

Piano di Sviluppo **2013**

Il presente Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale edizione 2013 (di seguito PdS 2013) è stato predisposto ai sensi dei D.M. del 20 aprile 2005 (Concessione, come modificata ed aggiornata con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 15 dicembre 2010) e del D.lgs. n. 93/2011, che prevede che entro il 31 gennaio di ogni anno il Gestore di rete sottoponga per approvazione al Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) il documento di Piano contenente le linee di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Il PdS 2013 si inquadra pienamente nel presente contesto di evoluzione del settore, in linea con le politiche energetiche e le strategie di sviluppo definite in ambito europeo e nazionale, con particolare riferimento alla più recente Strategia Energetica Nazionale (SEN). In questo quadro, il Piano si propone come il principale documento programmatico di riferimento per il settore elettrico nazionale, puntando a fornire una visione prospettica il più possibile chiara e completa degli scenari e delle linee di sviluppo prioritarie.

Il presente documento di Piano presenta una struttura più snella rispetto alle precedenti edizioni, a vantaggio anche di una migliore fruibilità, e si compone di:

- Piano di Sviluppo 2013 – documento centrale in cui è descritto il quadro di riferimento, gli obiettivi e criteri in cui si articola il processo di pianificazione della rete nel contesto nazionale e paneuropeo, gli scenari previsionali e le nuove esigenze di sviluppo che si sono evidenziate nel corso del 2012, le priorità di intervento e i risultati attesi derivanti dall’attuazione del Piano;
- documenti allegati: “Dettaglio evoluzione quadro normativo di riferimento”, “Principali evidenze del sistema elettrico e dei mercati” e “Valutazioni tecnico-economiche” in cui sono forniti approfondimenti rispettivamente sui recenti provvedimenti legislativi e di regolazione del settore, sui principali fenomeni e dinamiche che hanno caratterizzato il sistema elettrico nazionale negli ultimi anni e sulle analisi di sostenibilità economica dei principali interventi di sviluppo.

Negli ultimi due anni il settore elettrico italiano è stato caratterizzato soprattutto da un rapido e imponente sviluppo della produzione elettrica da fonte rinnovabile, in particolare di quella fotovoltaica, supportato dai dispositivi di incentivazione previsti dal IV e dal V Conto Energia per il raggiungimento degli obiettivi 20/20/20 del pacchetto clima-energia di cui alla direttiva 2009/28/CE. Nel corso del 2011 e del 2012 la capacità installata di nuovi impianti fotovoltaici è cresciuta molto rapidamente ed alla fine del 2012 ha raggiunto il valore record di circa 17 GW, che avvicina l’Italia ad altri Paesi Europei come la Germania.

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

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

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

Tali esigenze sono state pertanto tempestivamente rappresentate da Terna alle Autorità competenti a livello nazionale ed europeo, ed hanno portato, in particolare per quanto attiene il rispetto dei requisiti minimi che devono soddisfare gli impianti per garantire la sicurezza del sistema interconnesso, all’adozione di decisioni e provvedimenti particolarmente importanti, i cui primi effetti sono già oggi abbastanza significativi.

I fenomeni sopra descritti si inseriscono peraltro in un quadro macroeconomico caratterizzato dal protrarsi della crisi economica e finanziaria che negli ultimi quattro anni ha alterato profondamente gli equilibri dei mercati mondiali e modificato i parametri di crescita di molti Paesi; il settore elettrico nazionale – cartina tornasole di ogni sistema economico – ha confermato crisi e incertezze delle tendenze dell'economia italiana. Per far fronte a un simile scenario risulta indispensabile rispondere prontamente, anche attraverso lo sviluppo delle infrastrutture necessarie a supportare la crescita e valorizzare a pieno le risorse di cui il Paese dispone.

Per quanto riguarda l'evoluzione del quadro normativo di settore nel corso del 2012, si segnalano in particolare le disposizioni in tema di impianti a fonti rinnovabili non programmabili, ed in particolare della generazione distribuita, introdotte dalla deliberazione AEEG n.84/12/R/eel, che approva il nuovo Allegato A70 al Codice di Rete, inerente le prescrizioni per i nuovi impianti di produzione connessi alle reti in media e bassa tensione nonché l'adeguamento, così detto *retrofit*, degli impianti esistenti, e dalla deliberazione AEEG n.344/12/R/eel, con la quale è stato approvato l'Allegato A72 al Codice di rete, recante procedure per la gestione della generazione distribuita.

Relativamente allo sviluppo di sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica per facilitare il dispacciamento degli impianti da fonte rinnovabile non programmabile, in attuazione delle disposizioni introdotte dal D.lgs. n. 28/2011 e dal D.lgs. n. 93/2011, sono state definite con deliberazione AEEG 288/2012/R/EEL le procedure e i criteri di selezione dei progetti pilota ammessi al trattamento incentivante e si è dato avvio ai primi progetti che saranno oggetto della sperimentazione nell'ambito di quanto previsto dal MiSE nell'atto di approvazione del PdS 2011.

Per quanto attiene i criteri e condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della capacità produttiva (c.d. *capacity market*), nel corso del 2012 Terna ha finalizzato la proposta dello schema operativo di disciplina con la relativa documentazione tecnica, approvati con deliberazione AEEG 482/2012/R/eel, e ha dato avvio alla consultazione con gli operatori.

In attuazione dell'art. 32 della Legge n. 99/2009 e della successiva Legge n. 41/2010, Terna, in collaborazione con gli altri gestori di rete confinanti, ha proseguito anche nel 2012 le attività per la definizione dei nuovi corridoi e la fattibilità dei progetti di interesse comune nella formula di interconnector e delle necessarie opere di decongestionamento interno della RTN, avviando l'autorizzazione dei primi due progetti riguardanti l'interconnessione con la Slovenia e la Svizzera.

Con riferimento alle politiche energetiche di *nuclear phase out* intraprese o delineate da diversi Paesi Europei (tra i quali Germania e Svizzera) a seguito dell'incidente del 2011 nella centrale nucleare giapponese di Fukushima, gli studi effettuati in ambito europeo nel 2012 prefigurano impatti rilevanti sulla composizione del mix produttivo europeo e, anche per il forte sviluppo della nuova capacità produttiva da fonte rinnovabile non programmabile, sull'adeguatezza dei sistemi elettrici europei, lasciando prevedere un diverso utilizzo delle linee di interconnessione caratterizzato da una più accentuata variabilità e bidirezionalità degli scambi in relazione alle mutate esigenze di sicurezza, alla diversa disponibilità di offerta e alle condizioni di mercato.

In ambito europeo, a seguito dell'entrata in vigore nel 2011 del "Terzo Pacchetto Energia" in cui sono stati ufficialmente riconosciuti l'agenzia ACER e l'organizzazione ENTSO-E con i rispettivi ruoli formali di regolazione e coordinamento a livello europeo, il 2012 ha visto la pubblicazione del Piano di Sviluppo Decennale della Rete elettrica Europea (TYNDP 2012), corredato dei *Regional Investment Plans* e del documento sull'adeguatezza della rete elettrica europea, nonché dell'edizione "pilota" del Codice di Rete Europeo, in base a quanto previsto nel Regolamento Comunitario. Terna ha continuato pertanto a svolgere con sempre maggiore impegno le attività all'interno dei vari gruppi di lavoro e gruppi regionali di ENTSO-E, mettendo a disposizione risorse qualificate e *know-how* e consolidando in tal modo il suo ruolo di TSO di riferimento verso gli altri operatori negli specifici ambiti di attività.

Con lo stesso spirito di cooperazione multilaterale profuso in ENTSO-E, Terna, assieme all'azienda elettrica nazionale algerina (Sonelgaz) e a quella tunisina (STEG), ha promosso con successo la nascita di Med-TSO, l'Associazione degli operatori di rete del Mediterraneo, la cui costituzione ufficiale è avvenuta il 19 Aprile 2012 a Roma presso la sede di Terna, con l'obiettivo di realizzare l'integrazione dei sistemi elettrici del Mediterraneo. Le Istituzioni hanno espresso la piena disponibilità alla collaborazione con Med-TSO per il raggiungimento dei principali obiettivi di politica energetica euro mediterranea, tra i quali, in particolare, lo sviluppo sostenibile e l'integrazione dei mercati. L'attività principale e prioritaria, conferita dalla Commissione Europea a Med-TSO, riguarda l'elaborazione del Master Plan delle interconnessioni del

Mediterraneo e dei relativi rinforzi interni delle reti interessate, i cui primi risultati saranno presentati nel 2013, in occasione della Riunione dei Ministri dell'Energia Europei e Mediterranei.

Infine, se lo sviluppo delle infrastrutture è una leva strategica per il superamento della crisi ed il conseguente rilancio economico – sociale, il 2012, relativamente allo sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale, si contraddistingue per le seguenti principali evidenze:

- la realizzazione di impianti di primaria utilità quali l'installazione dei due complessi PST (*phase shifting transformers*, ciascuno dei quali composto da due unità gemelle da 1800 MVA) sulla rete primaria interna, nelle stazioni 380 kV di Foggia e Villanova (PE), funzionali a incrementare i limiti di scambio sulla sezione di mercato tra Sud e Centro-Sud e dai poli produttivi afferenti alla zona Sud, consentendo un maggiore e più efficiente utilizzo delle risorse di generazione, comprese quelle da fonti rinnovabili del Meridione; i nuovi elettrodotti in cavo a 220 kV Baggio – Ricevitrice Ovest (a Milano), Stura – Torino Centro, Pellerina - Levanna, Pellerina - Torino Ovest, Pellerina - Martinetto e la stazione di Pellerina (a Torino); per quanto riguarda il collegamento a 380 kV Sorgente – Rizziconi, funzionale a integrare pienamente la Sicilia con il sistema e il mercato elettrico nazionale, sono state completate la posa e protezione della prima terna di cavi marini a 380 kV, la stazione 380/150 kV di Scilla e l'ampliamento della stazione di Sorgente; relativamente agli impianti funzionali a realizzare la raccolta e l'utilizzo della produzione da fonte rinnovabile nel Sud, sono state realizzate importanti stazioni a 380 kV e 150 kV e potenziamenti di estese porzioni di rete 150 kV, unitamente ad altri numerosi interventi minori;
- il conseguimento delle autorizzazioni degli impianti a 220 kV SE Politecnico e delle linee Politecnico – Torino Sud, Martinetto – Levanna e Pianezza – Pellerina, nell'ambito della razionalizzazione della rete di Torino; della stazione 220/132 kV di Musocco e relativi raccordi funzionale a Expo 2015 di Milano; della trasversale a 380 kV Feroletto – Maida, funzionale a migliorare le condizioni di sicurezza della rete della Calabria; dei collegamenti a 150 kV Capri – Torre A. (in cavo marino) e Cuma – Patria necessari per l'interconnessione delle Isole Campane; di importanti opere relative a nuove stazioni 380/150 kV ed ampliamento di stazioni esistenti di raccolta e linee a 150 kV per favorire lo sviluppo e il pieno sfruttamento della produzione rinnovabile al Sud; a queste si aggiungono altre opere di particolare rilevanza per il Paese come i collegamenti HVDC di interconnessione con la Francia (Piossasco-Grand'Ile, che sfrutta il traforo autostradale del Frejus) e il cavo sottomarino con il Montenegro (Villanova-Lastva), il riassetto della rete tra Venezia e Padova comprendente gli elettrodotti a 380 kV Camin-Dolo-Fusina, il potenziamento dell'elettrodotto a 380 kV Foggia - Benevento II e i collegamenti a 380 kV tra Priolo e Melilli in Sicilia, per i quali le autorizzazioni sono state ottenute l'anno passato e nel corso del 2012 sono proseguiti i lavori di realizzazione;
- l'avanzamento significativo registrato nei procedimenti di autorizzazione di opere di rilevanza strategica per il Paese quali l'elettrodotto a 380 kV Redipuglia – Udine, il raddoppio della dorsale 380 kV adriatica (tratto tra Gissi e Villanova autorizzato a Gennaio 2013), l'elettrodotto a 380 kV Paternò – Priolo in Sicilia;
- l'avvio degli iter autorizzativi dei progetti di nuovi interconnector (L. 99/2009) con la Slovenia (collegamento HVDC in cavo tra Salgareda e Divaccia) e con la Svizzera (collegamento 380 kV Airolo – Pallanzeno – HVDC Pallanzeno – Baggio); dell'elettrodotto a 380 kV Foggia – Larino – Gissi per il raddoppio della dorsale primaria adriatica, dei raccordi a 150 kV per la raccolta della produzione eolica a est della stazione di Troia, delle stazioni di S. Teresa, Nuraminis e Selegas per la magliatura della rete a 150 kV in Sardegna.

Premessa	3	3.4 Esigenze di miglioramento della sicurezza locale e della qualità del servizio	46
1 Il processo di pianificazione della rete elettrica - quadro di riferimento	11	3.5 Criticità ed esigenze di sviluppo derivanti dalla crescita delle FRNP	47
1.1 Il Piano di Sviluppo della RTN e la SEN	12	3.6 Analisi esigenze di regolazione del sistema elettrico	49
1.2 Obiettivi e criteri del processo di pianificazione	14	3.7 Smart Transmission Solutions	52
1.3 Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione	15	3.7.1 Piano di rifasamento e soluzioni innovative per la sicurezza e la qualità del servizio	54
1.3.1 Interoperabilità e sviluppo coordinato delle reti nazionali interconnesse	16	3.7.2 Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo	57
1.4 Variazioni dell'ambito della RTN	17	4 Nuove infrastrutture di rete per la produzione da FRNP59	
1.5 Pianificazione coordinata tra TSO in ambito paneuropeo	18	4.1 Esigenze di sviluppo della rete di trasmissione in AAT ed AT	59
1.5.1 I drivers dello sviluppo della rete Europea e il TYNDP di ENTSO-E	18	5 Interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2013	63
1.5.2 La cooperazione fra Gestori di Rete del Mediterraneo (Med-TSO)	21	5.1 Programmazione temporale delle attività di sviluppo	63
2 Scenari di riferimento	23	5.2 Interventi per la riduzione delle congestioni	63
2.1 Principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico	23	5.3 Interventi per incrementare la Net Transfer Capacity (NTC)	63
2.2 Scenari di Piano e Vision ENTSO-E	24	5.4 Interventi per la qualità, continuità e sicurezza del servizio	63
2.3 Scenario standard per l'elaborazione degli interventi di sviluppo	25	5.5 Dettaglio nuovi interventi di sviluppo	64
2.4 Previsioni di domanda	26	6 Interventi di sviluppo prioritari	69
2.5 Evoluzione della generazione	30	7 Risultati attesi	75
2.6 Scenari di sviluppo del sistema europeo per l'evoluzione degli scambi con l'estero	34	7.1 Incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero	75
2.7 Market Coupling - Processo di integrazione dei mercati	35	7.2 Riduzione delle congestioni e dei poli produttivi limitati	75
2.8 Strategia Elettrica Nazionale – scenari evoluti del sistema elettrico	36	7.3 Riduzione dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili	77
3 Esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano	41	7.4 Miglioramento atteso dei valori delle tensioni	78
3.1 Copertura del fabbisogno nazionale	41	7.5 Riduzione delle perdite di trasmissione	78
3.2 Sezioni critiche per superamento dei limiti di trasporto e rischi di congestione	42	7.6 Riduzione delle emissioni di CO ₂	79
3.3 Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione	45	7.7 Scambi energetici nel medio periodo	80
		7.8 Incremento della consistenza della RTN	80

INDICE		Allegato 1	
1	Quadro normativo di riferimento	85	1.4 Quadro Normativo di Riferimento per i sistemi di accumulo
1.1	Riferimenti normativi di base	85	1.5 Provvedimenti in corso di predisposizione
1.2	Decreti legge emanati nel corso del 2012	92	1.6 Regolamentazione a livello europeo
1.3	Delibere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas emanate nel corso del 2012	96	

INDICE		Allegato 2	
1	Principali evidenze del sistema elettrico e dei mercati	109	1.2 Segnali provenienti dal mercato dell'energia elettrica
1.1	Attuali criticità di esercizio della rete	109	1.2.1 Effetto dei mercati esteri sulla disponibilità di capacità di import/export
1.1.1	Sicurezza di esercizio	109	1.2.2 Market Coupling Italia-Slovenia
1.1.2	Continuità di alimentazione	111	1.2.3 Principali vincoli nel Mercato del Giorno Prima
1.1.3	Qualità della tensione	112	1.2.4 Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico
1.1.4	Impatto sul sistema elettrico della produzione da FRNP	114	1.2.5 Principali vincoli di esercizio nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)
1.1.5	Capacità di trasporto per scambi con l'estero	120	

INDICE		Allegato 3	
1	Introduzione	135	6 Analisi economiche
2	Opere ultimate nel corso del 2012	137	6.1 Metodologia per l'elaborazione delle analisi costi/benefici
2.1	Opere di sviluppo ultimate	137	6.2 Ipotesi alla base del calcolo dei CAPEX
3	Opere in realizzazione	143	6.2.1 Premessa
3.1	Opere di sviluppo in realizzazione	143	6.2.2 Classificazione degli elementi di rete
4	Opere in autorizzazione	153	6.3 Analisi costi/benefici dei principali interventi
4.1	Opere di sviluppo in autorizzazione	153	6.3.1 Interventi per il potenziamento dell'interconnessione con l'estero
5	Opere in concertazione	161	6.3.2 Interventi di sviluppo per la riduzione delle congestioni e l'esercizio in sicurezza della rete
5.1	Opere di sviluppo in concertazione	161	6.3.3 Interventi nelle aree metropolitane
			6.3.4 Interventi di sviluppo per la qualità del servizio
			7 Sperimentazione sistemi di accumulo diffuso

Piano di Sviluppo 2013

1 Il processo di pianificazione della rete elettrica - quadro di riferimento

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

- assicurare che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo (art. 4, comma 1);
- deliberare gli interventi volti ad assicurare l'efficienza e lo sviluppo del sistema di trasmissione dell'energia elettrica sul territorio nazionale (art. 4, comma 1);
- garantire l'imparzialità e la neutralità del servizio al fine di assicurare l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori (art. 4, comma 1);
- concorrere a promuovere la tutela dell'ambiente e la sicurezza degli impianti (art. 4, comma 1);
- connettere alla RTN tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio (art. 3, comma 2).

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

- dell'andamento del fabbisogno energetico e della previsione della domanda da soddisfare nell'arco di tempo preso a riferimento;
- della necessità di potenziamento delle reti di interconnessione con l'estero nel rispetto delle condizioni di reciprocità con gli Stati esteri e delle esigenze di sicurezza del servizio nonché degli interventi di potenziamento della capacità di interconnessione con l'estero realizzati da soggetti privati;

- della necessità di ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali, anche in base alle previsioni sull'incremento e sulla distribuzione della domanda;
- delle richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto.

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

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

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 (AEEG) 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).

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 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'AEEG (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, 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 alla crescita della domanda di energia elettrica, all'evoluzione 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 (cfr. successivo capitolo 2 e Allegato 2 del PdS 2013) 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, che trova espressione nel successivo paragrafo 1.5.

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 e descritti in sintesi nel successivo paragrafo 1.2.

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).

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 (cfr. capitolo 3).

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 al sistema al minimo costo e si programmano i relativi interventi (cfr. capitoli 4 e 1).

1.1 Il Piano di Sviluppo della RTN e la SEN

La Strategia Energetica Nazionale (SEN) individua nel settore energetico l'elemento chiave per garantire la crescita economica e sostenibile del Paese, fornendo gli obiettivi e le priorità d'azione da implementare nel medio-lungo termine, ovvero al 2020.

In particolare, il documento analizza il settore dell'energia in 5 aree tematiche:

- il consumo di energia,
- l'infrastruttura e il mercato elettrico,
- l'infrastruttura e il mercato del gas,
- la raffinazione e la distribuzione dei prodotti petroliferi,
- la ricerca ed estrazione di petrolio e gas.

Accanto a tali aree vi è poi un'area che abbraccia tutti e 5 i settori, che è quella della *Governance* del settore, inerente le attività regolamentate, nazionali ed internazionali nonché i processi amministrativi ed autorizzativi.

Le principali sfide che la nuova strategia intende affrontare riguardano:

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

- favorire la crescita industriale del settore energia attraverso importanti investimenti e l'innovazione tecnologica.

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

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

In tale contesto è pertanto necessario che la Strategia Energetica Nazionale ed il Piano di Sviluppo della RTN siano coerenti e tali da contribuire sinergicamente allo sviluppo del settore (vedi successivo par.2.7).

In particolare, la SEN pone come obiettivo per lo sviluppo delle energie rinnovabili il raggiungimento del 36-38% dei consumi finali al 2020, che in tal modo ambirebbero ad essere la principale componente del mix di generazione elettrica in Italia, al pari o superando il gas. Il sostegno allo sviluppo del settore deve, tuttavia, essere accompagnato da una graduale riduzione degli oneri di sistema con l'allineamento dei costi di incentivazione ai livelli europei ed un graduale raggiungimento della grid parity.

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

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

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

In tale contesto, la SEN indica che il Piano di Sviluppo dovrà dare massima priorità agli interventi volti alla riduzione delle congestioni tra zone di mercato (aumentando la capacità tra le stesse di circa 5.000 MW) e alla rimozione dei vincoli per i poli di produzione limitata, eliminando gli ostacoli al pieno sfruttamento della capacità produttiva degli impianti di generazione più efficienti. Conseguentemente,

assumeranno grande importanza le semplificazioni dei processi autorizzativi con le amministrazioni al fine di ridurre i tempi per l'avvio delle opere.

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

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

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

- la definizione di meccanismi di gestione della potenziale sovra-produzione (non utilizzabile dal sistema) a livello locale o nazionale:
 - in maniera preventiva identificando le zone critiche con alta concentrazione di impianti da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) e limitando l'ulteriore potenza incentivabile in tali zone;
 - nel breve-medio termine prevedendo una razionalizzazione dei distacchi degli impianti rinnovabili ed il rafforzamento delle linee di trasporto;
 - in un orizzonte di tempo più lungo prevedendo anche la possibilità di installazioni di sistemi di accumulo e sistemi di controllo sulle reti di distribuzione (smart-grids);
- la definizione delle modalità per garantire l'adeguatezza del servizio in presenza di scarsa programmabilità e rapidi cambiamenti della produzione:
 - assicurando, nell'attuale contesto di sovracapacità, gli esistenti meccanismi di remunerazione per il Mercato dei Servizi del Dispacciamento (MSD);
 - nel medio-lungo termine, attraverso un meccanismo di remunerazione della capacità (capacity payment) ben

- calibrato e stabile, al fine di assicurare i margini di riserva necessari al sistema;
- sempre nel medio-lungo termine attraverso la revisione del modello di mercato, nel quadro di unificazione delle regole a livello europeo.

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

- le tecnologie rinnovabili, essendo attesa la riduzione dei relativi costi e la conseguente maggiore incidenza delle rinnovabili sul sistema ed il raggiungimento in pochi anni della grid-parity;
- le tecnologie dei sistemi di accumulo che, insieme allo sviluppo della rete, saranno fondamentali per garantire lo sviluppo in sicurezza delle fonti rinnovabili e saranno di supporto alla diffusione dei veicoli elettrici ed alle smart-grids;
- lo sviluppo delle energie rinnovabili in Nord Africa e nei Balcani, sfruttando la posizione strategica del Paese per assumere un ruolo centrale negli scambi di energia.

