

Rispetto alle previsioni al 2026_V1, si evidenzia un incremento delle ore di congestione sulla sezione Centro Nord – Centro Sud derivanti dall’ incremento dell’installato di fonte rinnovabile al Sud, dal ridotto incremento di carico previsto e la diminuzione dell’import verso la frontiera Nord. Si conferma congestionata la sezione Sud – Centro Sud.

Rispetto alle previsioni al 2026_V3, si conferma un incremento delle ore di congestione sulla sezione Centro Sud-Sud derivante dall’ incremento dell’installato di fonte rinnovabile al Sud e dal ridotto incremento di carico previsto e una diminuzione delle ore di congestione sulla sezione Centro Sud - Centro Nord derivante principalmente dalla diminuzione dell’import dal Montenegro.

Per quanto riguarda la previsione dei prezzi zionali 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.