1.2 Obiettivi e criteri del processo di pianificazione

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

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

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

- garantire la copertura della domanda nell'orizzonte di Piano;
- garantire la sicurezza di esercizio della rete;
- potenziare la capacità di interconnessione con l'estero;
- ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali;

- favorire l'utilizzo e lo sviluppo degli impianti da fonti rinnovabili;
- soddisfare le richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto.

Driver 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 approvvigionamenti di energia a prezzi maggiormente competitivi rispetto alla produzione nazionale, consente di disporre di una riserva di potenza aggiuntiva e garantisce maggiore concorrenza sui mercati dell'energia.

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

I criteri e gli obiettivi di pianificazione sono delineati anche nel Codice di Rete³, dove si prevede che Terna, nell'attività di sviluppo della RTN persegue l'obiettivo "...della sicurezza, dell'affidabilità, dell'efficienza, della continuità degli approvvigionamenti di energia elettrica e del minor costo del servizio di trasmissione e degli approvvigionamenti. Tale obiettivo è perseguito anche attraverso un'adeguata azione di pianificazione degli interventi di sviluppo della RTN, volta all'ottenimento di un appropriato livello di qualità del servizio di trasmissione e alla riduzione delle possibili congestioni di rete, nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici".

Infine, come sancito dalla Direttiva del Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) del 21 gennaio 2000, nella determinazione dei possibili interventi di sviluppo, viene posta la massima attenzione alle esigenze di miglioramento del servizio nel Mezzogiorno e nelle altre zone in cui il sistema di trasporto dell'energia elettrica è caratterizzato da minore efficienza in termini di continuità e affidabilità, anche in quanto in tali aree il rinforzo della rete elettrica di trasmissione può risultare determinante per lo sviluppo del tessuto socio-economico.

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

1.3 Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione

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

Tali informazioni (cfr. Figura 1) comprendono:

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

- le statistiche relative ai rischi di sovraccarico (in condizioni di rete integra e in N-1) sul sistema di trasporto, che consentono di individuare gli elementi di rete critici dal punto di vista della sicurezza di esercizio;
- i dati sui valori di tensione, utili per evidenziare le aree di rete soggette a necessità di miglioramento dei profili di tensione;
- le statistiche di disalimentazioni e quelle che descrivono i rischi di sovraccarico su porzioni di rete di trasmissione e/o di distribuzione interessate da livelli non ottimali di qualità del servizio, determinati dall'attuale struttura di rete;

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.

- i segnali derivanti dal funzionamento del Mercato dell'Energia (prezzi zonali, frequenza e rendita di congestione sulle sezioni interzonali 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. (descritte più in dettaglio nell'Allegato 2 del PdS 2013) sono particolarmente utili per evidenziare le motivazioni concrete alla base delle esigenze di sviluppo della RTN e l'urgenza di realizzare gli interventi programmati. I dati del punto b. (esaminati nel capitolo 2 del presente documento) sono invece indispensabili per delineare gli scenari previsionali di rete e di sistema, in riferimento ai quali sono verificate e pesate le problematiche future 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).

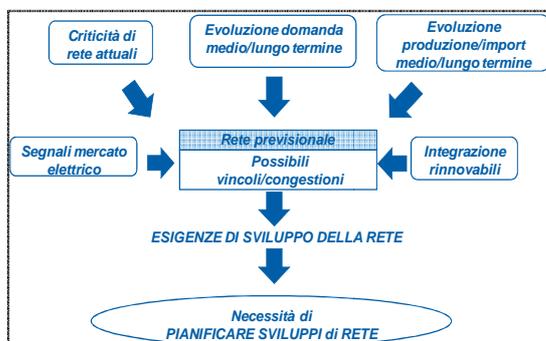


Figura 2 - Processo di pianificazione

Una volta identificate le esigenze di sviluppo, con appositi studi e simulazioni del funzionamento in regime statico e dinamico della rete previsionale, vengono individuate 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 a una accurata analisi costi – benefici secondo le modalità dettagliatamente descritte nell'Allegato 3 "Valutazioni Tecnico-Economiche" del PdS 2013.

1.3.1 Interoperabilità e sviluppo coordinato delle reti nazionali interconnesse

Al fine di garantire l'interoperabilità e lo sviluppo coordinato delle reti nazionali interconnesse, come previsto dal Codice di rete (cap. 2, par. 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'incremento e sulla distribuzione della domanda sulle proprie reti, con indicazione della potenza attiva/reactiva assorbita dalle utenze industriali collegate in AT o in AAT e della richiesta sulle cabine primarie esistenti e future, nelle situazioni tipiche di carico (diurno/notturno invernale ed estivo);
- 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 3 marzo 2011, n. 28 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, al fine di assicurarne la necessaria coerenza con il Piano di sviluppo della Rete.

Inoltre, con deliberazione 280/12, l'AEEG 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, fatte salve le decisioni che verranno prese in materia dall'Autorità a conclusione del suddetto procedimento, Terna ha proseguito anche nel 2012 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.

1.4 Variazioni dell'ambito della RTN

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

La procedura operativa per l'ampliamento dell'ambito RTN, così come descritta dal Codice

di Rete⁷, prevede che le proposte di ampliamento, preventivamente concordate da Terna con i soggetti proprietari e/o aventi la disponibilità dei beni coinvolti, siano riportate nel PdS ed inviate al MiSE, per la verifica di conformità, attraverso l'approvazione del PdS.

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

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

Successivamente 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, fermo restando che la remunerazione corrisposta ai Titolari per gli elementi di rete che saranno inclusi nell'ambito della RTN sarà conforme alla normativa vigente.

Per quanto riguarda l'acquisizione di elementi di rete nell'ambito della RTN, con il presente Piano si rappresenta l'esigenza relativa all'acquisizione delle apparecchiature AT di stallo 150 kV di proprietà E.On Produzione, attualmente presenti nella stazione Terna 220/150 kV di Fulgatore (TP).

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.

A questo proposito si segnala che è prevista la dismissione dall'ambito della RTN dei TR AT/MT e relativi stalli AT della stazione elettrica 132 kV di Carpi Sud, per la cessione ad ENEL Distribuzione (per le finalità correlate al servizio di distribuzione nell'area), secondo quanto comunicato al Ministero dello Sviluppo Economico in data 30 gennaio 2013.

⁷ Codice di Rete, Cap. 2, par. 2.7 "Aggiornamento dell'ambito della RTN".

1.5 Pianificazione coordinata tra TSO in ambito paneuropeo

L'esperienza di coordinamento tra TSO maturata nell'ambito delle attività di esercizio e dispacciamento del sistema elettrico interconnesso, è stata proficuamente estesa anche alla pianificazione degli sviluppi della rete di trasmissione (*planning&development*). Anche su questo fronte, è emersa la necessità di rispondere ad esigenze comuni volte a garantire azioni congiunte da parte dei TSO orientate al raggiungimento degli obiettivi Comunitari, in pieno accordo con una visione unitaria paneuropea del sistema energetico infrastrutturale.

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

- definizione di scenari comuni;
- esigenze di sviluppo orientate verso fattori chiave comuni (Security, Adequacy, Market Integration, Sustainability);
- criteri di investimento sostenibili.

La costante presenza 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 dello sviluppo della rete Europea e il TYNDP di ENTSO-E

Con l'entrata in vigore del "Terzo Pacchetto Energia" nel 2011, sono state introdotte formalmente le disposizioni comunitarie atte a modificare l'assetto regolatorio del mercato energetico Europeo che hanno introdotto, tra l'altro, misure orientate al rafforzamento dell'integrazione tra i mercati elettrici regionali ed al miglioramento delle attività di cooperazione tra i gestori della rete di trasmissione di energia elettrica in Europa.

Le principali norme previste dal "Terzo Pacchetto Energia" relativamente al settore elettrico sono:

- Regolamento CE n. 713/2009, che istituisce l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER)⁸.

⁸ Tra le principali attività dell'Agenzia Europea per la Cooperazione tra i Regolatori Energetici (ACER), rientra quella di assistere e coordinare le Autorità di Regolazione Nazionali (NRAs) nello svolgimento dei

- Direttiva 2009/72/CE, relativa alle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica in sostituzione della Direttiva 2003/54/CE.
- Regolamento CE n. 714/2009, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica in sostituzione del precedente Regolamento CE n. 1228/2003 (*Regolamento Elettricità*).

Per quanto riguarda in particolare lo sviluppo infrastrutturale, la proposta di Regolamento relativo al Pacchetto di Infrastrutture dell'Energia (Energy Infrastructure Package – EIP) predisposta dalla Commissione Europea, è al vaglio del Consiglio e del Parlamento Europeo.

Il nuovo Regolamento, che si applicherà a partire dal 2013, stabilisce i nuovi orientamenti⁹ comunitari per lo sviluppo e l'interoperabilità dei corridoi infrastrutturali energetici prioritari (Figura 3).

Tale Regolamento si prefigge di :

- disporre le regole per individuare i progetti di interesse comunitario;
- intervenire sui procedimenti autorizzativi per favorire la realizzazione dei progetti di interesse comunitario;
- suggerire le regole per la ripartizione dei costi degli investimenti con impatti transfrontalieri e per l'assegnazione degli incentivi a copertura dei rischi per i progetti di interesse comunitario;
- determinare l'ammissibilità dei progetti di interesse comune all'assistenza finanziaria della EU, attraverso contributi per studi e realizzazioni e attraverso gli strumenti finanziari previsti nel nuovo "meccanismo di collegamento per l'Europa" (CEF: "Connecting Europe Facility"), oggetto di una separata proposta di regolamento che si applica a partire dal 01 gennaio 2014 con una dotazione complessiva di 9,1 Mld di euro dal 2014 al 2020 per i progetti infrastrutturali nel settore dell'energia.

propri compiti a livello europeo, determinando così un nuovo contesto di riferimento in ambito sovranazionale per gran parte delle attività di trasmissione, dispacciamento e sviluppo della rete di trasmissione elettrica europea e regionale.

⁹ Il nuovo Regolamento sancisce infatti l'abrogazione degli orientamenti in materia di reti trans-europee nel settore dell'energia stabilite nella decisione 1364/2006 (TEN-E) a partire dal 01 gennaio 2014.

Nell'attuazione delle suddette strategie di sviluppo infrastrutturale, la Commissione Europea si è posta l'obiettivo di affrontare le problematiche energetiche reali, nel rispetto delle condizioni di sostenibilità, senza tralasciare la competitività e la realizzazione effettiva del mercato interno dell'energia, promuovendo una pianificazione coordinata dello sviluppo della rete di trasmissione europea.

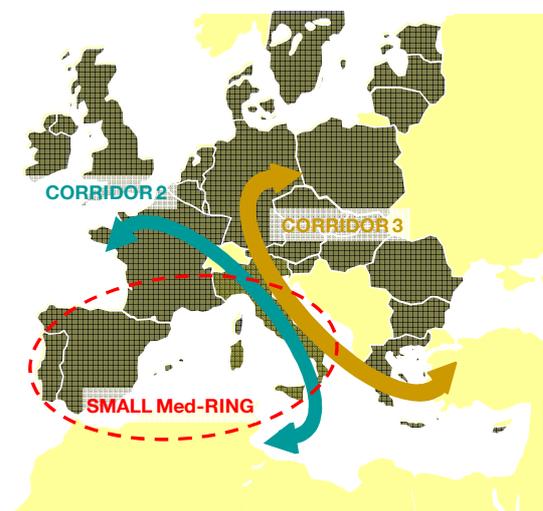


Figura 3 – Corridoi energetici prioritari definiti dal nuovo Regolamento Comunitario

Nel contesto normativo descritto, è stata costituita l'associazione ENTSO-E, formata da 41 Gestori di Rete Europei appartenenti a 34 Paesi (Figura 4). Lo scopo principale dell'ENTSO-E¹⁰ è quello di promuovere il funzionamento affidabile, la gestione ottimale e lo sviluppo della rete di

¹⁰ 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.

trasmissione dell'energia elettrica europea, al fine di (Figura 5):

- garantire l'aumento dell'utilizzo di FER al 20% della produzione totale di energia entro il 2020;
- promuovere ulteriormente il mercato interno dell'energia (IEM), riducendo le congestioni sulla rete di trasmissione;
- garantire la sicurezza della fornitura (SOS) e l'affidabilità del sistema di trasmissione interconnesso che collega 525 milioni di cittadini in tutta l'area ENTSO-E.

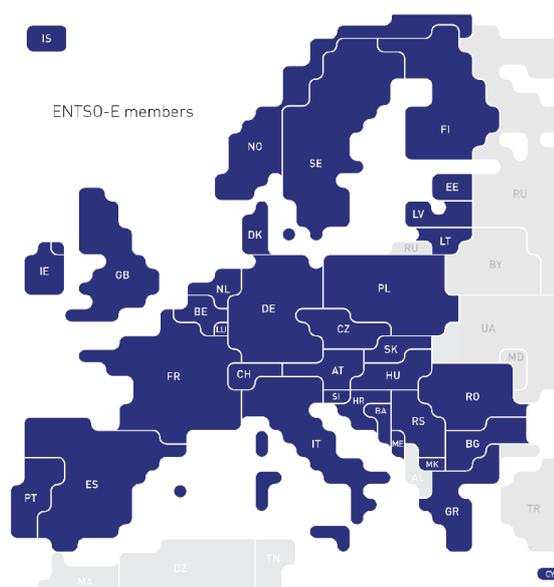


Figura 4 - Paesi Europei membri ENTSO - E

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 di Sviluppo Europeo *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.

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 più significativi che contribuiscono a realizzare gli obiettivi della politica energetica europea. Per tale motivo il TYNDP è il documento destinato a veicolare l'imminente Pacchetto di Infrastrutture dell'Energia, in fase di finalizzazione presso la Commissione Europea.

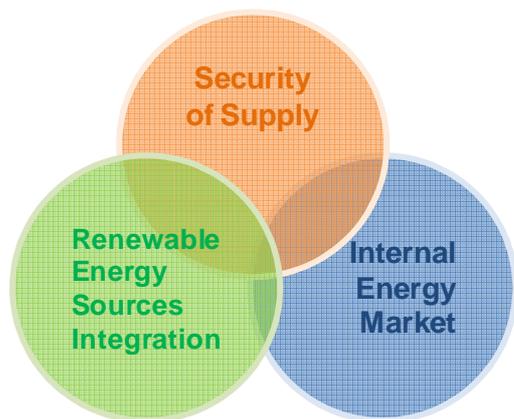


Figura 5 - I drivers dello sviluppo della rete Europea

Lo sviluppo pan-europeo della rete di trasmissione, oltre che essere catalizzato da obiettivi comuni, ha bisogno di essere supportato da una stessa visione di riferimento contenente le indicazioni provenienti dall'ambito Comunitario, dagli operatori del sistema elettrico oltre che dai TSO, fondamentale per la definizione degli scenari di studio e per le analisi di rete e di mercato.

Lo sviluppo della rete di trasmissione è basato principalmente sull'evoluzione prevista della domanda e della generazione di energia elettrica. ENTSO-E pertanto elabora il proprio piano di sviluppo considerando le previsioni pubblicate annualmente nel rapporto chiamato *Scenario Outlook e Adequacy Forecast - SO&AF*.

Il documento *SO&AF 2012-2030*¹¹ analizza l'adeguatezza del sistema elettrico europeo confrontando le differenti evoluzioni della domanda e della capacità di generazione in tre diversi scenari di riferimento.

A seguito della prima edizione "pilota" del TYNDP avvenuta nel giugno 2010, nel 2012 ENTSO-E ha pubblicato sul proprio sito web il *TYNDP 2012 Package*¹² (il primo Piano ufficiale della rete di trasmissione europea, dall'entrata in vigore del Regolamento comunitario n. 714/2009), approvato a valle di una consultazione pubblica conclusa ad Aprile 2012 e durata 6 settimane.

Tale *TYNDP 2012 Package* si compone di un documento principale affiancato da 6 Piani di Investimento Regionali (RIP) e dal citato documento *SO&AF 2012-2030*.

L'edizione del TYNDP 2012, oltre che articolarsi in una descrizione dei progetti di sviluppo di interesse europeo, delle mappe dei progetti di sviluppo nel medio e lungo termine, contiene al suo interno anche una valutazione

qualitativa/quantitativa dei benefici che la realizzazione di tali investimenti potrà apportare al sistema elettrico europeo in termini di:

- incremento della capacità di trasmissione transfrontaliera (Grid Transfer Capacity – GTC),
- integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico,
- riduzione emissioni di CO₂,
- affidabilità e sicurezza della fornitura di energia elettrica,
- riduzione delle perdite di rete.

Tali benefici derivano da studi di rete e di mercato portati avanti dai TSO nell'ambito dei gruppi di lavoro Regionali.

A tale riguardo, ENTSO-E, anche sotto la spinta della nuova proposta di Regolamento comunitario EIP, sta predisponendo una metodologia Analisi Costi-Benefici (CBA methodology) i cui obiettivi principali sono i seguenti:

- realizzare una procedura estendibile ad ogni tipologia di intervento di sviluppo elettrico, che consenta una valutazione omogenea di tutti i progetti inseriti all'interno del TYNDP di ENTSO-E;
- valutare gli investimenti candidati ad essere eletti a progetti di interesse comunitario (PCI), che contribuiscono all'integrazione dei mercati, alla sostenibilità e alla sicurezza degli approvvigionamenti.

I risultati dell'applicazione di tale metodologia potrebbero essere tenuti in considerazione da parte della Commissione Europea in sede di valutazione dei PCI anche ai fini della ripartizione dei costi e degli incentivi.

Il TYNDP 2012 prevede nei prossimi 10 anni la realizzazione di circa 100 *Projects* (aggregati di singoli interventi di sviluppo) di rilevanza pan-europea attraverso la realizzazione o il potenziamento di oltre 50.000 km di linee, l'80% delle quali finalizzate all'integrazione delle fonti rinnovabili, per un programma di investimenti totali pari a circa 100 Mld€, di cui circa il 7% in capo a Terna.

Tra i progetti presenti nel TYNDP 2012 vi sono infatti anche i principali investimenti di Terna previsti negli orizzonti temporali di breve/medio e lungo termine. Il TYNDP, inoltre, nella trattazione riconosce la posizione strategica e baricentrica dell'Italia all'interno del bacino Mediterraneo, per l'integrazione elettrica dei

¹¹ www.entsoe.eu/soaf-2012-2030

¹² www.entsoe.eu/tyndp-2012

2 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 e successivamente sono descritti gli scenari previsionali individuati. Al riguardo, si evidenzia che, al fine di migliorare il processo di elaborazione degli scenari futuri, il Piano di Sviluppo di Terna raccoglie anche le valutazioni e gli studi di settore promossi da soggetti indipendenti.

2.1 Principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico

Di seguito sono riportate le principali evidenze emerse nel corso del 2012 relativamente ai fenomeni e alle dinamiche che hanno caratterizzato il funzionamento del sistema elettrico e l'andamento dei mercati.

Il 2012 ha visto un ulteriore consistente incremento della capacità installata da fonti rinnovabili (dell'ordine di quasi 4 GW di fotovoltaico e circa 1 GW di eolico), seppure con trend complessivamente più contenuti rispetto al 2011 (cifr. Figura 7).

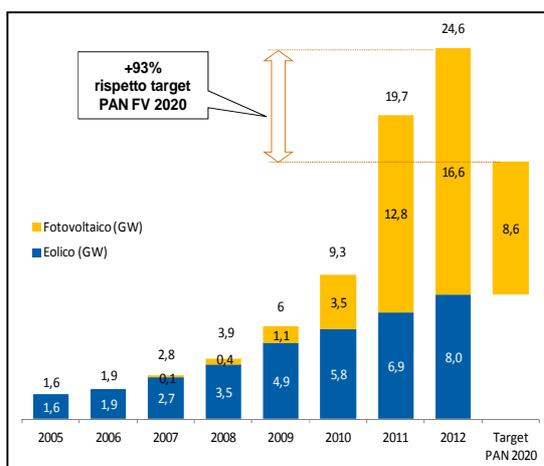


Figura 7 - Potenza eolica e fotovoltaica installata (GW): dati provvisori 2012
Fonte dati: Terna

Per quanto riguarda in particolare gli impianti fotovoltaici, la crescita ha riguardato principalmente la generazione distribuita sulle reti in media e bassa tensione.

Tale dinamica ha confermato ed accentuato i fenomeni, già rilevati nel corso del 2011, di risalita dell'energia prodotta dalle reti di distribuzione verso il sistema di trasmissione, con inversione dei flussi che, in condizioni di elevata produzione da generazione distribuita, transitano dai livelli di tensione BT ed MT verso la rete AT. In particolare, è rilevante osservare come, nel 2012, circa un quarto delle cabine primarie di distribuzione in Italia siano state interessate da questo fenomeno per un numero di ore significativo.

Per effetto della produzione distribuita in MT/BT, inoltre il profilo di carico sulla rete rilevante in alta tensione risulta modificato, con forte accentuazione della rampa di carico serale che, in particolare, nei giorni di basso carico (week end e bank holidays) quando sono in servizio pochi gruppi termoelettrici, ha fatto emergere maggiori rischi in termini di capacità di inseguimento della rampa di carico stessa.

La riduzione di impegno delle linee di trasporto in alcune ore del giorno caratterizzate da condizioni di basso carico (anche a causa dell'andamento dei consumi correlato al permanere della crisi economica), ha fatto registrare valori elevati di tensione anche sulla rete in AAT (in particolare in alcune aree del Lazio, della Campania, del Piemonte e del Friuli). Tale fenomeno, già riscontrato negli ultimi anni, è risultato enfatizzato nel 2012 anche a causa della generazione distribuita che, oltre a ridurre il carico visto dalla rete primaria, ha comportato una minore disponibilità di servizi di regolazione delle tensioni da parte della generazione termoelettrica esistente.

La presenza di aree della rete AT con produzione da fonti rinnovabili eccedentaria rispetto al carico locale e alla capacità di trasporto delle linee, conferma ancora l'esigenza di rinforzi per rimuovere i rischi di sovraccarico, in particolare su alcune porzioni di rete critiche al Sud.

Le condizioni di variabilità e di non completa prevedibilità della maggior produzione da fonti rinnovabili, hanno confermato le esigenze, già emerse non corso del 2011, di maggiori risorse di regolazione del sistema elettrico, sempre più necessarie in prospettiva per far fronte a problemi di over-generation specialmente in

condizioni di basso carico, con minore disponibilità di generazione termoelettrica in servizio e potenziale riduzione della capacità di regolazione del sistema.

Nel 2012 si è riscontrata di fatto una riduzione complessiva delle ore di utilizzazione degli impianti tradizionali a ciclo combinato CCGT (in particolare al Sud, con oltre il 40% in meno rispetto al 2007).

Per quanto riguarda il rispetto dei requisiti, previsti dall'Allegato A70 al Codice di rete ai sensi della Delibera AEEG 84/12, al fine di garantire la sicurezza del sistema, si riscontrano ritardi nel retro-fitting della generazione distribuita: a dicembre 2012 risultano adeguati ai campi di funzionamento di frequenza e tensione solo il 30% circa degli impianti sul continente (circa 4 GW su un totale di 15 GW) ed il 35% circa degli impianti sulle isole (circa 400 MW su un totale di 1 GW)¹³.

Anche nel 2012 si è evidenziato un incremento dei transiti in direzione da Sud a Nord (derivante anche dall'ingresso di nuova generazione principalmente da fonti rinnovabili nel Mezzogiorno) e il progressivo spostamento della sezione neutra verso le regioni centro-settentrionali. In base alle analisi effettuate, tale fenomeno trova conferma nel breve termine e negli scenari previsionali di medio periodo in cui si evidenzia anche un consistente aumento dei transiti in potenza sulle principali sezioni critiche da Sud verso Nord e l'urgenza di provvedere al potenziamento della capacità di trasporto.

Per quanto riguarda il comportamento dei mercati, i valori del PUN registrati per l'anno 2012 sono risultati generalmente superiori rispetto a quelli del 2011 e del 2010, nonostante la strutturale riduzione della domanda, principalmente a causa dell'aumento del prezzo del gas. Conseguentemente si è registrato un maggiore differenziale di prezzo tra l'Italia e l'estero rispetto al 2011 (quasi il 30% in più su media mensile). La zona di mercato Sud si è confermata quella più competitiva, anche se nella seconda parte dell'anno i prezzi sul continente e in Sardegna sono risultati sostanzialmente allineati, permanendo invece un

prezzo zonale significativamente più elevato in Sicilia.

Relativamente al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), l'approvvigionamento dei servizi di rete (essenzialmente regolazione tensioni e riserva) nelle zone Centro-Sud e Sicilia è risultato ancora elevato in proporzione al fabbisogno zonale.

Infine, per quanto attiene gli scambi con l'estero, si è evidenziata una maggiore variabilità degli scambi di energia alla frontiera Nord, potenzialmente riconducibile a minore affidabilità della capacità produttiva di base all'estero (conseguenza delle politiche di *nuclear phase out* in Germania e del crescente contributo delle fonti rinnovabili non programmabili anche nel mix produttivo europeo).

I principali fenomeni descritti sono dettagliati nell'Allegato 2 "Principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati" del PdS 2013.

2.2 Scenari di Piano e Vision ENTSO-E

Nell'ambito della definizione degli scenari successivi al 2020, l'ENTSO-E¹⁴ indica l'anno 2030 come "ponte" tra i target europei 20x20x20 da raggiungere entro il 2020 e gli obiettivi di decarbonizzazione previsti dalla Energy Roadmap da raggiungere al 2050.

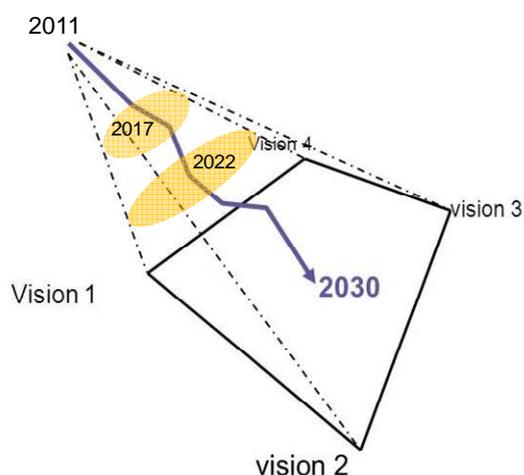


Figura 8 - Vision ENTSO-E

In particolare, vengono individuati 4 scenari estremi, le cosiddette "Vision" (cfr. Figura 8), all'interno dei quali cadrà lo scenario effettivo previsto per l'anno 2030.

¹³ Tale situazione sta comportando difficoltà nel programmare manutenzioni su linee critiche per sicurezza. In particolare dopo il disservizio in Sicilia del Maggio 2011 sono stati rimandati i lavori di manutenzione sull'attuale collegamento tra la Sicilia ed il continente per evitare il funzionamento in isola della Sicilia.

¹⁴ ENTSO-E: Guidelines for constructing 2030 vision 1&3 and additional parameters to help construct 203 vision 2&4.

Gli scenari che ENTSO-E richiede a ciascun TSO di sviluppare, con un approccio del tipo bottom-up, sono le Vision 1 e 3, in quanto i singoli TSO non hanno informazioni sufficienti per sviluppare scenari che richiedano una forte cooperazione tra gli stati.

Le Vision 2 e 4, invece, saranno definite con un approccio del tipo top-down a partire dalle Vision 1 e 3.

I driver principali di questi scenari sono la cooperazione tra gli stati e la capacità di ciascuno stato di adottare politiche energetiche per raggiungere gli obiettivi 2050.

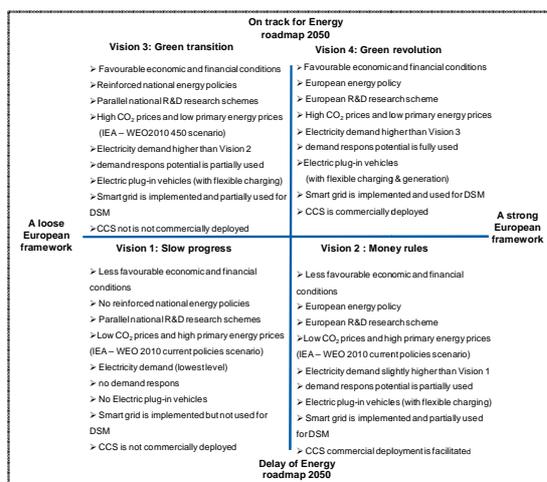


Figura 9 - Principali parametri delle quattro visioni Entso-E

Qui nel seguito, si riportano le principali caratteristiche delle Visioni presenti nella Figura 9:

- Vision 1 – Slow Progress: il sistema è caratterizzato da una bassa cooperazione tra gli stati ed è in ritardo rispetto agli obiettivi Roadmap 2050, a causa delle condizioni economiche e finanziarie poco favorevoli. In tale Vision la domanda cresce lentamente e non ci sono sviluppi sull'efficienza energetica così come sull'utilizzo dell'elettricità ai fini del trasporto (ad es. veicoli a ricarica elettrica). La generazione prevede ancora una forte influenza degli impianti a carbone per coprire il carico di base e non ci sono politiche da implementare dopo il 2020 al fine di favorire lo sviluppo di nuove FER.
- Vision 2 – Money Rules: il sistema è caratterizzato da una forte cooperazione tra gli stati, ma è in ritardo nel raggiungere gli obiettivi Roadmap 2050, essendo presenti condizioni economico-finanziarie

che non sostengono le attuali politiche energetiche. Il ritmo di crescita della domanda è maggiore di quello della Vision 1, grazie all'introduzione di nuovi usi dell'energia (introduzione su larga scala di veicoli a ricarica elettrica) ed al miglioramento dell'efficienza energetica. La mancanza di risorse economiche porta la generazione ad essere dipendente dal carbone anche per l'assenza di politiche che sostengano dopo il 2020 lo sviluppo delle FER; tuttavia, la forte integrazione europea sostiene lo sviluppo degli impianti con tecnologia CCS (Carbon Capture and Storage).

- Vision 3 – Green Transition: il sistema, pur essendo caratterizzato da una bassa cooperazione tra gli stati, presenta uno scenario economico che permette di essere al 2030 sulla buona strada per raggiungere gli obiettivi Roadmap 2050, essendo presenti condizioni economiche e finanziarie che sostengono le attuali politiche energetiche. La richiesta di energia è caratterizzata da un alto ritmo di crescita grazie agli sviluppi nell'efficienza energetica e nell'utilizzo dell'energia nel campo dei trasporti (introduzione su larga scala di veicoli a ricarica elettrica). Grazie alla politica energetica volta al raggiungimento degli obiettivi della Roadmap 2050, le unità a gas sono preferite a quelle a carbone per la copertura del carico di base.
- Vision 4 – Green Revolution: il sistema è caratterizzato da una forte cooperazione tra gli stati ed è in linea con gli obiettivi Roadmap 2050. Il ritmo di crescita della domanda è maggiore di quello della Vision 3, caratterizzata da un uso intensivo dei veicoli a ricarica elettrica e da un maggiore sviluppo dell'efficienza energetica. La forte integrazione europea porta il sistema ad essere sulla buona strada per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione previsti dalla Roadmap 2050; tale condizione si traduce in un utilizzo delle unità a gas, rispetto a quelle a carbone, e nello sviluppo commerciale degli impianti con tecnologia CCS (Carbon Capture and Storage).

2.3 Scenario standard per l'elaborazione degli interventi di sviluppo

Le esigenze della RTN sono generalmente determinate in uno scenario "business as usual", nel quale è valutata l'evoluzione più probabile

dei consumi elettrici e del parco di generazione in un orizzonte temporale di cinque e dieci anni.

Una efficace attività di pianificazione della rete di trasmissione considera l'evoluzione del sistema elettrico nel suo complesso, costruendo gli scenari futuri degli assetti di funzionamento della rete sulla base della stima di evoluzione di alcune principali grandezze esogene:

- la crescita del fabbisogno di energia¹⁵;
- la crescita della potenza elettrica¹⁵;
- 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.

2.4 Previsioni di domanda

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

Nella presente edizione, le previsioni si estendono fino al 2022 e sono articolate:

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

Infine, pur non rientrando nell'obiettivo del presente Piano di Sviluppo, si mostrano le analisi sugli scenari previsionali di lunghissimo termine (2030), in linea con le recenti direttive in ambito ENTSO-E.

Previsioni della domanda di energia elettrica

Sulla base di un confronto dei dati provvisori relativi al 2012 con il corrispondente periodo del 2011, si osserva che la richiesta di energia nazionale è stata soddisfatta per il 63% da termoelettrico, il 13% da idroelettrico, il 4% da eolico, il 6% da fotovoltaico, il 2% da geotermico e per la restante quota del 12% dal saldo con l'estero.

La flessione di straordinaria ampiezza della domanda di energia elettrica registrata nel 2009, -5,7% rispetto al 2008, è stata solo in parte

recuperata negli anni 2010 e 2011. Il rimbalzo è stato di tutta evidenza nel 2010, +3,2% rispetto al 2009 ed è proseguito nel 2011 (+1,3%). La fase di recupero sui livelli del 2007-2008 precedenti la crisi si conferma tuttavia incerta anche alla luce degli andamenti in flessione negativa della richiesta mensile di energia elettrica che nell'anno 2012 risulta variata di un -2,8% rispetto al 2011.

Nel prevedere la domanda in energia per il prossimo decennio si fa riferimento a due scenari di evoluzione.

I due scenari avranno pertanto le seguenti caratteristiche:

- "di sviluppo" (superiore), soprattutto idoneo ai fini della pianificazione della infrastruttura elettrica, si ipotizza per il periodo 2011-2022 una crescita dell'intensità elettrica complessiva per l'intero Paese, pari ad un tasso medio di circa +0,3% per anno, valore che si colloca leggermente al di sotto dell'andamento storico;
- "scenario base" (inferiore) ad intensità elettrica contenuta¹⁶, con tasso medio di incremento dell'intensità elettrica inferiore allo zero, -0,5% p.a., sviluppato su una ipotesi di più incisiva attuazione degli obiettivi di risparmio energetico.

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, lo scenario che viene adottato come "business as usual" è lo scenario di "sviluppo".

Nello scenario economico di lungo termine si è accolta l'ipotesi, per il periodo 2012 – 2022, di una crescita media annua del PIL del +0,8%¹⁷, valore non diverso da quello considerato nel precedente piano, ma con una diversa ripartizione della crescita nei 2 quinquenni della previsione (+0,5% nel periodo 2011-2017 e +1,2% nel periodo 2017-2022).

¹⁶ L'intensità elettrica è la quantità di energia elettrica (kWh) consumata da ciascun settore, per unità (Euro) del rispettivo contributo (valore aggiunto) alla formazione del PIL. In considerazione del forte orientamento all'efficienza energetica, in Europa e nel Paese si è ritenuto opportuno adottare una particolare cautela nel prevedere una espansione dell'intensità elettrica italiana nello scenario base.

¹⁷ Prometeia - Scenari di previsione - Bologna luglio 2009 – www.prometeia.it.

¹⁵ Vengono recepiti gli indicatori di crescita elaborati da Terna e contenuti nelle "Previsioni della domanda elettrica in Italia e del Fabbisogno di potenza necessario".

La previsione di medio-lungo termine della domanda di energia elettrica nello scenario di sviluppo è ottenuta a partire da una previsione dell'andamento di grandezze macroeconomiche, valore aggiunto e PIL. La grandezza che mette in relazione domanda elettrica e grandezze economiche è l'intensità elettrica.

In Figura 10 sono riportati nello stesso grafico gli andamenti delle grandezze in esame: domanda di energia elettrica, prodotto interno lordo e intensità elettrica. Si distinguono – posto uguale a 1,0 il valore assunto dalle suddette grandezze nel 1990 – i consuntivi fino al 2011 e le previsioni fino al 2022.

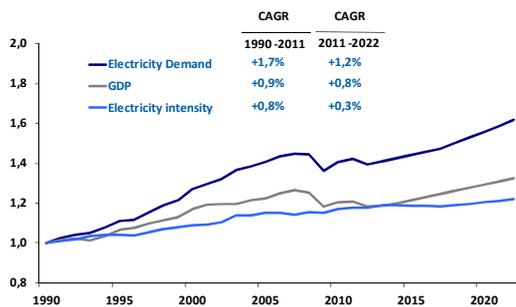


Figura 10 - Domanda di energia elettrica, PIL e Intensità elettrica (scenario di sviluppo)

Nel periodo 2011 – 2022 si stima complessivamente una evoluzione della domanda di energia elettrica con un tasso medio annuo del +1,2% nello scenario di sviluppo (ipotesi superiore), corrispondente a 380 TWh nel 2022.

Nel 2017, anno intermedio al periodo 2011 – 2022, si ipotizza nello scenario di sviluppo una domanda elettrica pari a 346 TWh, con un tasso medio annuo di sviluppo 2011 – 2017 pari a +0,6%. Nel secondo semiperiodo, anni 2017 – 2022, il tasso di crescita sarà pari a +1,9% per anno (cfr. Figura 11).

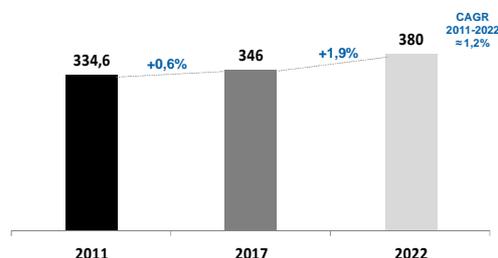


Figura 11 - Scenario di Sviluppo (TWh)

Dal 2011 al 2022, nello scenario di sviluppo, a fronte di una evoluzione ad un tasso medio annuo pari al +1,2% della domanda a livello nazionale, la crescita della richiesta di energia elettrica nelle quattro macroaree geografiche in cui è ripartito il Paese non è omogenea. In

particolare, la dinamica della domanda è attesa più vivace al Sud con un tasso medio annuo del +1,7%; al Centro l'aspettativa di crescita della domanda è in linea con la media nazionale, del +1,2%. Con una crescita di poco inferiore a quella media nazionale figurano le Aree del Nord Italia (+1,0%) e le Regioni insulari, con un tasso di sviluppo atteso pari a +0,9% per anno come illustrato in Figura 12.

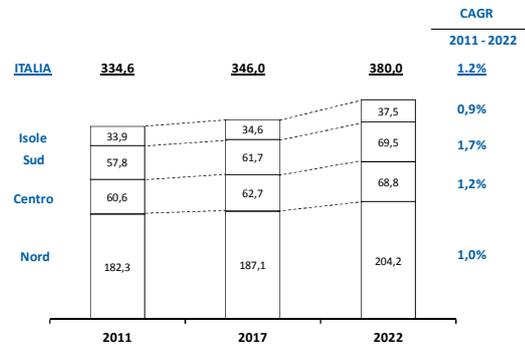


Figura 12 - Scenario di sviluppo - previsione della domanda nelle aree geografiche (TWh)

Per quanto riguarda i principali settori di consumo, sempre con riguardo allo scenario di sviluppo, l'industria, con un consumo atteso di 143 miliardi di kWh, si conferma ancora il settore più rilevante sotto l'aspetto dei consumi elettrici ma con un peso in riduzione: nel 2022 la quota dei consumi industriali è stimata al 40% circa, con uno sviluppo (+0,2% per anno) al di sotto di quello medio.

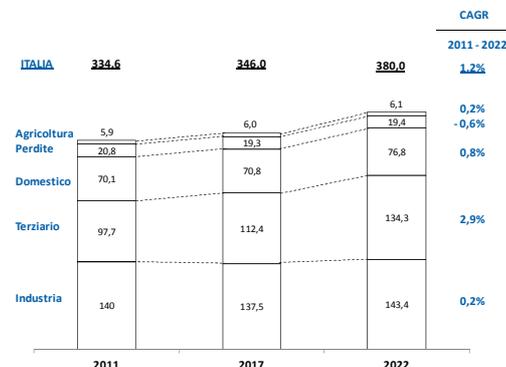


Figura 13 - Scenario di sviluppo - previsione dei consumi settoriali (TWh)

Nell'ambito del settore industriale si prospetta nello stesso periodo un andamento poco più dinamico delle industrie non di base (per la produzione di beni finali¹⁸, ivi incluse le altre industrie: +0,6% medio per anno) ed un

¹⁸ Industrie alimentari, del tessile – abbigliamento e calzature, meccaniche, per la produzione di mezzi di trasporto, per la lavorazione della gomma e plastica, del legno e del mobilio, delle altre manifatturiere; include inoltre costruzioni edili, energia, gas e acqua, raffinazione, cokerie ed acquedotti.

andamento in leggera flessione per le industrie dei beni intermedi¹⁹ (-0,3%).

Il terziario si conferma anche nel prossimo decennio il settore più dinamico (+2,9%). Nel 2022 il settore terziario dovrebbe raggiungere i 134 TWh con una quota del 37% nella struttura dei consumi. Nel medio termine, le quote di industria e terziario tendono a convergere.

Con un tasso medio annuo di crescita del +0,8% sull'intero periodo, il settore domestico verrebbe a detenere nel 2022 una quota dei consumi elettrici pari al 21%, pari a circa 77 TWh, invariata rispetto al 2011.

Sostanzialmente stabile il peso del settore agricolo nella struttura dei consumi (circa 1,6% del totale), in crescita nel periodo ad un tasso del +0,2% (cfr. Figura 13).

Le valutazioni sopra descritte, sono riferite allo scenario di "sviluppo" che, come anticipato, è preso a riferimento per la pianificazione della RTN, in quanto è 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 anche considerato lo "scenario base" di medio termine 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.

A tal riguardo, si riporta nella Figura 14 il trend di evoluzione del fabbisogno che caratterizza tale scenario.

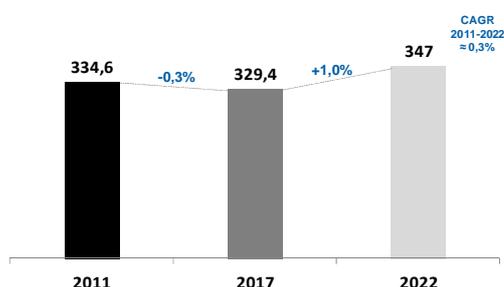


Figura 14 - Scenario Base (TWh)

Previsioni della domanda di potenza alla punta

In Figura 15 è riportata la serie dei valori del massimo carico annuo nel ventennio dal 1990 al

2012. Fino al 2005, la punta massima annuale in Italia si è manifestata in periodo invernale²⁰. Dal 2006, si è verificata una alternanza tra estate ed inverno, a conferma della tendenza al superamento della punta estiva rispetto a quella invernale. In particolare, gli anni 2010 e 2011 hanno confermato la tendenza nell'avere una punta estiva superiore a quella invernale, così come verificatosi per l'anno 2012. Il picco estivo, pari a 54.113 MW, è stato raggiunto, infatti, il giorno 10 Luglio 2012, valore inferiore del 4,2% rispetto a Luglio 2011; il picco invernale, pari a 53.035 MW, è stato registrato, invece, il giorno 15 Febbraio 2012.

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

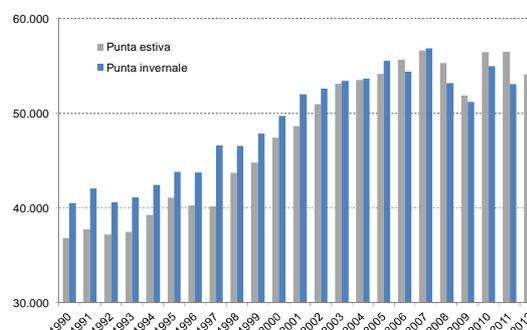


Figura 15 - Carico massimo sulla rete italiana-1990-2012 (MW)

Definendo come ore di utilizzazione della domanda alla punta il rapporto tra la domanda annua di energia elettrica e la domanda di potenza massima, la metodologia adottata consiste in una previsione delle ore di utilizzazione della potenza alla punta, per arrivare alla previsione della potenza alla punta invernale ed estiva. Pertanto, in considerazione della definizione data per le ore di utilizzazione della potenza alla punta, al diminuire delle ore di utilizzazione corrisponde una richiesta di potenza alla punta maggiore (e viceversa), a parità di domanda di energia elettrica.

L'andamento storico delle ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (cfr. Figura 16) mostra che la graduale fase di crescita in atto fin dalla metà degli anni '70 si è stabilizzata all'inizio degli anni '90, toccando un primo massimo nel 1992 pari a circa 6.000 h/anno (curva ore invernali). A partire dal 1992 e fino al 2004, le ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (media mobile) sono

¹⁹ Industrie dei metalli, dei materiali da costruzione, della chimica, della carta.

²⁰ Il periodo invernale – riferito ad un certo anno – include i mesi da novembre dell'anno considerato fino a marzo dell'anno successivo.

sostanzialmente stabili nell'intervallo tra 5.900 e 6.000 h/anno. Dal 2004 si sono avuti nuovi ripetuti picchi delle ore di utilizzazione della potenza invernale – l'ultimo dei quali nel 2008 con 6.505 ore – che hanno comportato lo spostamento della media mobile su valori decisamente superiori a 6.000 h/anno.

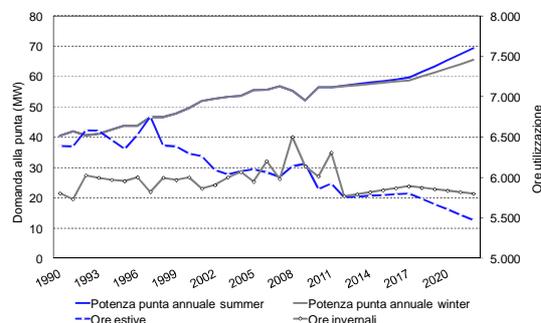


Figura 16 - Consumativi e previsioni di potenza e ore di utilizzazione

Nella stessa figura sono riportate le ore di utilizzazione della domanda alla punta estiva (curva *ore estive*). Si osserva che ad una fase di relativa stabilità attorno a 6.500 h/anno si è sostituita nell'ultimo decennio una decisa tendenza alla diminuzione verso livelli anche inferiori a quelli delle ore invernali. Negli ultimi anni, questa tendenza ha subito un rallentamento ma ormai le ore di utilizzazione estive si sono attestare sullo stesso ordine di grandezza delle ore invernali.

Per quanto detto in precedenza (trend di fondo delle ore invernali sostanzialmente stabile a fronte dell'analogo trend relativo alle ore estive in rapida riduzione nell'ultimo decennio), si conferma per il futuro che per la domanda elettrica la condizione di massimo fabbisogno in potenza appare quella in condizioni di estate "torrida". Pertanto, sempre sviluppando il cosiddetto scenario di sviluppo per quanto attiene alla domanda elettrica, si stima per l'anno 2022 una utilizzazione della potenza alla punta estiva di circa 5.475 h/anno, corrispondente ad una domanda di potenza alla punta pari a circa 70 GW (ipotesi alta), con un incremento di circa 14 GW rispetto alla punta estiva del luglio 2011 (cfr. Tabella 1). Nella stessa tabella è riportata anche l'ipotesi bassa di previsione della domanda in potenza, valutata in 66 GW, che è invece correlata all'ipotesi di inverno medio.

Il grafico della Figura 16 riassume quanto detto finora sulla domanda in potenza. In particolare, esso riporta, su due scale diverse, dati a consuntivo fino al 2011 della massima potenza annua e delle ore di utilizzazione della potenza al massimo carico estivo ed invernale; inoltre nella stessa figura sono mostrate le curve di previsione delle ore di utilizzazione nelle condizioni

convenzionali di estate torrida ed inverno medio e la conseguente domanda di potenza alla punta nelle medesime condizioni.

Tabella 1 - Previsione della domanda in potenza: scenario di sviluppo di riferimento

Anno	Potenza
2011	56.474 MW
2018 ipotesi bassa/alta	60/62 GW
2022 ipotesi bassa/alta	66/70 GW

Previsioni della domanda di lungo termine

In linea con quanto previsto dall'ENTSO-E, si riportano qui nel seguito (Tabella 2) le previsioni della domanda al 2030.

Tabella 2 – Previsioni al 2030 (Vision ENTSO-E)

Scenario	Contesto di scenario	Ipotesi sulla domanda di energia elettrica
		range (CAGR%)
Vision 1	<ul style="list-style-type: none"> condizioni economico/finanziarie poco favorevoli; efficienza energetica evolve come in passato; contenuti sviluppi delle nuove applicazioni elettriche 	da -0,5% a +0,5% per anno
Vision 3	<ul style="list-style-type: none"> condizioni economico/finanziarie favorevoli (crescita a livelli pre-crisi); efficienza energetica migliora sulla base di misure ulteriori; percepibile sviluppo delle nuove applicazioni elettriche 	+1,7% per anno (si utilizza il tasso storico del periodo 1992-2011, valutato come media semplice)

L'evoluzione della domanda riferita ai 2 scenari vede nella Vision 1, scenario di "bassa crescita", un tasso medio annuo di crescita della domanda, a partire dall'anno 2011, compreso tra il $\pm 0,5\%$ cui corrisponde una domanda di energia compresa tra 304 e 368 TWh. Nella Vision 3, scenario "di sviluppo", il tasso medio annuo di crescita è pari invece a $+1,7\%$, al quale corrisponde una richiesta di energia pari a circa 460 TWh.

2.5 Evoluzione della generazione

Sviluppo del parco produttivo termoelettrico

Nel corso degli ultimi dieci anni, 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 2012 circa 45 impianti di produzione con potenza termica maggiore di 300 MW, con un incremento della potenza di circa 22.000 MW elettrici.

Nella Figura 17 viene visualizzata la distribuzione sul territorio dell'aumento di capacità produttiva realizzato dal 2002 al 2012 dove circa il 38% degli impianti entrati in servizio è localizzato nell'area Nord del Paese ed il 43% è localizzato nel Sud.

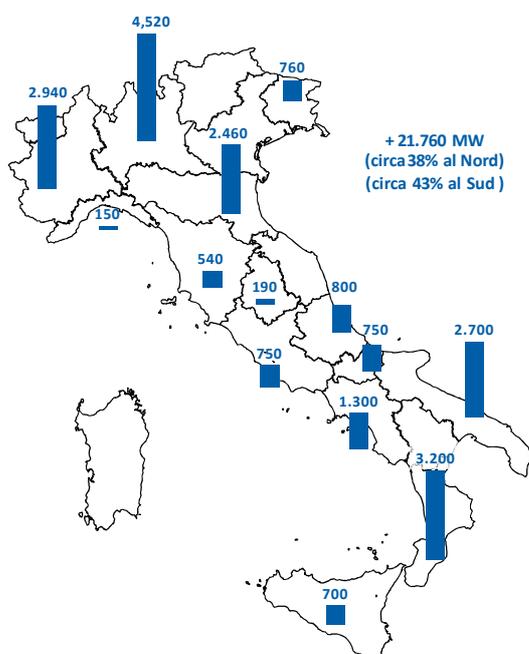


Figura 17 - Potenza da nuove centrali termoelettriche dal 2002 al 2012 (MW)

A questi si aggiungono (Figura 18) ulteriori impianti autorizzati localizzati in Piemonte, Lombardia, Veneto, Campania, Calabria e Sardegna per circa 3.400 MW.

Si evidenzia che nel corso dell'anno 2012 è stata ottenuta l'autorizzazione alla realizzazione, all'interno della centrale esistente di Vado Ligure, di una nuova sezione a carbone per una potenza complessiva di 460 MW.

Sempre nel corso dell'anno 2012 è stato avviato il cantiere della centrale di Turbigo, con un

incremento di potenza pari a circa 110 MW (relativo all'unità 3).

Si ricorda, inoltre, che la conversione a carbone della centrale termoelettrica di Porto Tolle, pur non comportando un incremento netto della potenza disponibile²¹, si tradurrebbe nell'ingresso di nuova capacità produttiva a basso costo nel mercato dell'area Nord.

Nel 2010 è stata autorizzata la costruzione del nuovo gruppo a carbone nella centrale di Fiume Santo da 410 MW in sostituzione degli esistenti gruppi ad olio (con un incremento netto di potenza installata in Sardegna di circa 90 MW).

Per quanto riguarda le autorizzazioni di ulteriori impianti in ciclo combinato (800 MW Loreo, 385 MW Benevento e 800 MW Presenzano), allo stato attuale non prevedono entrate in servizio nell'orizzonte di breve-medio periodo.

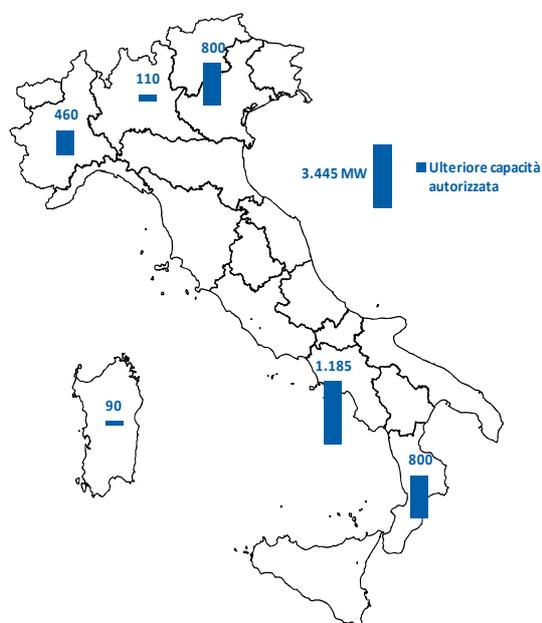


Figura 18 - Potenza nuove centrali termoelettriche autorizzate (MW)

Accanto alla futura produzione termoelettrica, è di particolare interesse anche la ricognizione delle dismissioni degli impianti previste nei prossimi anni (cfr. Figura 19).

²¹ La riconversione a carbone della centrale di Porto Tolle non introduce un incremento di potenza installata del parco produttivo termoelettrico in quanto è prevista la dismissione degli attuali gruppi ad olio e la ricostruzione della centrale a carbone per una potenza complessiva di circa 1.980 MW.

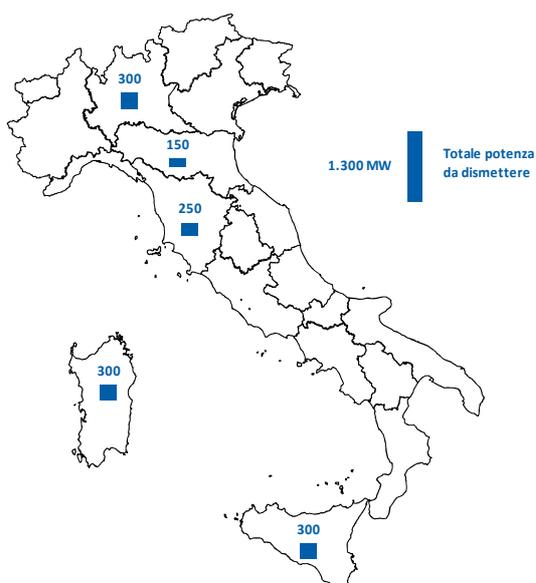


Figura 19 - Dismissioni impianti termoelettrici nel breve-medio termine (MW)

Ai circa 3.200 MW (relativi a 12 impianti) già dismessi nel 2012, si aggiungeranno, nel biennio 2013-2014, ulteriori 5 impianti da dismettere per una potenza complessiva di 1.300 MW così ripartita:

- 700 MW nel 2013
- 600 MW nel 2014

Dei 5 impianti da dismettere, 4 sono impianti termoelettrici ad olio, concentrati principalmente in Toscana (Livorno²²), Lombardia (Ostiglia – unità 4), Sicilia (S.Filippo Mela – unità 3 e 4) e Sardegna (Fiumesanto).

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 20 è riportata la mappa della produttività 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 21 è riportata la mappa dell'irradiazione totale annua come riferimento della distribuzione territoriale della fonte primaria per gli impianti fotovoltaici.



Figura 20 – Mappa eolica della produttività specifica a 75 m dal suolo

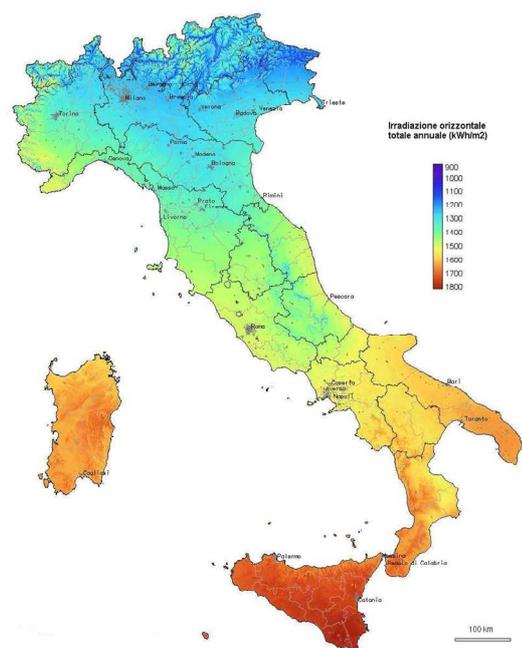


Figura 21 – Mappa della irradiazione orizzontale totale annuale

²² Questo impianto, insieme a quello di Piombino dismesso nel 2012, è disponibile in caso di emergenza gas come da decreto crescita n. 84/12 (articolo 38bis).

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 sulle normative vigenti (in particolare sul DM del 5 Luglio 2012, V Conto Energia, per il fotovoltaico e sul DM 6 Luglio 2012 per l'incentivazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da solare, per l'eolico) nonché sulle iniziative produttive già autorizzate. Per il medio e lungo termine, ove necessario, sono state utilizzate ulteriori ipotesi in linea con gli indirizzi proposti da documenti quali la Strategia Energetica Nazionale (SEN, 2012) e il Piano d'azione nazionale per le energie rinnovabili (PAN, 2010²³).

Da notare che lo scenario di sviluppo della capacità fotovoltaica, successivamente al raggiungimento del tetto di spesa per gli incentivi del V Conto previsto non oltre il 2014, considera conseguite successivamente a tale data le condizioni di *grid parity* per questa tecnologia. Tale considerazione si fonda su analisi tecnico-economiche che non escludono una possibile evoluzione del quadro normativo, in coerenza con gli indirizzi della SEN e in continuità con gli orientamenti del V Conto Energia. 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 delle condizioni di *grid parity* sarebbe possibile per installazioni di taglia minore (<200 KW). Ciò ha portato ad una previsione di installato fotovoltaico nel breve-medio termine pari a circa 21 GW e un valore pari a circa 27 GW nel lungo termine.

Per quanto riguarda lo scenario di crescita della produzione eolica, sempre partendo dalla potenza installata, il trend di crescita nel medio termine è stato valutato sulla base delle disposizioni del Decreto Ministeriale del 6 Luglio 2012, relativo al sistema incentivante delle fonti rinnovabili diverse dal solare. Nel lungo termine, al fine del raggiungimento degli obiettivi dichiarati nel PAN e del loro superamento come prospettato dalla SEN, si è ipotizzata la prosecuzione degli attuali schemi incentivanti per ulteriori due trienni. In particolare, sulla base dei contingenti massimi di potenza previsti per gli

impianti ad asta e a registro e dei tempi massimi di costruzione fissati, si è ottenuto una previsione di installato eolico nel breve-medio termine pari a circa 12 GW. Per quanto riguarda, invece, le previsioni di lungo termine il trend di crescita previsto determina una capacità installata pari a circa 14 GW.

Confrontando tali dati con i valori riportati nella Tabella 3, si evidenzia come la previsione di sviluppo dell'installato eolico comporti il raggiungimento dei target PAN 2020 già nel medio termine e il superamento degli stessi nel lungo termine.

Tabella 3 – Target minimi al 2020 (fonte: PAN)

Fonte energetica	2005		2010		2020	
	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh
Idro	15,5	43,8	16,6	42,1	17,8	42,0
Geoterm.	0,7	5,3	0,7	5,6	0,9	6,7
Solare	0,03	0,03	2,5	2,0	8,6	11,4
Ondoso	0	0	0	0	<0,1	<0,1
Eolica	1,6	2,6	5,8	8,4	12,7	20,0
Biomasse	0,9	4,7	1,9	8,6	3,8	18,8
Totale	18,8	56,4	27,5	66,8	43,8	98,9

I dati di sintesi delle proiezioni ottenute sono riportati nella Tabella 4.

Tabella 4 - Sintesi previsioni di medio e lungo termine

Potenza cumulata [MW]	Breve-Medio Termine	Lungo Termine
Fotovoltaico	21.200	27.195
Eolico	11.745	14.540
Di cui Off-shore	650	650
Totale	32.945	41.735

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

- per il fotovoltaico, sulla base delle potenze attualmente installate all'interno di ciascuna classe di potenza;
- per la fonte eolica, sulla base della potenza attualmente installata e delle iniziative autorizzate sulle rete di distribuzione e di trasmissione.

Dall'analisi di tali dati risulta particolarmente significativa la situazione del Mezzogiorno, dove si prevede già nel medio termine una capacità disponibile da fonte eolica e fotovoltaica pari a circa 18 GW, che corrisponde a circa il 55% della capacità totale prevista a livello nazionale.

²³ Sulla base dei dati di capacità installata i target previsti dal PAN per il fotovoltaico sono stati superati già nel corso del 2011. Pertanto gli obiettivi di sviluppo fissati dal PAN sono stati utilizzati esclusivamente per la previsione della capacità installata da fonte eolica.

Nella Figura 22 e nella Figura 23 è rappresentata, per ogni regione, la potenza totale degli impianti eolici e fotovoltaici installati al 2012²⁴ nonché le previsioni di sviluppo al breve-medio periodo.

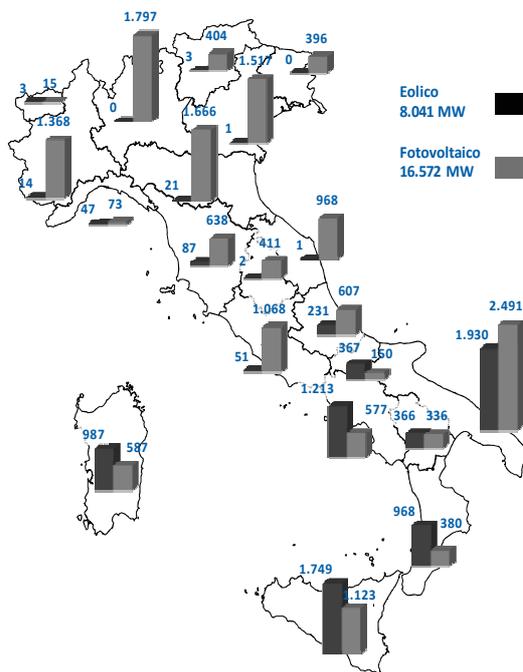


Figura 22 - Potenza eolica e fotovoltaica installata al 2012 (MW)

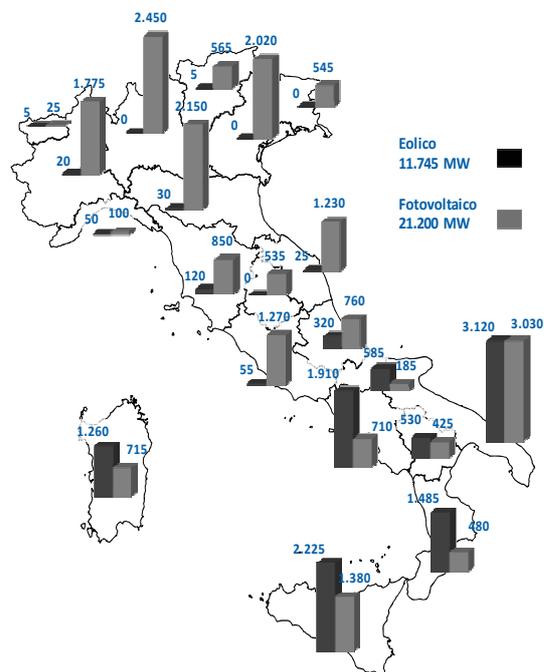


Figura 23 - Previsione al breve-medio periodo di capacità produttiva da fonte eolica e fotovoltaica (MW)

Inoltre, al fine di predisporre gli scenari per gli studi di pianificazione della rete europea in ambito ENTSO-E, sono stati individuati gli scenari

di sviluppo al 2030 della potenza eolica e fotovoltaica, coerenti con le assunzioni che caratterizzano le relative Vision 1 e 3 (cfr. Tabella 5).

Tabella 5 - Vision 1 e 3 per fotovoltaico ed eolico

Potenza cumulata per fonte al 2030 [MW]	Vision 1	Vision 3
Fotovoltaico	24.583	41.344
Eolico	13.421	22.106
Di cui On Shore	12.771	21.118
Di cui Off Shore	650	988

In particolare, per la realizzazione della Vision 3, secondo quanto previsto dalle linee guida di ENTSO-E, le principali ipotesi utilizzate sono state le seguenti:

- conseguimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni di CO₂ al 2030 pari al 54% rispetto al 1990, in linea con gli obiettivi della Roadmap 2050;
- nessun impianto con tecnologia CCS (Carbon Capture and Storage) al 2030;
- domanda elettrica al 2030 pari a 460 TWh annui;
- produzione termoelettrica non rinnovabile generata solo da impianti a gas;
- possibile sviluppo della tecnologia del solare a concentrazione.

A partire dai dati di riduzione delle emissioni di CO₂ al 2030 e della previsione di domanda elettrica, è stata determinata la quota di domanda coperta dalle fonti rinnovabili e la relativa potenza installata, che prevede al 2030 41 GW di potenza fotovoltaica installata e circa 22 GW di potenza eolica installata.

Per quanto riguarda invece la Vision 1, ovvero lo scenario "Slow Progress", si è ipotizzato per entrambe le fonti una crescita fino al 2020 in linea con gli scenari di lungo termine precedentemente illustrati, mentre per gli anni successivi fino al 2030 si è ipotizzato il totale arresto dello sviluppo, conseguente al venir meno di un quadro normativo favorevole nonché di qualsiasi forma di incentivazione. In questo scenario, al 2030, l'installato di fotovoltaico non supererebbe i 25 GW mentre l'eolico non andrebbe oltre i 14 GW.

²⁴ Dati provvisori aggiornati a dicembre 2012.

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

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

Per le valutazioni di cui sopra, è utile esaminare gli scenari di generazione e di domanda in Europa. Al riguardo, si richiamano le previsioni pubblicate annualmente nel rapporto *Scenario Outlook and System Adequacy Forecast (SO&AF)* pubblicato da ENTSO-E. Il *Report SO&AF 2012-2025*²⁵ analizza l'adeguatezza del sistema elettrico europeo confrontando le differenti evoluzioni della domanda e della capacità di generazione nei tre diversi scenari di riferimento:

- *Scenario A* – conservativo;
- *Scenario B* - best estimate;
- *Scenario EU 2020* - basato sui Piani d'Azione Nazionali Europei (NREAPs).

In considerazione del rapido sviluppo atteso della generazione da fonti rinnovabili, emerge che la capacità di generazione (NGC) nel suo complesso è in aumento, in particolare negli *scenari B* e *EU2020*. La generazione da fonte eolica, fotovoltaica, da biomasse e da fonte idrica partecipa con una quota sempre crescente alla capacità complessiva arrivando a occupare nel 2020 un valore intorno al 50% sia nello *scenario EU2020* (Figura 24) sia nello *Scenario B*, a fronte della capacità di generazione da impianti a combustibili fossili pari a circa il 36% nel 2020 in entrambi gli scenari.

Fra gli impianti di generazione da fonte fossile, le centrali a gas rappresentano la quota maggiore della capacità in relazione alla diminuzione della quota appartenente alle centrali a carbone.

Complessivamente per i prossimi anni è previsto un aumento netto di capacità installata di circa 337 GW, di cui 290 GW di generazione da fonte rinnovabile (fonte ENTSO-E, *Scenario B*).

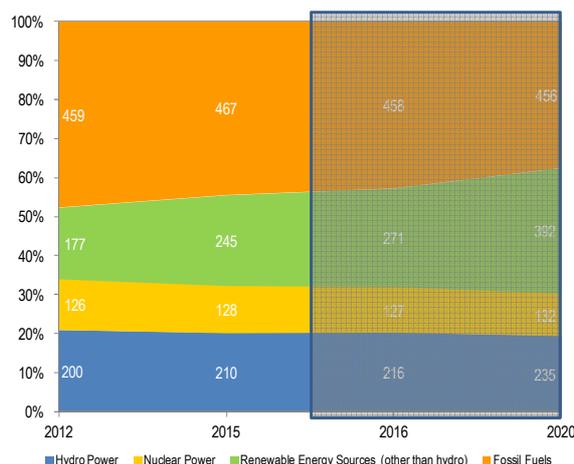


Figura 24 - Previsione Sviluppo del Parco produttivo perimetro ENTSO-E nello scenario EU2020 [GW] (fonte: ENTSO-E)

Per quanto riguarda l'evoluzione degli scambi di energia con l'Italia, è necessario combinare le previsioni di evoluzione della generazione e della domanda a livello europeo.

In particolare, per quanto riguarda le previsioni di nuova capacità di generazione, l'area di maggior interesse è quella dell'Europa Centro – Meridionale, per la correlazione con l'utilizzo e lo sviluppo delle interconnessioni sulla frontiera Nord Italiana e con i Balcani.

In particolare, nei prossimi cinque anni (Figura 25) si osserva nell'Europa Centro – Meridionale una crescita della disponibilità di generazione da fonte fossile, per effetto della componente gas, in Germania, in Italia e in Slovenia e, in maniera più contenuta della componente carbone, anche in questo caso in Germania, Italia e Slovenia. In controtendenza la Francia, dove la dismissione dei vecchi impianti tradizionali porterà a una riduzione di circa 4 GW della disponibilità di generazione da fonte fossile.

Contestualmente, la capacità di produzione da fonte idrica è prevista in crescita quasi esclusivamente in Austria e in Svizzera, a differenza della disponibilità da fonte rinnovabile, in particolare fotovoltaica ed eolica che si segnala in forte sviluppo in tutte le aree analizzate, con picchi di crescita rilevanti in Germania e Italia.

Nel comparto nucleare iniziano a manifestarsi gli effetti "post Fukushima", in particolare in Germania, dove sono già stati spenti 8 impianti nel corso dell'anno 2011 per una potenza complessiva di 8 GW, con un'ulteriore riduzione di 1,2 GW nel medio termine. Anche in questo caso, come per la fonte fossile, la Francia si muove in controtendenza, con una crescita della disponibilità da fonte nucleare di circa 1,6 GW periodo 2013-2016.

²⁵ www.entsoe.eu

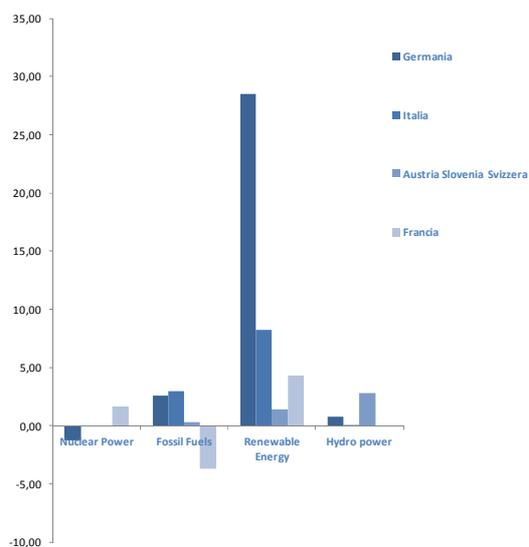


Figura 25 - Incremento di capacità produttiva disponibile in Europa centro – meridionale, 2013 – 2016 (GW) (FONTE: ENTSO-E – System Adequacy Forecast – scenario B)²⁶

Sul lungo termine (Figura 26) non si evidenziano sostanziali modifiche dei trend riscontrati nel periodo 2013-2016, con l’eccezione della fonte tradizionale in Germania dove, pur rilevandosi una riduzione minima di circa 0,5 GW, tale valore è legato alla compensazione fra la riduzione degli impianti a carbone e lignite, e la crescita della generazione da gas. In Francia, invece, non si prevedono ulteriori riduzioni della fonte fossile nel periodo 2016-2020.

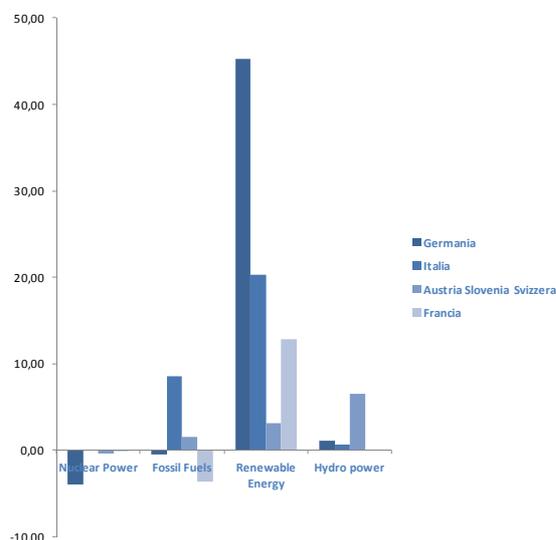


Figura 26 - Incremento di capacità produttiva disponibile in Europa centro – meridionale, 2013 – 2020 (GW), (FONTE: ENTSO-E – System Adequacy Forecast – scenario B)²⁶

Del tutto simili a quelli riscontrati nel medio termine, si mostrano i trend relativi allo sviluppo al 2020 della fonte idrica, dovuti principalmente

²⁶ Dati provvisori.

all’incremento di ulteriori 4 GW in Austria ai quali si aggiunge l’incremento di 1 GW della Germania e dell’Italia rispetto al medio termine. Per quanto riguarda le fonti eoliche e fotovoltaiche (che costituiscono la grande parte della generazione rinnovabile) si conferma la forte crescita in Italia e Germania, ed anche in Francia.

Il settore nucleare, infine, vedrà, fra il 2016 e il 2020, una riduzione di ulteriori 3 GW in Germania e di ulteriori 8 GW nel lunghissimo termine (a fronte di tale forte riduzione, nel lungo termine una crescita molto più modesta è attesa in Francia e Svizzera).

Per quanto riguarda invece l’evoluzione della domanda, si prevede uno sviluppo dei consumi costante e regolare, raggiungendo un incremento fra i 30 (scenario EU2020) e i 45 GW (scenario B) al 2020.

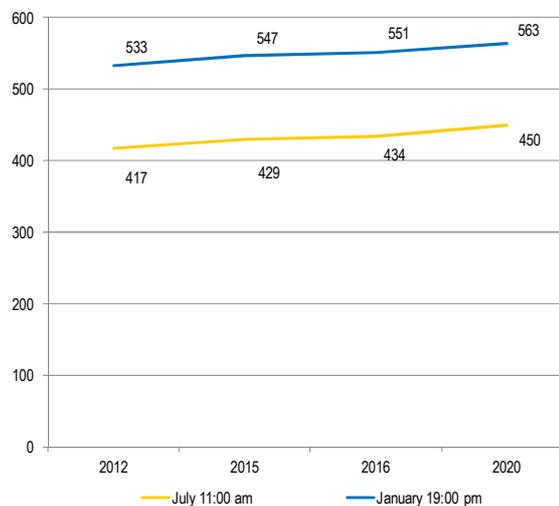


Figura 27 - Previsione Crescita del Carico Europeo perimetro ENTSO-E nello scenario EU2020 [GW] (fonte: ENTSO-E)

2.7 Market Coupling - Processo di integrazione dei mercati

Il processo di integrazione dei mercati a livello europeo ha ricevuto forte impulso con il “Terzo Pacchetto Energia” (Regolamento EC 714/2009). Tale regolamento ha rafforzato le funzioni degli organismi sovranazionali prevedendo l’istituzione di ENTSO-E e dell’ACER (Agenzia per la Cooperazione fra Regolatori nazionali dell’Energia) e la redazione dei codici di rete europei, che contengono regole comuni nelle materie identificate dall’art. 8.6 del Regolamento 714/2009, tra cui la gestione delle congestioni e l’allocazione della capacità di trasporto.

La redazione di un codice di rete europeo ha inizio con la richiesta rivolta ad ACER da parte della Commissione Europea di redigere le Linee Guida su una delle materie definite nel sopracitato regolamento. Completata la stesura

delle Linee Guida, la Commissione Europea invia ad ENTSO-E la richiesta formale di redigere il codice di rete europeo in conformità con le relative Linee Guida. Una volta completato, il codice viene sottoposto a una fase di consultazione con le parti interessate, eventualmente adattato per tener conto delle osservazioni ricevute e inviato ad ACER per la valutazione di conformità rispetto alle Linee Guida. Infine, il codice entra nella fase di comitologia a valle della quale viene approvato da parte della Commissione Europea e diviene vincolante per gli Stati Membri.

Con riferimento al tema dell'integrazione dei mercati, assume particolare rilievo il Codice in materia di allocazione della capacità e gestione delle congestioni (di seguito Codice di rete CACM), attualmente in attesa della valutazione di conformità da parte di ACER.

Il Codice di rete CACM contiene le disposizioni che regolano il mercato del giorno prima e il mercato infragiornaliero, oltre ad altri aspetti correlati che garantiscono l'efficiente operatività di questi mercati, quali il calcolo della capacità di trasporto e la definizione delle zone di mercato. L'obiettivo ultimo della Commissione Europea è la creazione del mercato unico europeo entro il 2014.

Il codice CACM rappresenta il primo passo per l'integrazione dei mercati in linea con i c.d. "target model" definiti a livello europeo per i differenti mercati (Forward, Day Ahead, Intraday, Balancing). Il complessivo disegno di mercato si completerà pertanto quando saranno definiti e adottati anche il codice di rete in materia di mercati Forward (network code on Forward markets) e il codice di rete in materia di Balancing (network code on Balancing) che costituiranno, insieme con gli orientamenti quadro che la Commissione Europea deve adottare sulla Governance, la base di riferimento della regolazione nazionale in materia.

In particolare, con riferimento al mercato del giorno prima, il modello target previsto per l'allocazione della capacità è il Market Coupling, entrato in operatività dal 1 gennaio 2011 in Italia sul confine sloveno.

Al fine di implementare il market coupling sulla frontiera italo-slovena, Terna ha partecipato fin dalla sua costituzione nel 2009 al Gruppo di Lavoro che coinvolge le Power Exchange, i TSO, i gestori di mercato, i Regolatori e i competenti ministeri dei due Paesi. Il quadro normativo di riferimento prevede che GME (PX italiana), BSP (PX slovena), Terna (TSO italiano), Eles (TSO sloveno) e Borzen (Gestore del Mercato Sloveno)

coordinino le loro attività per dare attuazione al market coupling sulla frontiera italo-slovena riflettendo le competenze e le responsabilità che ciascuna parte già riveste in ambito nazionale. In particolare, l'avvio del progetto ha richiesto per Terna la definizione dei seguenti principali accordi:

- *"Master Agreement – with respect to the principles and objectives of Italian - Slovenian Market Coupling project"* tra GME, BSP, Terna, Eles e Borzen che descrive i principali obiettivi e criteri per il funzionamento del modello di market coupling e gli impegni delle parti per l'implementazione dello stesso;
- *"Pentalateral Agreement regarding Italian – Slovenian Market Coupling project"* tra GME, BSP, Terna, Eles e Borzen, che descrive le regole e le procedure per l'attuazione del modello di market coupling e i diritti e gli obblighi delle parti;

Al fine di introdurre il market coupling su tutte le frontiere è necessario adottare le regole comuni specificate nel CACM, che hanno impatto non solo sull'allocazione della capacità transfrontaliera ma anche sull'allocazione della capacità tra le zone interne.

Nell'ambito dell'"Italian border working table" Terna e i TSO confinanti hanno lanciato un progetto comune insieme alle Borse, presentato alle Autorità di regolazione durante l'incontro dell'Implementation Group tenutosi il 25 settembre 2012 con la finalità di favorire il processo di integrazione dei mercati a livello europeo e con particolare riferimento ai confini italiani. Tale progetto, denominato PPC project (pre and post coupling project), mira attraverso un approccio regionale, alla definizione dei processi che precedono e seguono la fase di selezione delle offerte da parte dell'algoritmo di market coupling. Le parti partecipanti al progetto hanno inoltre firmato il 30 novembre 2012 un accordo di cooperazione per la definizione e la pianificazione delle attività oggetto del progetto, la valutazione dell'impatto del progetto, la gestione del quadro regolatorio e contrattuale.

2.8 Strategia Elettrica Nazionale – scenari evoluti del sistema elettrico

Come indicato nel precedente paragrafo 1.1, obiettivo della Strategia Elettrica Nazionale (SEN) è la crescita economica e sostenibile del Paese. Per raggiungere tale obiettivo la SEN individua nel settore energetico l'elemento chiave per la crescita, definendone gli scenari evolutivi al 2020.

Per quanto riguarda il settore elettrico, l'evoluzione degli scenari definiti nella SEN prevedono al 2020²⁷:

- un contenimento dei consumi elettrici grazie ad una forte spinta sull'efficienza energetica;
- un mix produttivo incentrato soprattutto su gas e rinnovabili, dove le rinnovabili saranno la prima componente del mix produttivo con un 36-38% atteso, al pari o superando il gas;
- una minore dipendenza dall'estero, con una riduzione dall'84% al 67% del fabbisogno energetico, grazie ai previsti interventi di efficienza energetica, all'aumento delle rinnovabili, alla maggiore produzione nazionale di idrocarburi e ad una riduzione delle importazioni di elettricità.

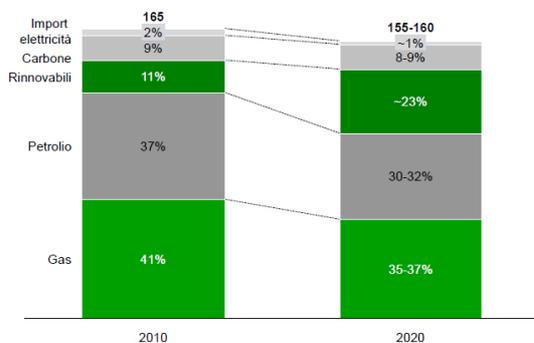


Figura 28 - Evoluzione consumi primari energetici lordi e mix fonti (Mtep, %)

Come mostrato in Figura 28, lo scenario nei prossimi anni è caratterizzato da una riduzione dei consumi primari, rispetto al 2010, del 4%; in particolare, i consumi elettrici presentano un trend di crescita al 2020 quasi piatto. Tale contenimento dei consumi è dovuto principalmente alla forte spinta sull'efficienza energetica per la quale si prevede il superamento degli obiettivi europei di efficienza energetica, pari al 20% dei consumi inerziali con una previsione di risparmi fino al 24%, pari a circa 20 Mtep di energia primaria rispetto ad oggi (vedi Figura 29).

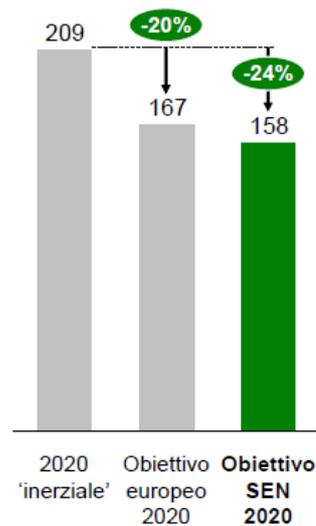


Figura 29 - Efficienza energetica: Consumi primari energetici (Mtep)

Per quanto riguarda il mix produttivo (cfr. Figura 30), si prevedono al 2020 il gas e le rinnovabili sempre più in espansione a scapito del petrolio, mentre il carbone mantiene sostanzialmente la sua quota di copertura sui consumi elettrici.

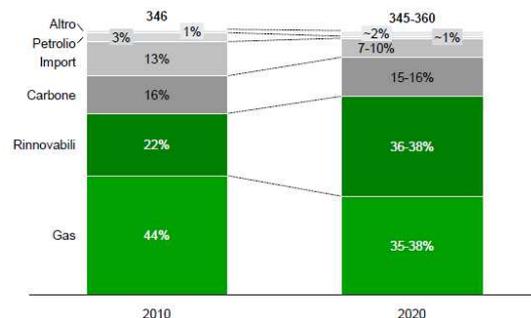


Figura 30 - Evoluzione del mix dei consumi elettrici (TWh, %)

Tra le fonti di energia, le rinnovabili giocano un ruolo fondamentale per raggiungere gli obiettivi della Strategia Energetica Nazionale, per le quali si intende:

- superare gli obiettivi di produzione europei 20-20-20, con un più equilibrato bilanciamento tra le fonti rinnovabili;
- garantire la sostenibilità economica dello sviluppo del settore, con un allineamento dei costi di incentivazione ai livelli europei ed un graduale raggiungimento della grid-parity;
- favorire le tecnologie con maggiore ricaduta sulla filiera economica nazionale;
- raggiungere, per le rinnovabili elettriche, l'integrazione con il mercato e la rete elettrica.

²⁷ Fonte dati: "Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile" – Documento per la consultazione pubblica.

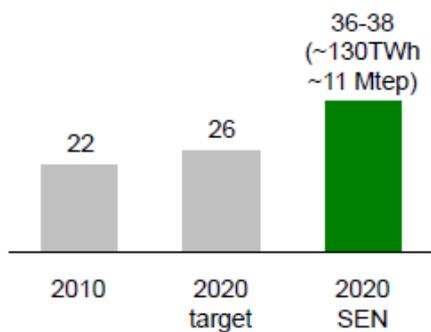


Figura 31 - Rinnovabili: incidenza sui consumi finali lordi % nel settore elettrico

In particolare, per quanto riguarda il settore elettrico, l'obiettivo è quello di sviluppare le rinnovabili fino al 36-38% dei consumi finali al 2020 (cfr. Figura 31), diventando la prima componente del mix di generazione elettrica in Italia, al pari o superando il gas.

Sulla base di un contesto normativo (decreti ministeriali del 5 e 6 luglio 2012, uno per la tecnologia fotovoltaica e l'altro per le altre tecnologie rinnovabili) che da un lato continua a sostenere lo sviluppo delle rinnovabili ma con una crescita graduale e ordinata, e che dall'altro tende a contenere gli oneri per il sistema, la SEN prevede la possibilità di raggiungere valori di produzione di circa 130 TWh/anno o 11 Mtep. Tale previsione si basa sulla piena realizzazione della capacità prevista nei decreti ministeriali del 2012, su un'ipotesi di nuova capacità installata in Grid Parity per il fotovoltaico in media di 1-2 GW/anno, e su un 'effetto sostituzione' per le altre tecnologie rinnovabili.

Per quanto riguarda infine la riduzione della dipendenza dall'estero per la copertura del fabbisogno nazionale, la SEN individua 3 principali obiettivi:

- allineare prezzi e costi dell'elettricità ai valori europei;
- assicurare la piena integrazione europea, sia con nuove infrastrutture sia armonizzando le regole di funzionamento dei mercati;
- garantire l'integrazione della crescente capacità delle fonti rinnovabili non programmabili.

Come mostrato in Figura 32, il mix di generazione elettrica in Italia è principalmente basato su gas e rinnovabili e si differenzia dalla media europea per l'assenza del nucleare e la bassa incidenza del carbone, fonti che presentano costi minori.

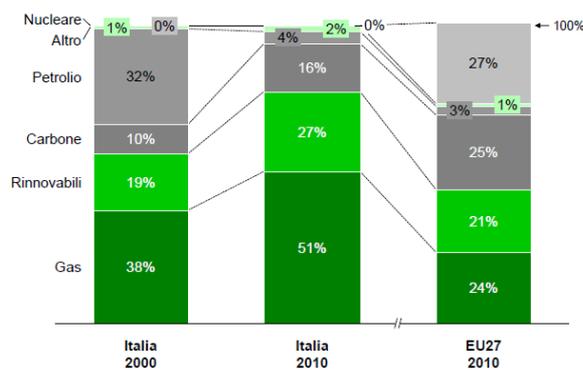


Figura 32 - Mix generazione elettrica lorda per fonte, %

Tuttavia, l'evoluzione delle politiche europee in materia di CO₂ e le politiche energetiche di *nuclear phase out* intraprese o delineate da diversi Paesi Europei (tra i quali Germania e Svizzera) prefigurano un progressivo avvicinamento di molte aree del Centro Europa alla composizione del nostro parco produttivo. Tale tendenza porta da un lato alla convergenza tra i prezzi dell'energia in Italia con quelli europei, e dall'altro alla creazione di un potenziale mercato rilevante di esportazione dell'energia prodotta soprattutto dai cicli combinati italiani verso il Centro Europa, proprio dove si prevede la necessità di costruzione di nuova capacità di generazione o di importazione dell'energia elettrica.

In tale contesto, la SEN individua come azioni prioritarie l'incremento della capacità di interconnessione transfrontaliera, grazie anche alle opere indicate nel Piano di Sviluppo di Terna 2012, che comprende un incremento di capacità pari a 4.000 MW, di cui 1.000 MW lato Balcani e 3.000 MW sulla frontiera settentrionale, a cui si devono aggiungere anche i 2.500 MW legati all'interconnector.

Sempre nella prospettiva di sviluppo delle esportazioni di energia, assume carattere prioritario anche il rafforzamento della rete elettrica nazionale, in particolare tra Nord e Centro-Nord, al fine di ridurre le congestioni tra zone di mercato (incrementando la capacità di trasporto delle stesse di circa 5.000 MW), i poli a produzione limitata ed eliminando i vincoli al pieno sfruttamento della capacità di generazione più efficiente.

Fondamentale è infine gestire l'integrazione della crescente capacità rinnovabile non programmabile, il cui rapido sviluppo ha portato alla necessità di far fronte a 2 principali criticità sulla rete, ovvero l'eccesso di produzione rispetto ai consumi a livello locale o nazionale, soprattutto in condizioni di minimo carico, e la necessità di garantire un'adeguata capacità di riserva per il sistema elettrico. Tali elementi

rendono pertanto necessari adeguati e rapidi interventi, sia nella direzione di regolamentare le prestazioni minime e i servizi che la generazione diffusa da fonte rinnovabile deve poter garantire al sistema al fine di preservarne la sicurezza, sia di dotare già nel breve-medio periodo la rete e il sistema delle infrastrutture e risorse indispensabili per un funzionamento innanzitutto sicuro ma anche efficiente.

Si evidenzia, infine, che è stata effettuata una verifica di coerenza tra gli scenari previsionali della SEN e gli scenari alla base del Piano di Sviluppo 2013, da cui risulta che le proiezioni riguardanti l'evoluzione della produzione (in particolare da fonti rinnovabili), del fabbisogno e degli scambi con l'estero sono sostanzialmente in linea.

Anche per quanto riguarda l'integrazione dei mercati, si condividono gli obiettivi di sviluppo della capacità di interconnessione in un quadro che conferma l'importanza di un efficace accoppiamento dei mercati (market coupling energia ed integrazione dei mercati servizi), per valorizzare appieno tutte le risorse disponibili.

3 Esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano

Nei presenti paragrafi si descrivono le esigenze e le criticità della RTN rilevate mediante studi di rete nell'assetto previsionale. Sono state infatti analizzate, attraverso simulazioni di possibili scenari futuri, le aree in cui, a seguito dell'incremento del fabbisogno stimato e/o della prevista entrata in servizio di nuove centrali autorizzate, potrebbero verificarsi delle criticità per il sistema elettrico per problemi di sicurezza o adeguatezza.

Nel par. 3.7 si fa riferimento alle soluzioni innovative che Terna sta adottando in tema di Smart Transmission Solutions.

3.1 Copertura del fabbisogno nazionale

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

Negli ultimi dieci anni (cfr. par. 2.5) si è assistito a un graduale processo di rinnovamento del parco di produzione italiano. Integrando le informazioni sull'evoluzione del parco produttivo attuale con le previsioni sull'import e confrontando i risultati ottenuti con la stima di crescita del fabbisogno di energia elettrica, si è in grado di valutare l'esistenza o meno di criticità relative alla copertura delle punte di potenza con gli opportuni margini di riserva previsionale.

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

La combinazione di previsioni di domanda, di ipotesi di sviluppo della capacità produttiva e di disponibilità di potenza all'estero porta all'individuazione dello scenario previsto.

Sono stati analizzati, tramite simulazioni basate sul metodo Monte Carlo, in linea con le ipotesi di evoluzione della generazione e della domanda riportate al precedente capitolo 2, due anni orizzonte: 2017 per il medio periodo e 2022 per il lungo periodo.

Nella Figura 33 è riportato l'andamento di tre indici che descrivono il comportamento del sistema al 2017 ed al 2022 in termini di affidabilità in assenza dei previsti interventi di sviluppo della rete.

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

disalimentazioni (LOLP²⁸ e LOLE²⁹) che quelli puramente quantitativi come l'EENS³⁰; un numero di interruzioni elevato o di lunga durata non corrisponde infatti automaticamente ad un valore di energia non fornita rilevante e viceversa un singolo evento critico può portare a disalimentazioni non trascurabili.

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

In Tabella 6 sono riportati i valori limite comunemente adottati per un sistema elettrico avanzato come quello italiano.

Tabella 6 – Valore indici di affidabilità

Indici di affidabilità	Valori di riferimento
EENS (p.u.)	<10 ⁻⁵
LOLE (h/anno)	<10
LOLP (%)	<1

Gli scenari analizzati sono stati caratterizzati da una alta penetrazione di generazione da FRNP, in particolare fotovoltaico.

Come ci si poteva attendere, i risultati delle analisi hanno confermato che il forte incremento della penetrazione rinnovabile da un lato aumenta la possibilità di copertura del fabbisogno ma dall'altro riduce l'affidabilità se non ci si approvvigiona opportunamente di sufficiente riserva per far fronte sia all'incertezza di previsione che alla natura intermittente delle FRNP.

In particolare si evidenzia che si possono prevedere possibili criticità nel medio e nel lungo periodo. In particolare i valori di LOLE sono poco sopra i margini ammissibili per il medio periodo mentre superano sensibilmente i limiti nel lungo periodo. Nello scenario di lungo termine anche l'EENS e il LOLP sono poco fuori dai valori limite.

²⁸ LOLP (Loss of Load Probability): probabilità che il carico non sia alimentato.

²⁹ LOLE (Loss Of Load Expectation): durata attesa, espressa in h/anno, del periodo in cui non si riesce a far fronte alla domanda di energia elettrica.

³⁰ EENS (Expected Energy not Supplied): valore atteso dell'energia non fornita dal sistema di generazione rispetto a quella richiesta dal carico.

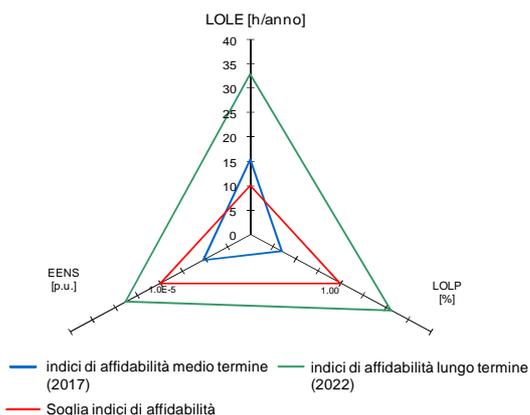


Figura 33 - Indici di affidabilità senza sviluppi di rete

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

3.2 Sezioni critiche per superamento dei limiti di trasporto e rischi di congestione

Una zona della rete rilevante è una porzione della RTN per la quale esistono, ai fini della sicurezza elettrica, limiti fisici di scambio dell'energia con altre zone confinanti. Tali limiti sono individuati tenendo conto che:

- la capacità di trasporto di energia elettrica tra le zone contigue deve risultare limitata nelle situazioni osservate di funzionamento più frequenti, nel rispetto dei criteri di sicurezza previsti per l'esercizio della RTN;
- l'attuazione dei programmi di immissione e prelievo di energia elettrica non deve, in generale, provocare congestioni significative al variare delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica all'interno di ciascuna area geografica, con la corrispondente rete integra e sulla base degli stessi criteri di sicurezza di cui al precedente punto;
- la dislocazione potenziale delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica all'interno di ciascuna zona non devono, in generale, avere significativa influenza sulla capacità di trasporto tra le zone.

Le zone della rete rilevante possono corrispondere ad aree geografiche fisiche, essere delle zone virtuali (ovvero senza un corrispondente fisico), o essere dei poli di produzione limitata; questi ultimi costituiscono anch'essi delle zone virtuali la cui

produzione risulta affetta da vincoli per la gestione in sicurezza del sistema elettrico.

Attualmente la RTN è suddivisa in sei zone e prevede quattro poli di produzione limitata come riportato in Figura 34.

Come già evidenziato nel par. 2.5, la nuova capacità produttiva risulta distribuita prevalentemente nell'area Nord e nel Sud del Paese, ovvero in aree che attualmente sono soggette a congestioni. Di conseguenza, sebbene i flussi commerciali e fisici sulle interconnessioni siano difficilmente prevedibili perché influenzati dalla disponibilità di gruppi di produzione e linee elettriche e dall'andamento dei prezzi del mercato elettrico italiano e dei mercati confinanti, è prevedibile, già nel breve-medio periodo, che in assenza di un opportuno sviluppo della RTN, la presenza di maggiori criticità di esercizio non renderanno possibile il pieno sfruttamento delle risorse produttive.



Figura 34 - Conformazione delle zone e dei poli limitati della rete rilevante

Nella Figura 35 sono illustrate le principali sezioni critiche sulla rete primaria a 380 kV, che si presentano nell'orizzonte di breve-medio periodo.

Rispetto alla attuale suddivisione, l'incremento di potenza disponibile nell'area Nord Ovest del Paese, unitamente all'incremento dell'import, comporta un aggravio delle criticità d'esercizio della rete che interconnette la regione Piemonte con la regione Lombardia. Sono previsti infatti notevoli flussi di potenza in direzione da Nord Ovest a Nord Est che andranno a peggiorare i transiti, già elevati, verso l'area di Milano e il manifestarsi sempre più frequente di congestioni di rete intrazonali che già ora interessano quell'area. Senza opportuni rinforzi di rete è ragionevole ipotizzare il mancato sfruttamento di parte degli impianti di produzione presenti in Piemonte e nella parte Ovest della

Lombardia, rendendo inutilizzabile una buona parte della potenza disponibile per la copertura del fabbisogno nazionale.

Si evidenziano notevoli peggioramenti delle già esistenti difficoltà di esercizio nell'area Nord – Est del Paese, soprattutto in assenza di opportuni sviluppi di rete. In particolare risulta confermata per il futuro la presenza di vincoli di rete in prossimità del confine sloveno.

Sempre nel medio periodo è previsto un aumento dei transiti di potenza sulle sezioni Nord - Centro Nord e Centro Nord - Centro Sud. Tali sezioni attualmente sono caratterizzate da flussi di potenza squilibrati verso la dorsale adriatica a causa della presenza di una consistente produzione termoelettrica sulla dorsale tirrenica determinando condizioni di criticità e congestioni in termini d'esercizio. Al riguardo, si segnala inoltre che i flussi di potenza su tali sezioni possono essere soggetti a variazioni, con transiti elevati sia sulla dorsale adriatica che su quelle tirreniche, o inversioni, in funzione della diversa distribuzione della produzione da fonti rinnovabili non programmabili sul territorio nazionale al variare delle condizioni atmosferiche.

Come già evidenziato nel par. 2.5, lo sviluppo della generazione riguarderà principalmente il Mezzogiorno, con il conseguente aumento dei flussi di potenza dall'area Sud verso il Centro - Sud. Attualmente i flussi di potenza che interessano tale sezione sono funzione della produzione di tutti gli impianti sottesi alla sezione stessa sia rinnovabili che termoelettrici appartenenti ai poli di produzione limitati di Foggia, Brindisi e Rossano. Si rendono perciò necessari opportuni sviluppi di rete per decongestionare il transito tra la zona Sud e Centro Sud.

La presenza di poli di produzione da fonte convenzionale e rinnovabile di ingente capacità in Puglia e in Calabria, contribuirà ad aumentare nel breve – medio periodo le criticità di esercizio della rete sulle sezioni interessate dal trasporto delle potenze verso i centri di carico della Campania. Sono pertanto necessari interventi finalizzati a rinforzare la rete in AAT in uscita dalla Puglia e dalla Calabria.

Particolari criticità sono prevedibili nell'esercizio della rete di trasmissione in Calabria dove, considerate le centrali esistenti di Rossano, Altomonte, Simeri Crichi, Rizziconi e Scandale, unitamente agli impianti da fonti rinnovabili, è necessario rendere possibile la produzione degli impianti esistenti.

Nelle due isole maggiori, considerato anche il forte sviluppo delle FRNP, devono essere previsti importanti rinforzi di rete.

In Sardegna, il forte sviluppo della produzione da fonti rinnovabili (oltre al possibile sviluppo di una futura interconnessione con il Nord – Africa), rendono opportuno valutare possibili soluzioni di potenziamento della rete interna in aggiunta ai rinforzi previsti del collegamento con la rete continentale.

La Sicilia è attualmente interconnessa con il Continente attraverso un unico collegamento a 380 kV in corrente alternata e dispone di un sistema di trasmissione primario costituito essenzialmente da un anello a 220 kV con ridotte potenzialità in termini di capacità di trasporto rispetto al carico previsto nella parte occidentale dell'Isola. Sono pertanto prevedibili sempre maggiori condizionamenti agli operatori nel mercato elettrico, in relazione allo sviluppo della generazione, soprattutto da fonti rinnovabili, previsto in Sicilia e in Calabria. Tali circostanze richiedono consistenti opere di rinforzo della rete nell'Isola e con il Continente, come appunto la realizzazione dell'anello 380 kV dell'isola e il nuovo elettrodotto 380 kV tra le stazioni di Sorgente e Rizziconi.

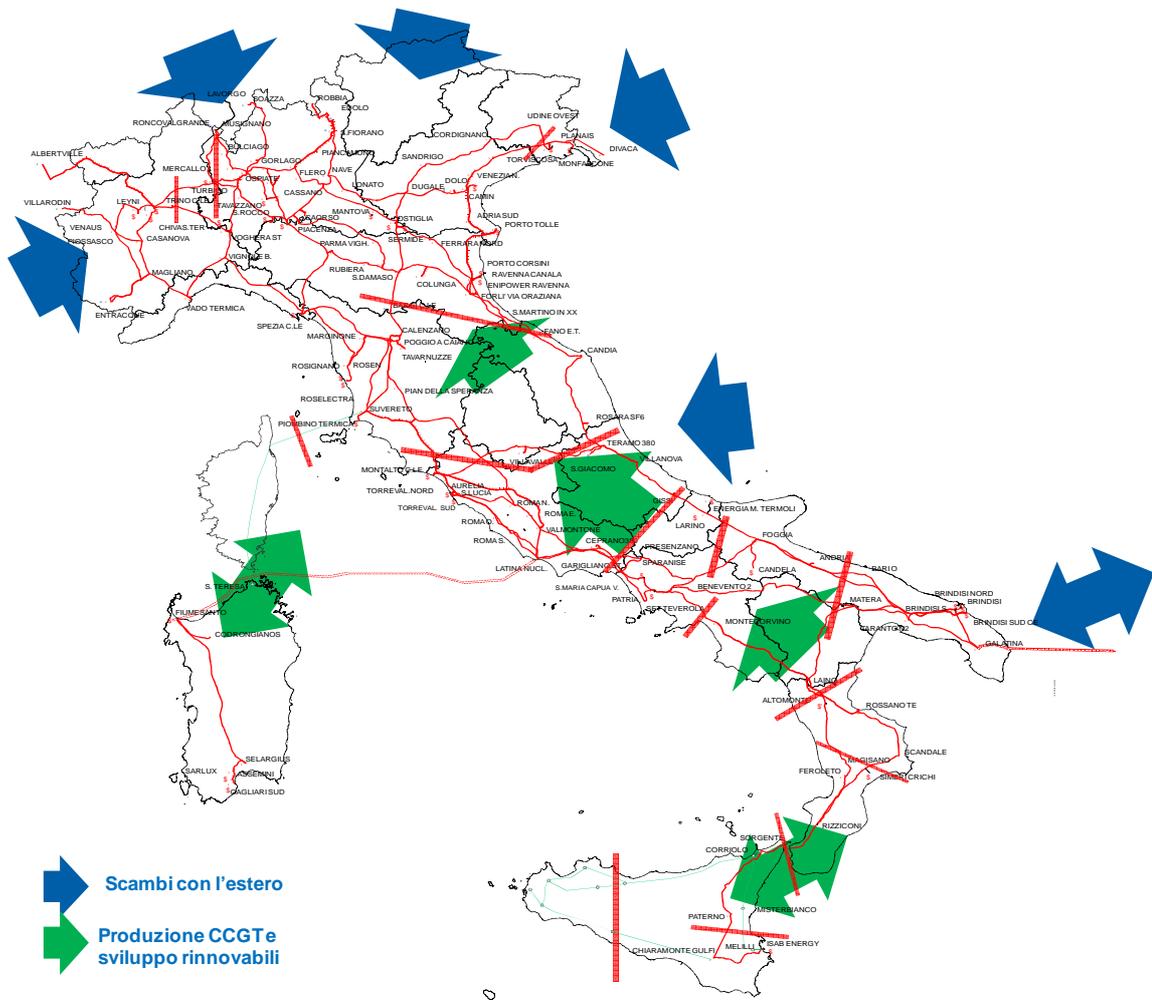


Figura 35 - Sezioni critiche

3.3 Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione

In base 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, ha il compito di sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici degli altri Paesi al fine di garantire la sicurezza e ridurre i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica.

Esistono diversi fattori a giustificazione della spinta verso un maggior livello di integrazione della rete elettrica Italiana con quella degli altri Paesi. I principali vantaggi tecnici che si ottengono sono il potenziamento generale del sistema, un miglioramento dell'esercizio in sicurezza e un'ottimizzazione dell'utilizzo degli impianti. È possibile, inoltre, sfruttare al meglio la capacità produttiva dei grandi impianti già esistenti e dislocati presso le aree di estrazione del combustibile, come avviene ad esempio per le centrali a carbone dell'Europa Centro-Orientale. Tramite il trasporto dell'elettricità, infatti, si rende possibile lo sfruttamento delle risorse energetiche primarie molto distanti dai punti di utilizzo evitando i problemi connessi al trasporto delle stesse su lunga distanza.

Nel processo di liberalizzazione del mercato elettrico europeo gli scambi di energia elettrica rivestono un ruolo importante considerato l'obiettivo comunitario di costruire un mercato integrato dell'energia elettrica in Europa attraverso il raggiungimento di adeguati livelli di interconnessione. Per l'Italia questo assume una rilevanza particolare, considerata la differenza dei costi marginali di produzione fra la stessa Italia e gli altri Paesi Europei.

Dall'esame degli scenari di evoluzione dei sistemi elettrici in Europa e nei Paesi limitrofi emergono i seguenti elementi (in parte già evidenziati nei paragrafi 1.5 e 2.6), per i quali è possibile definire le strategie di sviluppo delle future interconnessioni:

- sulla frontiera Nord-Occidentale (Francia e Svizzera) si prevede un ulteriore incremento della capacità di importazione a fronte di un differenziale di prezzo che, in base agli scenari ipotizzati, tenderà a mantenersi generalmente elevato in particolare con un collegamento in corrente continua tra Savoia e Piemonte;
- nell'area del Sud Est Europa (SEE) si riscontra una capacità produttiva diversificata e competitiva prevista in aumento nel medio-lungo periodo, grazie ai programmi di sviluppo di nuova generazione. Pertanto la regione del SEE può essere vista come un

importante corridoio per l'importazione di energia a prezzi relativamente ridotti consentendo un accesso diretto ai mercati elettrici dell'Europa Sud orientale con riduzione del percorso dei transiti in import.

In relazione a quanto detto, il potenziamento dell'interconnessione con i Balcani rappresenta una opportunità per il sistema Italia in quanto assicura:

- un aumento della competitività nel mercato, oltre che un canale di scambio di energia elettrica disponibile a prezzi sensibilmente inferiori sia nel medio che nel lungo termine;
- un'opzione di diversificazione delle fonti energetiche di approvvigionamento, in alternativa a gas e petrolio, sulla base delle ingenti risorse minerarie e idriche presenti nei Paesi del Sud-Est Europa e grazie alle potenziali sinergie con i sistemi elettrici dei Paesi dell'area;
- l'opportunità di incrementare lo sviluppo e l'import da fonti rinnovabili, di cui l'area balcanica è naturalmente provvista.

Ulteriori benefici per il sistema elettrico nazionale derivanti dall'interconnessione con i sistemi elettrici dell'area SEE sono inoltre associati:

- all'apertura di nuove frontiere energetiche con i Paesi dell'Europa orientale (Turchia, Ucraina, Moldavia, Russia);
- alle prospettive di miglior sfruttamento nel lungo periodo degli asset di trasmissione esistenti (come ad esempio l'interconnessione con la Grecia);
- all'utilizzazione di scambi non sistematici, per ottimizzare il commitment e la gestione dei vincoli di modulazione delle produzioni e per l'opportunità di trading in particolari situazioni (ad esempio notte-giorno, estate-inverno) o spot su evento;
- ai mutui vantaggi in termini di incremento della sicurezza e della stabilità dei sistemi: condivisione della riserva potenza (con conseguente riduzione dei costi di dispacciamento e degli investimenti in risorse di potenza di picco) e minori rischi di separazioni di rete.

Inoltre, un ulteriore fronte per lo sviluppo delle interconnessioni nel medio-lungo termine è quello del Nord Africa (in particolare Tunisia³¹ e Algeria), al

³¹ A seguito dell'accordo tra il Ministro dello Sviluppo Economico italiano e dal Ministro dell'Industria e dell'Energia tunisino siglato a Tunisi il 7 agosto 2008, è prevista la realizzazione in Tunisia di una centrale elettrica

fine di valorizzare il potenziale, in termini di risorse da fonti convenzionali e rinnovabili, derivante dagli scambi con l'area.

Si richiamano, infine, le opportunità derivanti dall'interconnessione con l'isola di Malta³², legate principalmente alle esigenze del sistema elettrico maltese di maggiore adeguatezza e stabilità rispetto alle necessità di medio e lungo periodo ma che offrono anche alcuni vantaggi, tra cui quella di esportazione dalla Sicilia di nuova produzione in particolare da fonti rinnovabili.

3.4 Esigenze di miglioramento della sicurezza locale e della qualità del servizio

Lo sviluppo della RTN è funzionale anche a superare altre problematiche di rete legate essenzialmente alla sicurezza locale e alla qualità del servizio.

Per quanto riguarda la sicurezza locale, i problemi sono legati principalmente alla violazione del criterio N-1 (con aumento del rischio di disalimentazione) o al mancato rispetto dei limiti consentiti per i valori della tensione nei nodi della rete.

Per quanto riguarda la qualità del servizio le esigenze derivano dalla necessità di alimentare la rete AT di subtrasmissione da punti baricentrici rispetto alle aree di carico, riducendo le perdite, migliorando i profili di tensione nei nodi ed evitando il potenziamento di estese porzioni di rete AT, con evidente beneficio economico ed ambientale. Generalmente i problemi legati alla qualità del servizio sono individuabili anche nelle connessioni caratterizzate da alimentazione radiale e/o da schemi di impianto ridotti. Le criticità derivanti da questo tipo di connessioni possono essere di due tipi:

- strutturali, ovvero legate alla tipologia di apparecchiature di cui è dotato l'impianto d'utenza;
- di esercizio, ovvero legate alla modifica topologica della rete prodotta da smagliature o da assetti radiali talvolta necessari per evitare violazioni dei limiti di portata delle

da 1.200 MW, di cui 400 MW destinati al fabbisogno locale e 800 MW all'esportazione. Il 7 aprile 2009 è stata inoltre costituita ELMed Etudes S.A.R.L. società mista di diritto tunisino partecipata paritariamente da Terna e STEG il cui scopo è quello di svolgere in Italia ed in Tunisia le attività preliminari per la costruzione e l'esercizio del collegamento. Nel corso del 2010 si è svolta la fase di pre qualifica per gli operatori di generazione interessati alla gestione del polo produttivo.

³² È in corso l'autorizzazione di una linea privata in corrente alternata a 220 kV per il collegamento del sistema maltese a quello della Sicilia in corrispondenza della stazione di Ragusa.

linee o delle correnti di corto circuito tollerabili dalle apparecchiature.

Di seguito si riportano le aree critiche principalmente dal punto di vista della sicurezza e della qualità del servizio locale.

La rete di subtrasmissione della Liguria, che alimenta la città di Genova, non garantisce in prospettiva un adeguato livello di continuità e affidabilità del servizio, principalmente a causa di insufficiente magliatura e capacità di trasporto.

Nei grandi centri di carico della Lombardia e del Piemonte, la rete attuale non risulta pienamente adeguata agli standard di sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche locali. Le aree particolarmente critiche del Piemonte sono la provincia di Torino, incluso il versante ovest, e l'area compresa tra Asti ed Alessandria, che presenta criticità sulla rete 132 kV legate alla notevole potenza trasportata su lunghe direttrici di portata limitata.

Mentre in Lombardia, oltre alle criticità già presenti nell'area di Milano (in particolare nell'area a Sud di Milano le trasformazioni AAT/AT nelle stazioni esistenti e la rete AT non garantiscono la necessaria riserva per l'alimentazione del carico previsto in aumento), sono emerse esigenze di miglioramento tra Pavia e Piacenza e nell'alta provincia di Sondrio.

Nella zona Nord – Est del Paese (in particolare le province di Treviso, Vicenza, Padova e Venezia) è concreto il rischio di degrado della sicurezza d'esercizio della rete di trasmissione ad altissima tensione, con maggiori criticità nell'alimentazione in sicurezza dei carichi dell'area in caso di fuori servizio di elementi della rete di trasmissione. Inoltre, particolare attenzione va rivolta all'area sud del Friuli - Venezia Giulia, dove si registrano nelle ore di basso carico criticità nella regolazione dei profili di tensione.

Dagli scenari di domanda e generazione si denota che in Emilia - Romagna è presente un eccessivo impegno delle linee AT, in particolare nelle aree di Reggio-Emilia, Modena e Ravenna, e nel contempo, delle esistenti trasformazioni AAT/AT nelle aree di Bologna, Ferrara e Parma.

Nel Nord della Toscana sono presenti severe limitazioni di esercizio. In particolare alcune problematiche si evidenziano nella rete che alimenta l'area metropolitana di Firenze attualmente inadeguata a garantire, in sicurezza, l'alimentazione dei carichi.

Anche la rete nell'area di Livorno presenta un aumento delle criticità di esercizio in termini di copertura in sicurezza del fabbisogno e di continuità del servizio, dovuto alle mutate condizioni di immissione di potenza da impianti convenzionali.

Critiche risultano le aree di carico delle province di Massa, Lucca e Arezzo dove si confermano rischi di sovraccarico delle trasformazioni e delle linee AT esistenti, quest'ultime caratterizzate da un'insufficiente capacità di trasporto. A questo si aggiunge il progressivo degrado dei profili di tensione nelle aree delle province di Firenze e Lucca.

Alcune porzioni della rete che alimenta l'area costiera adriatica nelle regioni Marche e Abruzzo è esercitata, in particolari condizioni, in assetto radiale al fine di evitare rischi di sovraccarico. Problematiche analoghe interessano l'area della provincia di Perugia e la porzione di rete AT tra l'Abruzzo ed il Lazio.

L'area metropolitana e, più in generale, la provincia di Roma è interessata da considerevoli problematiche associate alla limitata portata delle linee e alla carenza di infrastrutture che impongono un esercizio non ottimale della rete (con potenziali rischi di disalimentazione dei carichi) causando ripercussioni sulla qualità del servizio e sulla sicurezza locale.

In Campania i problemi locali sono legati principalmente alla mancanza di punti di alimentazione della rete a 220 e 150 kV in un'ampia area a Est del Vesuvio. Tale area è caratterizzata da una significativa densità di carico. A causa dell'incremento della domanda di energia e dell'invecchiamento della rete, si sono assottigliati i margini di esercizio in sicurezza, con un concreto rischio di disservizi e disalimentazioni di utenza.

In Puglia, la rete di trasmissione è caratterizzata da un alto impegno delle trasformazioni nelle stazioni elettriche. Particolarmente critiche risultano l'area in provincia di Bari, caratterizzata da un carico industriale in aumento, e l'area in provincia di Lecce. Anche l'area di Brindisi è caratterizzata da impianti non più adeguati a gestire in sicurezza la potenza prodotta, con una flessibilità di esercizio conseguentemente limitata.

In Basilicata le criticità di rete sono dovute essenzialmente alla scarsa capacità di trasporto della rete in AT, in particolare in uscita dalla stazione di trasformazione 380/150 kV di Matera. Inoltre si registrano livelli non ottimali di qualità del servizio nell'area di Potenza.

In Calabria sono prevedibili impegni delle linee AT prossimi alla saturazione e problemi di continuità e qualità del servizio nella parte meridionale della regione, attualmente alimentata dalla sola stazione di Rizziconi.

Si registrano, infine, livelli non adeguati della qualità del servizio su alcune porzioni della rete AT in Sicilia,

in particolare quelle che alimentano le aree di Palermo, Catania e Messina.

3.5 Criticità ed esigenze di sviluppo derivanti dalla crescita delle FRNP

La presenza di significative immissioni di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) ha contribuito negli ultimi anni ad un sensibile aumento delle difficoltà di gestione e dei rischi per la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Il presente capitolo presenta l'analisi delle criticità previste in uno scenario evolutivo di breve-medio periodo derivanti dalla crescita rapida e diffusa degli impianti da fonte rinnovabile in linea con le previsioni riportate nel par. 2.5.

Congestioni di rete AT ed AAT

Le congestioni di rete (come illustrato in Figura 36) sono causate dalla presenza su linee o sezioni critiche della rete di vincoli di trasporto che limitano i transiti di potenza e, conseguentemente, non consentono l'immissione sul sistema di parte dell'energia che avrebbe potuto essere prodotta dagli impianti che godono di priorità di dispacciamento e da quelli più competitivi.

Le congestioni risultano particolarmente penalizzanti quando interessano le linee elettriche in AT su cui sono direttamente inseriti esclusivamente impianti da fonte rinnovabile e non consentono, per ragioni di sicurezza di esercizio di tali elementi di rete, l'immissione in rete di quote di energia incentivata che avrebbe potuto essere prodotta a costo pressoché nullo e che resta invece non utilizzata.

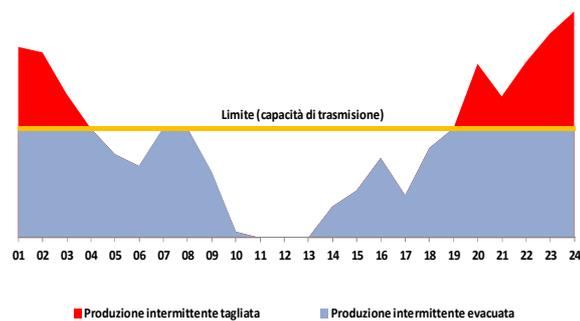


Figura 36 - Effetto delle congestioni sulla rete

In assenza di azioni tempestive tese a garantire uno sviluppo del sistema di trasmissione coordinato a livello sia locale che nazionale con quello della capacità produttiva da FRNP, le attuali congestioni potrebbero aggravarsi già a partire dai prossimi anni nei termini di seguito rappresentati.

- Le criticità attualmente presenti sulle direttrici a 150 kV tra Puglia e Campania, che ancora non consentono il pieno utilizzo della capacità da fonte eolica installata, potrebbero

progressivamente intensificarsi ed estendersi ad altre aree del Paese (come rappresentato in Figura 37), a maggior ragione in caso di ritardi nei procedimenti di autorizzazione. Tali rischi sussistono infatti, anche a causa del rapido sviluppo della produzione fotovoltaica distribuita, su altre porzioni della rete AT scarsamente magliate e con limitata capacità di trasporto in Sicilia, Calabria, Basilicata, Molise, Abruzzo e Lazio dove, nei prossimi anni, si prevede che si aggiungeranno numerosi impianti di produzione a quelli già installati.

- Anche le congestioni a livello di zone di mercato (in particolare tra Sicilia e Continente e tra le zone Sud e Centro-Sud), con conseguenti separazioni di mercato, sono destinate ad intensificarsi in quanto il maggior potenziale di sviluppo delle fonti rinnovabili è presente proprio nel Sud della Penisola e nelle Isole, dove la rete primaria in AAT è meno magliata e dove è minore la domanda di energia. Tali congestioni determineranno, oltre che il rischio di non riuscire ad utilizzare tutta l'energia rinnovabile producibile nei periodi di basso fabbisogno, anche una minore efficienza derivante dall'utilizzazione di impianti di produzione meno competitivi a scapito di quelli più convenienti.

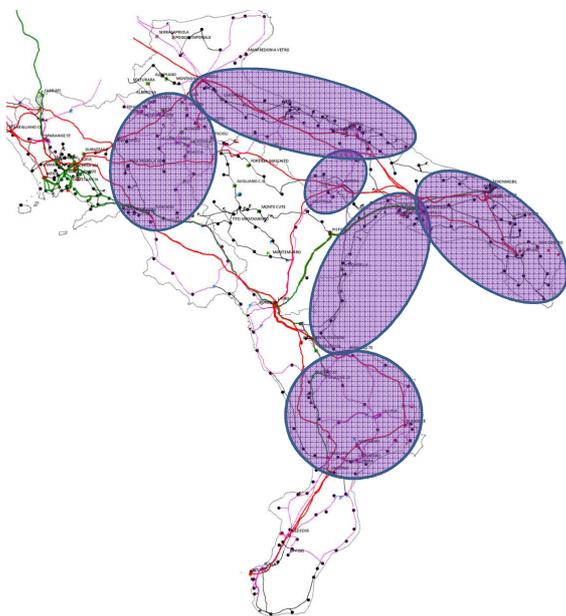


Figura 37 – Direttrici AT critiche per l'evacuazione di energia eolica al Sud

Numerose sono le azioni messe in campo da Terna per superare i problemi di congestione al fine di valorizzare interamente le risorse di cui il sistema dispone. Tali azioni si inseriscono in un vasto programma di attività, in parte già avviate, al fine di incrementare la capacità di trasporto delle reti a livello AT e i limiti di scambio interzonali sul sistema

in AAT, con particolare riferimento all'interconnessione Sicilia-Continente e alla sezione Sud - Centro-Sud.

Per quanto riguarda la rete AT, oltre al *reconductoring* delle linee esistenti con l'utilizzo ove possibile di conduttori ad alta capacità, è stata avviata la realizzazione nelle regioni del Mezzogiorno di numerose nuove "stazioni di raccolta" con stadio di trasformazione 380/150 kV a cui raccordare le reti a 150 kV su cui si inserisce la produzione rinnovabile. In tal modo risulta possibile trasferire la potenza prodotta sul sistema primario a 380 kV che dispone strutturalmente di una capacità di trasporto molto maggiore, consentendo di valorizzare sul mercato ed utilizzare a pieno l'energia da fonte rinnovabile con priorità di disaccoppiamento.

Inoltre, per quanto attiene il superamento dei vincoli sulla rete AAT, benefici sostanziali sono attesi dalla realizzazione di opere strategiche quali il collegamento 380 kV "Sorgente-Rizziconi", gli elettrodotti 380 kV "Foggia-Benevento", "Foggia-Villanova", "Montecorvino-Benevento", "Aliano-Montecorvino" e il rinforzo del collegamento tra Sardegna e Continente con il progetto SACOI 3.

In tal senso è fondamentale che l'autorizzazione delle infrastrutture di rete pianificate sia il più possibile rapida, tenuto conto dello sviluppo atteso già nei prossimi anni della nuova capacità produttiva da fonti rinnovabili affinché questa possa essere utilizzata senza limitazioni.

Riserva e bilanciamento

Per assicurare la sicurezza/adequatezza del sistema elettrico nazionale a fronte dell'incremento della potenza eolica e fotovoltaica installata, caratterizzata da maggiore aleatorietà, risulta necessario approvvigionare maggiori quantitativi di riserva necessaria a garantire l'equilibrio del sistema a fronte di variazioni rispetto ai profili di produzione e carico previsti.

Attualmente la previsione eolica con anticipo di 24 ore può essere effettuata, anche in coerenza con i migliori benchmark internazionali, con un errore medio dell'ordine del 20% dell'immesso mentre per quanto riguarda la produzione fotovoltaica è ragionevolmente raggiungibile un errore medio dell'ordine del 10%.

Se si considera il forte incremento del livello di penetrazione della produzione da FRNP, in particolare della fonte fotovoltaica, previsto nei prossimi anni in linea con gli scenari di breve-medio periodo (cfr. par. 2.5), il bilanciamento del sistema presenta notevoli criticità.

Un primo problema riguarda la necessità di garantire l'equilibrio del sistema nazionale nel suo

complesso, rispetto a produzione, carico e scambi con l'estero, in particolare nelle ore del giorno dei periodi caratterizzati da basso fabbisogno in potenza ed elevata produzione rinnovabile. Come meglio spiegato nel seguito, tale esigenza rischia di non essere sempre soddisfatta, dovendo mantenere in produzione il numero minimo di unità in grado di fornire i necessari servizi di regolazione di rete e pur riducendo al minimo l'importazione di energia dall'estero (qualora non esistano ulteriori contromisure disponibili). Peraltro tale problematica rischia di verificarsi anche a livello zonale, su porzioni del sistema elettrico i cui collegamenti con le aree limitrofe sono soggetti a vincoli di trasporto in corrispondenza delle sezioni critiche.

Una ulteriore difficoltà riguarda l'inseguimento della curva di carico, la cui forma è caratterizzata, da un più basso carico nelle ore di luce e da una rampa serale molto più ripida e più severa rispetto a quella antimeridiana. Al riguardo, nella Figura 38, si riporta il fabbisogno in potenza servito dal sistema di trasmissione di un giorno festivo del 2012 rappresentata dalla curva rossa. Tale curva è ottenuta sottraendo dalla curva blu rappresentativa del fabbisogno Italia complessivo la produzione fotovoltaica MT/BT rappresentativa della quasi totalità della generazione distribuita.

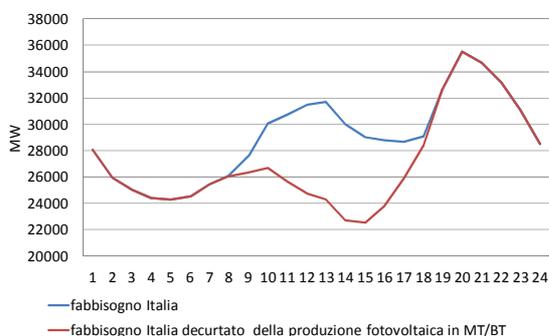


Figura 38 - Fabbisogno a consuntivo giorno festivo 2012

Il bilanciamento del sistema può pertanto essere garantito in tali condizioni solo con movimentazioni di energia su MSD, utilizzazione in accumulo degli impianti di pompaggio e loro rapida inversione in produzione nelle ore di punta serale, assieme al riavviamento delle unità termoelettriche, con il rischio di dover ricorrere anche al distacco parziale di carichi interrompibili.

Tali criticità sono tanto più evidenti in giorni caratterizzati da valori di basso carico in cui i gruppi termoelettrici convenzionali in servizio sono limitati al minimo.

Tali fenomeni si sovrappongono peraltro agli effetti derivanti dalla presentazione sul mercato dell'energia di quote di offerta ancora ridotte rispetto all'effettiva produzione da FRNP, che

devono essere pertanto compensate su MSD. Tale fenomeno, attualmente ancora presente ma che si auspica possa essere superato quanto prima anche attraverso i recenti interventi normativi³³, oggi rischia di determinare una modifica sostanziale degli esiti del Mercato elettrico, che comporta ulteriori movimentazioni di produzione su MSD da impianti tradizionali.

In prospettiva, ove si considerino le stime di medio periodo riguardanti l'ulteriore ingente sviluppo della capacità produttiva da FRNP, le risorse di regolazione effettivamente utilizzabili rischiano di non essere più sufficienti.

Riserva primaria e sicurezza del sistema

Al fine di rispettare gli standard di sicurezza nella gestione del sistema elettrico, questo deve essere esercito con un'adeguata capacità di regolazione primaria rispetto alle esigenze di mantenimento della stabilità della frequenza.

Il Codice di Rete (art. 4.4.2.3) prescrive che gli impianti di generazione debbano rendere disponibile una banda di regolazione primaria non inferiore all'1,5% della potenza efficiente per quanto riguarda il Continente e la Sicilia se collegata al Continente, del 10% in Sardegna e in Sicilia se scollegata dal Continente. Da tale obbligo sono esclusi (art. 1B.5.6.1) gli impianti da FRNP.

L'ulteriore sviluppo di generazione distribuita, a regole attuali, comporterà una riduzione di quote di mercato alla generazione tradizionale, con conseguente riduzione dell'inerzia e della capacità di regolazione del sistema. Alla difficoltà di mantenere stabile la frequenza si aggiunge il rischio di perdita della stessa generazione distribuita in occasione di eventi di rete, con conseguente aggravio dell'evolversi del transitorio verso stati critici di funzionamento.

In tali condizioni, gli attuali meccanismi di regolazione e di difesa potrebbero risultare inefficaci in particolari situazioni di esercizio (ad esempio nel caso di Sicilia e Sardegna, ovvero nel Continente in condizioni di minimo carico).

3.6 Analisi esigenze di regolazione del sistema elettrico

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

³³ Cfr. Delibera 281/12/R/efr.

Le simulazioni sono state condotte con un profilo orario di fabbisogno in configurazione “scenario base” nel medio periodo.

Lo scenario base ipotizza all’anno orizzonte un valore di fabbisogno pari a 333 TWh.

Nello scenario di richiesta di energia appena descritto si è implementato il più ragionevole degli sviluppi di nuova capacità eolica/fotovoltaica, coerente con lo scenario di riferimento adottato da Terna (cfr. par. 2.5) che tiene in conto, tra le informazioni di base, anche la capacità attualmente installata, i target attesi in termini di sviluppo della capacità eolica previsti dal Piano di Azione Nazionale e la riprevisone con il V Conto Energia dello sviluppo del fotovoltaico.

In queste ipotesi si può definire nel medio termine:

- 12 GW da eolico corrispondenti ad una energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 21 TWh (Figura 39);
- 22 GW da fotovoltaico, corrispondenti ad una energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 29 TWh (Figura 40).

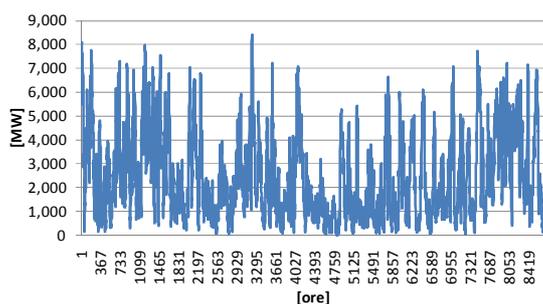


Figura 39 - Profilo annuale generazione eolica totale Italia medio termine

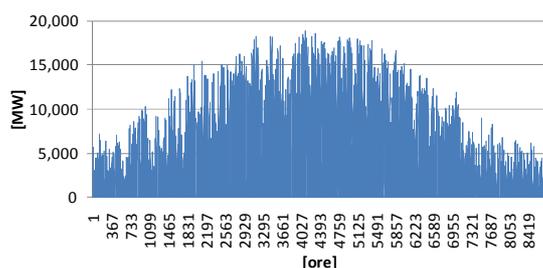


Figura 40 - Profilo annuale generazione fotovoltaico

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

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

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

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

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

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

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

Infine per poter verificare la corretta interpretazione dei vincoli, in particolare per quelli legati agli impianti termoelettrici minimi da tenere in servizio per garantire la sicurezza del sistema, sono state fatte alcune tarature del modello esportando alcuni snapshot dell’analisi deterministica e verificandoli mediante dettagliati calcoli di rete.

Caso 1

In particolare, nel primo set di simulazioni le offerte sulle frontiere per la valutazione degli scambi attesi sono state ipotizzate fortemente competitive in

modo da sfruttare al massimo la capacità di import su tutte le frontiere (settentrionali, montenegrina e greca).

In questo scenario, a fronte di un import significativo pari a circa 86 TWh, si ha un OG di circa 3 TWh la cui curva di durata è rappresentata in Figura 41.

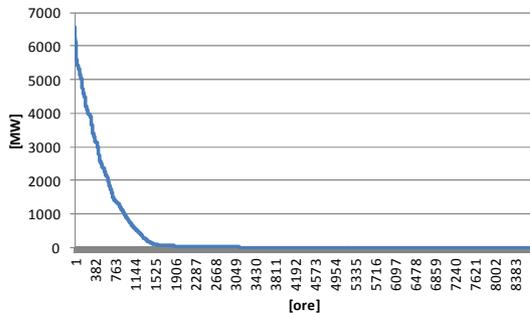


Figura 41 - Curva di durata OG (Caso 1)

Come si evidenzia in Figura 42 e Figura 43 i giorni in cui si rilevano OG più elevate sono i giorni festivi, in particolare nei mesi da maggio a settembre in corrispondenza di periodi di basso fabbisogno e alta produzione rinnovabile soprattutto fotovoltaica. In Figura 42 e Figura 43 è rappresentata l'incidenza dell'OG percentualmente e per classi di entità essendo rappresentato non solo il numero di ore in cui si è verificata l'OG ma anche l'entità della stessa.

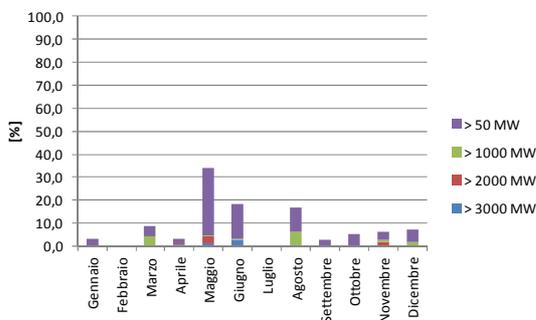


Figura 42 - Incidenza ore con overgeneration per classe (Giorni feriali) (Caso 1)

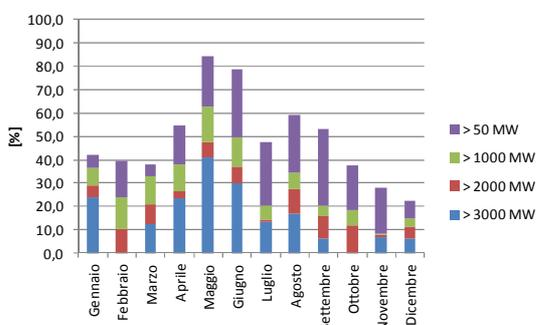


Figura 43 - Incidenza ore con overgeneration per classe (Giorni festivi) (Caso 1)

Caso 1.1

Asservendo completamente i sistemi di pompaggio esistenti alla minimizzazione dell'OG, si riesce a ridurre tale valore da circa 3 fino a circa 1,7 TWh.

Caso 2

In un successivo set di simulazioni le curve di offerta sulle frontiere sono state modellate sulla base delle migliori stime ottenute dall'analisi della struttura dell'offerta estera, simulando gli effetti derivanti dall'accoppiamento dei mercati dell'energia. In questo caso il funzionamento del sistema è caratterizzato da una maggiore sensibilità dell'import ai differenziali di prezzo che si formano a cavallo della frontiera. In tale ipotesi è stato ottenuto un import di circa 70 TWh ed un'overgeneration di circa 1,5 TWh.

Questo risultato evidenzia come già un'accoppiamento dei mercati dell'energia giovi al sistema in termini di riduzione dell'OG.

Caso 2.1

Asservendo i sistemi di pompaggio alla minimizzazione dell'OG, si riesce a ridurre tale valore fino a circa 750 GWh.

Caso 3

Successivamente si è provveduto a simulare l'effetto di un sistema integrato dei mercati esteso anche al mercato dei servizi ed in particolare del bilanciamento in tempo reale sulle sole frontiere settentrionali. In tale contesto, gli scambi sulle frontiere settentrionali, anziché essere vincolati ai valori programmati sui precedenti mercati dell'energia (MGP, MI) possono essere modificati su MB mediante il ricorso alla modulazione degli scambi con l'estero ai fini del bilanciamento. In tale ipotesi l'OG si riduce a circa 450 GWh.

Caso 3.1

Asservendo i sistemi di pompaggio alla minimizzazione dell'OG, si riesce a ridurre tale valore fino a circa 350 GWh.

Nelle successive figure (Figura 44, Figura 45 e Figura 46) è rappresentata la curva di durata dell'OG, l'incidenza dell'OG, percentualmente e per classi di entità.

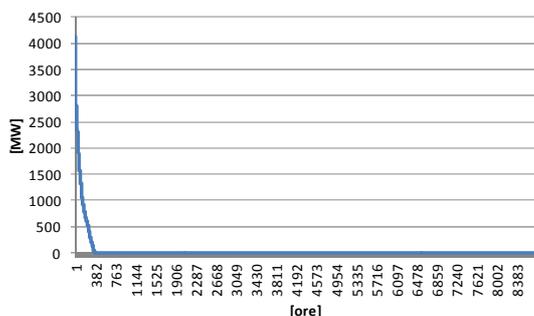


Figura 44 - Curva di durata OG (Caso 3.1)

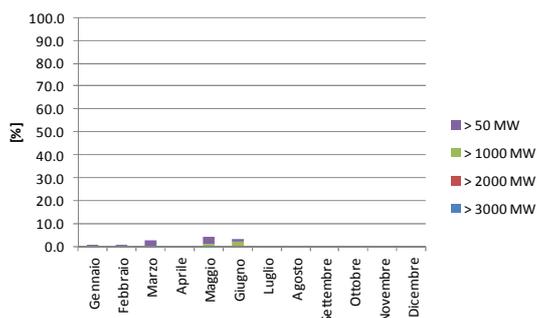


Figura 45 - Incidenza ore con overgeneration per classe (Giorni feriali) (Caso 3.1)

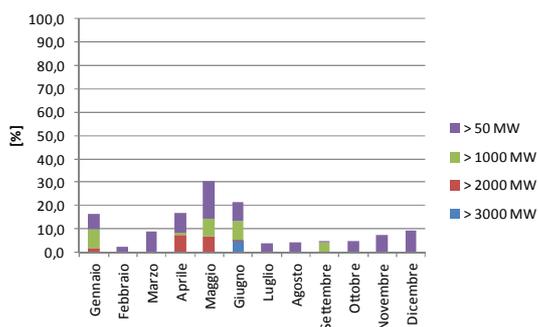


Figura 46 - Incidenza ore con overgeneration per classe (Giorni festivi) (Caso 3.1)

In attesa dell'attuazione dei meccanismi di accoppiamento dei mercati, e comunque in maniera complementare nell'orizzonte di medio-lungo periodo per risolvere completamente i problemi di OG, è necessario ricorrere anche ad azioni di modulazione della produzione da FRNP, da applicare in accordo alle disposizioni del Codice di Rete. Come soluzione di lungo periodo per massimizzare la produzione da FRNP è possibile considerare anche la realizzazione di ulteriori impianti di accumulo zonale da pompaggio.

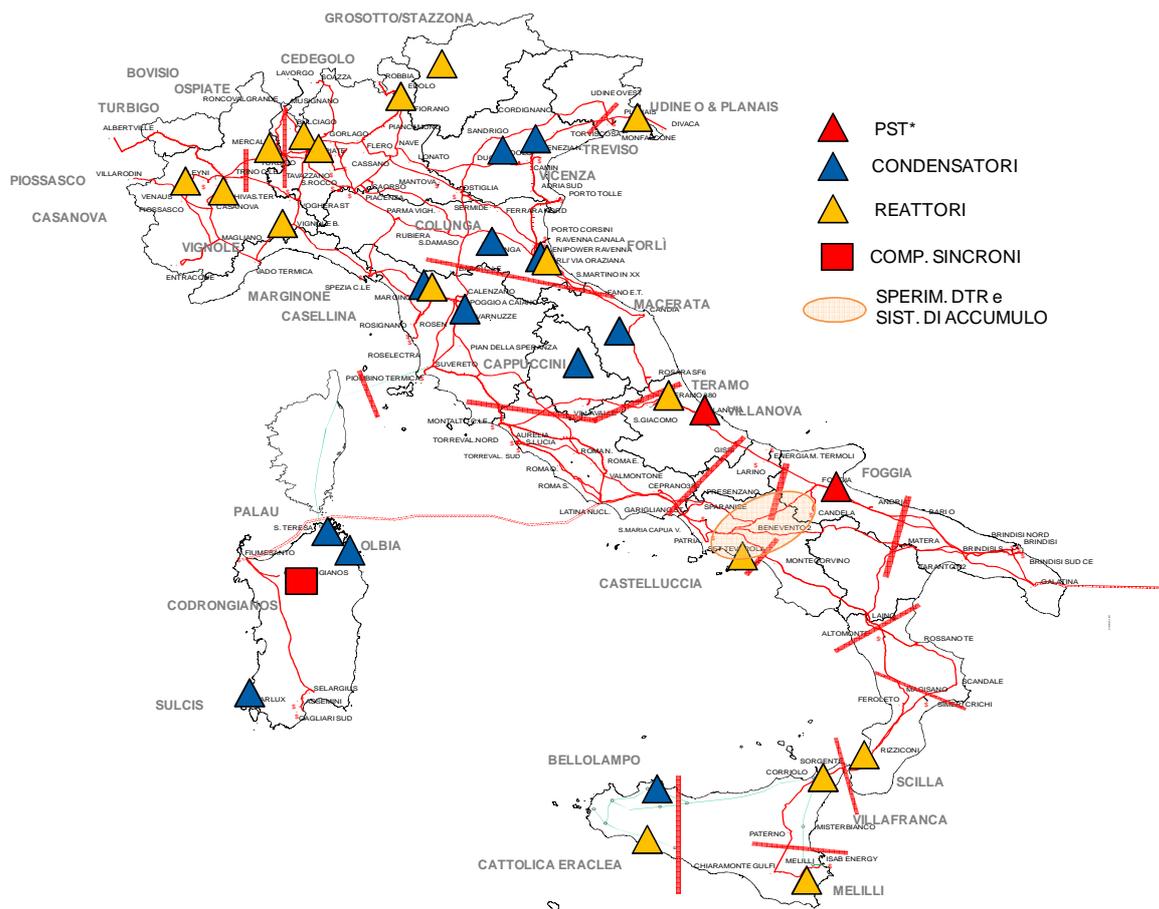
3.7 Smart Transmission Solutions

Una delle principali esigenze del Piano di Sviluppo è quella di rendere la rete di trasmissione dinamica, in grado di evolvere rapidamente ed in maniera efficace rispetto a scenari che mutano repentinamente e che sono difficilmente prevedibili ex-ante.

Con lo scopo di realizzare una rete di trasmissione flessibile che, nelle diverse condizioni di esercizio, risponda prontamente alle esigenze di sicurezza, affidabilità ed efficienza del sistema elettrico, favorendo il più possibile l'integrazione della crescente produzione da fonte rinnovabile anche non direttamente connessa alla RTN, Terna ha pianificato alcuni interventi attualmente in corso di realizzazione e definito nuove soluzioni da implementare (cfr. Figura 47), che consentono:

- il controllo flussi di potenza sulla rete AT/AAT tramite l'installazione di Phase Shifting Transformers;
- il miglioramento della stabilità e della sicurezza di esercizio del sistema attraverso l'installazione di compensatori sincroni;
- la corretta gestione dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva sulla rete e conseguente riduzione oneri MSD attraverso l'installazione di reattori e condensatori (cfr. par.3.7.1);
- di massimizzare la capacità di trasporto delle linee esistenti (con l'utilizzo di conduttori ad alta capacità) anche in funzione della temperatura di esercizio (*Dynamic Thermal Rating- DTR*);
- di massimizzare lo sfruttamento delle risorse da FER e migliorare la regolazione del sistema AAT/AT tramite la sperimentazione di sistemi di accumulo diffuso (cfr. par 3.7.2);
- di migliorare la previsione ed il controllo della generazione distribuita tramite logiche smart.

Tali soluzioni sono caratterizzate in generale da un ridotto impatto ambientale (in quanto permettono di massimizzare l'utilizzo di asset esistenti) e da tempi e costi di implementazione tipicamente inferiori a quelli necessari per la realizzazione di nuove infrastrutture di rete (linee e stazioni in alta tensione).



* I PST di Foggia e Villanova sono entrati in esercizio rispettivamente a luglio e novembre 2012

Figura 47 - Smart Transmission Solutions

Sempre nell'ambito delle soluzioni innovative, si segnalano le seguenti iniziative previste:

- *applicazioni Dynamic Thermal Rating*: progetti di sistemi innovativi per la determinazione dinamica della capacità di trasporto degli elementi di rete, in funzione delle reali condizioni ambientali e di esercizio. La sperimentazione in corso di conclusione consentirà di definire tipologie e standard di applicazione del metodo ai fini di una progressiva implementazione e diffusione sugli elementi di rete 132-150 kV e successivamente 380 kV che ne possano beneficiare maggiormente, a partire dall'area Sud, Sicilia, Centro e Centro-Nord;
- *partecipazione al progetto GREEN-ME³⁴ (Grid integration of Renewable Energy sources in the North - Mediterranean)*: progetto presentato alla Commissione Europea nell'ambito del Connecting Europe Facility (CEF) dai TSO e DSO di Italia e Francia e relativo allo sviluppo di sistemi funzionali all'integrazione della generazione distribuita attraverso:

- strumenti avanzati di previsione della generazione e dei profili di scambio con la rete AT
- impiego di sistemi finalizzati a garantire i profili di scambio programmati
- evoluzione degli strumenti di monitoraggio e controllo della generazione distribuita

in un'area che si estende tra il sud della Francia e le Regioni del nord Italia.

- *miglioramento dell'identificazione e controllo della rete con sistemi digitali*: sfruttando le potenzialità delle apparecchiature digitali per fornire direttamente misure per l'analisi e il monitoraggio della qualità del servizio ed in generale analisi fuori linea per l'ottimizzazione del funzionamento del sistema;
- *monitoring reti*: il crescente impatto delle fonti rinnovabili anche sulle reti di distribuzione comporta la necessità di disporre di un set di dati e di modellazione per una visione di maggior dettaglio del carico/generazione sui

³⁴ Il progetto è condizionato all'eventuale finanziamento delle attività previsto dalla Commissione Europea.

sistemi di distribuzione interoperanti con la RTN;

- *adeguamento e innovazione sistemi di sicurezza controllo, protezione e manovra*: su reti di subtrasmissione (in particolare reti di distribuzione acquisite in RTN).

3.7.1 Piano di rifasamento e soluzioni innovative per la sicurezza e la qualità del servizio

Piano di rifasamento della rete

La corretta gestione del sistema elettrico nel suo complesso impone che, rispetto al fabbisogno previsto, oltre 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 (par. 1.1.3, Allegato 2 del PdS 2013), la copertura dei margini di reattivo potrebbe non essere sufficientemente garantita dai soli generatori in servizio (attuali o futuri). Tale evenienza può dipendere da svariate cause, tra cui le principali sono correlate al verificarsi dei seguenti fenomeni:

- importazioni di potenza attiva senza per contro importazioni di potenza reattiva³⁵;
- transiti di potenza che si instaurano sulle linee a 380 – 220 kV della rete di trasmissione e che determinano, nel loro complesso, un comportamento della stessa come un ulteriore carico aggiuntivo di tipo induttivo o capacitivo, secondo le zone e le situazioni;
- limiti di produzione/assorbimento massimo di reattivo da parte dei principali generatori connessi alla rete AAT.

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 a livello di pianificazione, si rende necessario verificare se, nelle due situazioni estreme in cui si può venire a trovare il sistema - e cioè di massima e di minima richiesta nazionale - sussistano sufficienti margini di generazione/assorbimento di potenza reattiva. Tale verifica viene condotta con riferimento allo scenario di breve periodo (3 anni), in quanto:

- in tale contesto risulta possibile individuare con sufficiente confidenza la struttura del

³⁵ È infatti noto che il transito di potenza reattiva sui collegamenti transfrontalieri deve essere, per quanto possibile, ridotto al minimo. Ciò al fine del rispetto delle regole ENTSO-E ed anche per massimizzare la possibilità di importazione.

sistema di produzione e trasmissione di riferimento;

- per l'installazione degli eventuali condensatori/reattori che si rendono necessari, sono richiesti tempi medi contenuti.

Installazione di condensatori

Con l'aumento previsto del carico (caratterizzato negli ultimi tempi anche da "fattori di potenza" mediamente più bassi, dovuti alla sempre maggiore diffusione degli impianti di condizionamento dell'aria) soprattutto in corrispondenza della stagione estiva, e gli attesi aumenti dei livelli di importazione, si rende necessario adeguare i corrispondenti livelli di rifasamento della RTN.

Le nuove installazioni necessarie nel breve – medio termine³⁶ corrispondono a un totale di circa 650 MVar.

Il piano ottimale di installazione dei nuovi condensatori che prevede l'inserimento della nuova potenza reattiva sulle sezioni a 132 – 150 kV (batterie da 54 MVar l'una) di stazioni AAT/AT, interesserà le stazioni di seguito specificate:

- *stazioni esistenti*: Forlì (FC), Colunga (BO), Marginone (LU), Casellina (FI), Cappuccini (PG), Bellolampo (PA), Olbia³⁷ (OT) e Palau (OT), Sulcis (CA)³⁸;
- *stazioni previsionali*: nuova stazione nell'area industriale di Vicenza³⁹, nuova stazione in provincia di Macerata⁴⁰, nuova stazione di Treviso⁴¹.

Le analisi di rete hanno evidenziato potenziali bassi livelli di tensione sull'anello 132 kV compreso tra le stazioni 380/132 – 150 kV di Rosara e Villanova; il profilo di tensione nell'area indicata potrebbe essere migliorato attraverso l'installazione di opportune batterie di condensatori in prossimità delle stazioni 132 kV di Marino D.T. e Teramo CP. Tali problematiche saranno risolte attraverso gli interventi di rete previsti nella S.E. 380 kV di Teramo⁴².

³⁶ Alcune batterie potranno essere installate solo in un secondo tempo, in quanto previste in stazioni future attualmente nel piano di lungo periodo.

³⁷ Le stazioni di Olbia e Palau sono Cabine Primarie.

³⁸ La batteria di condensatori, di taglia 80-120 MVar, sarà installata sulla sez. 220 kV.

³⁹ Si tratta della stazione inserita nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, con il nome di "Stazione a 380 kV di Montecchio (VI)".

⁴⁰ Si tratta della stazione inserita nella Delibera CIPE n. 121 del 21.12.2001, con il nome di "Stazione a 380 kV di Abbadia (MC)".

⁴¹ Previsti due banchi da 54 MVar.

⁴² Riassetto rete Teramo/Pescara.

Per quanto concerne la tempistica, sono considerate urgenti le installazioni su stazioni esistenti, mentre per quelle su stazioni future, dovranno essere ovviamente coordinate con i tempi di costruzione delle stesse.

La distribuzione geografica delle nuove risorse necessarie sul sistema AT riflette direttamente lo scenario previsto nel breve – medio periodo. Infatti le nuove installazioni riguardano:

- nodi dell'area Nord e Centro – Nord con elevata densità di carico;
- porzioni di rete, nell'Italia centrale e centro – meridionale, distanti sia dai poli di produzione dell'area Nord che da quelli del Sud e con scarsa disponibilità di risorse funzionali alla regolazione anche sulla rete AT;
- altre aree del Paese caratterizzate invece da carenza (attesa almeno per i prossimi 5 – 6 anni) di risorse di generazione rispetto al fabbisogno di potenza reattiva localmente richiesto.

L'installazione della nuova potenza capacitiva sulla RTN apporterà i seguenti principali benefici:

- garantirà un sufficiente margine di riserva sulla generazione di potenza reattiva, necessaria a coprire l'aumento del fabbisogno futuro in potenza reattiva di tipo induttivo;
- garantirà migliori margini di tensione sui morsetti MT dei generatori al fine di prevenire possibili fenomeni di instabilità dovuti alla perdita di elementi di primaria importanza per la sicurezza del sistema elettrico nazionale (es. generatori di grossa taglia e/o elettrodotti fortemente impegnati);
- consentirà di ridurre mediamente le perdite in potenza alla punta sulla RTN.

Si evidenzia infine che sono state comunque effettuate analisi di sensibilità allo scopo di valutare se e come le realizzazioni, previste in un orizzonte di più lungo periodo, di futuri impianti di generazione autorizzati e/o di rinforzi di rete a 380 kV, potessero influenzare i risultati ottenuti. A conclusione di tali analisi si è riscontrata ancora la sostanziale validità del presente piano di rifasamento, con la conferma dei benefici complessivi dello stesso.

Installazione di reattanze di compensazione

La necessità di provvedere all'installazione di nuova potenza reattiva di tipo induttivo (reattori) è una problematica che si è affacciata solo di recente nella gestione del sistema AAT, anche a seguito dei problemi di sicurezza del sistema elettrico che si sono evidenziati nel corso degli ultimi anni.

Infatti nelle ore di bassissima richiesta⁴³ di energia elettrica le tensioni sulla rete AAT tendono a raggiungere valori pericolosi a causa dello scarso impegno delle linee. In tali occasioni dell'anno è necessario provvedere, con opportune manovre di esercizio, al contenimento degli effetti derivanti sulla rete. Tali azioni, che prevedono l'apertura di alcune linee e la riduzione del normale livello di magliatura della rete, comportano tuttavia una diminuzione dei margini di stabilità e affidabilità del sistema elettrico, oltre ad un aggravio dei costi relativi all'approvvigionamento di risorse sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

Come risposta alle problematiche di esercizio esposte, sono previsti opportuni interventi nel Piano di Sviluppo della RTN, per consentire, anche in ore vuote, un esercizio maggiormente magliato della rete in AAT.

In particolare, è in programma l'installazione di nuovi banchi di reattanze trasversali direttamente sulle sezioni AAT degli impianti seguenti:

- 855 MVAR (n.3 da 285 MVAR) nelle stazioni 380 kV del Piemonte (Casanova, Vignole e Piossasco);
- 570 MVAR (n.2 da 285 MVAR) nelle stazioni 380 kV della Lombardia (Bovisio e Turbigo⁴⁴);
- 285 MVAR nella sezione 380 kV di Forlì (FC);
- 285 MVAR nella stazione 380 kV di Teramo (TE).

In relazione agli interventi di razionalizzazione previsti nella Valtellina è prevista l'installazione delle seguenti reattanze shunt:

- 100 MVAR nella sezione 220 kV di Cedegolo (BS);
- 50 MVAR nella sezione 132 kV di Stazzona (SO).

Unitamente alla realizzazione del potenziamento del collegamento 380 kV Sorgente – Rizziconi, è prevista l'installazione di opportune reattanze di compensazione composte da singoli moduli monofase da 95 MVAR:

- 570 MVAR (n.2 da 285 MVAR) nella stazione 380 kV di Scilla (RC);
- 570 MVAR (n.2 da 285 MVAR) nella stazione 380 kV di Villafranca (ME).

⁴³ In alcune giornate festive il fabbisogno nazionale notturno può scendere anche al disotto del 40% rispetto alla punta massima.

⁴⁴ L'installazione della compensazione nella stazione di Turbigo risulta meno prioritaria in quanto il fabbisogno di reattivo dell'area viene parzialmente soddisfatto dalla reattanza nella stazione di Bovisio.

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 sensibilità effettuate 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.

Si evidenzia inoltre che è stata prevista l'installazione di unità di compensazione sincrona a Codrongianos per una potenza complessiva di circa 500 MVA per migliorare la sicurezza nella rete sarda. Tali dispositivi, oltre a migliorare il livello delle potenze di corto circuito, hanno un effetto positivo sul controllo del livello di tensione dei nodi.

Recenti eventi di esercizio caratterizzati da elevati livelli di tensione, localizzati principalmente nell'area di Napoli, hanno evidenziato la necessità di analizzare le esigenze di dispositivi per la compensazione del reattivo anche su un orizzonte temporale di breve-medio periodo.

In tal senso è stata svolta un'analisi tecnica che, oltre a confermare la necessità di installazione di tutti i reattori attualmente previsti dal piano di rifasamento, delinea una lista di priorità di installazione di nuovi reattori sulla rete di trasmissione, suddivisi per livello di tensione (380 kV e 220 kV) ed individua ulteriori esigenze di compensazione.

In particolare, l'analisi tiene conto dei mutati scenari di generazione rinnovabile, di carico e mercato ed ha ricostruito il livello di criticità dei nodi presso i quali è stata prevista l'installazione di un reattore.

La variabilità di alcuni parametri presi in considerazione, il loro livello di accuratezza e la presenza di nodi con livello di criticità paragonabile ha portato ad individuare delle "classi" di priorità, per le quali è stata ravvisata la stessa urgenza di installazione di un reattore.

Sono di seguito elencati gli indicatori presi in esame al fine di individuare la priorità a livello nazionale.

- Numero di ore in cui vi sono stati superamenti delle soglie di tensione (415 e 420 kV per i nodi 380 kV, 235 e 240 kV per i nodi 220 kV) nel 2012.
- Numero di nodi allo stesso livello di tensione a cui la stazione in esame è direttamente connessa in modo da valutare il beneficio anche su nodi limitrofi.

- Volumi di energia movimentati da Terna sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) per regolare le tensioni nei nodi considerati. L'indicatore tiene conto dei volumi consuntivati per il cluster di impianti di riferimento: maggiore è il valore dei volumi, maggiore è l'entità del beneficio ottenuto dal reattore.
- Eventuale appartenenza della stazione in esame ad una delle direttrici di riaccensione/rialimentazione previste nel Piano di riaccensione. A parità di altri indicatori ciò costituisce elemento preferenziale.
- Percentuale di potenza fotovoltaica installata, rispetto al totale nazionale, per la regione di riferimento. Tale valore è stato normalizzato rispetto al valore del carico per la regione di riferimento. Maggiore è la potenza normalizzata rispetto al carico più elevata è la probabilità di scaricare la rete 380-220 kV dell'area di riferimento con ripercussioni sulle tensioni.

In Tabella 7 è riportato l'elenco dei reattori identificati in ordine di priorità di installazione: (1) massima priorità, (2) priorità elevata, (3) priorità media, (4) priorità bassa.

In particolare, oltre ai reattori identificati dal piano di rifasamento, sono stati identificati nuovi banchi di reattanze trasversali da installare direttamente sulle sezioni AAT degli impianti seguenti:

- 285 MVar nella stazione 380 kV di Marginone (LU);
- 570 MVar (n.2 da 285 MVar) nelle stazioni del Friuli (Planais ed Udine Ovest)
- 180 MVar nella stazione 220 kV di Castelluccia (NA);
- 180 MVar nella stazione 220 kV di Cattolica Eraclea (AG);
- 180 MVar nella sezione 220 kV di Ospiate (MI);
- 285 MVar nella sezione 380 kV di Melilli (CT).

Tabella 7 - Elenco priorità installazione reattori

Reattore	Livello di Tensione	Scala di priorità
Castelluccia	220 kV	 1
Marginone	380 kV	 1
Piosasco	380 kV	 1
Bovisio	380 kV	 1
Vignole	380 kV	 2

Reattore	Livello di Tensione	Scala di priorità
Cattolica Eraclea	220 kV	2
Cedegolo	220 kV	2
Stazzona	132 kV	2
Planais	380 kV	2
Udine Ovest	380 kV	2
Ospiate	220 kV	2
Forlì	380 kV	3
Teramo	380 kV	3
Melilli	380 kV	4
Casanova	380 kV	4
Turbigo	380 kV	4

A tale riguardo, a seguito della deliberazione dell'AEEG 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.

Le esigenze di nuovi sistemi di accumulo saranno, pertanto, individuate a conclusione di tale sperimentazione.

3.7.2 Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo

Lo sviluppo rapido e imponente delle FRNP previsto nei prossimi anni richiede l'adozione di nuove soluzioni di adeguamento e sviluppo del sistema finalizzate a ridurre in maniera il più possibile efficace e tempestiva l'incidenza delle criticità ad esso correlate e a raggiungere l'obiettivo di promozione dell'uso efficiente dell'energia da fonti rinnovabili sancito dalle recenti direttive europee.

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.

In particolare è previsto che il Piano di Sviluppo della RTN possa includere 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. Il medesimo provvedimento ha specificato anche che la realizzazione e la gestione degli impianti di produzione idroelettrica da pompaggio inclusi nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale sono affidate mediante procedure competitive, trasparenti e non discriminatorie.

4 Nuove infrastrutture di rete per la produzione da FRNP

Recependo la direttiva 2009/28/CE, il Piano di Azione Nazionale (PAN) redatto dal MISE prevede che nel Piano di Sviluppo Nazionale si includa un'apposita sezione volta a definire gli interventi preventivi necessari per il pieno utilizzo dell'energia proveniente dalla produzione di impianti da fonti rinnovabili⁴⁵.

Tale necessità deriva dagli obiettivi fissati dal PAN (Tabella 8) con la finalità di integrare pienamente nel sistema elettrico la consistente crescita di generazione da fonti rinnovabili che si prevede di installare prevalentemente nell'Italia meridionale ed insulare⁴⁶.

Tabella 8 – Target minimi all'anno 2020 del Piano di Azione Nazionale

Fonte energetica	2020	
	GW	TWh
Idroelettrica	17,8	42,0
Geotermica	0,9	6,7
Solare	8,6	11,4
Ondoso	<0,1	<0,1
Eolica	12,7	20,0
Biomasse	3,8	18,8
Totale	43,8	98,9

Per quanto concerne i target attesi da fonte fotovoltaica, il target PAN prevede al 2020 8,6 GW; nel medio periodo si prevede che la capacità installata da fonte fotovoltaica (già attualmente vicina ai 17 GW) possa raggiungere circa 21 GW, raggiungendo circa 27 GW nel lungo termine.

Le necessità di sviluppo finalizzate al raggiungimento dei target di medio e lungo periodo si collocano in uno specifico scenario che considera oltre agli obiettivi di generazione da fonti rinnovabili, anche una politica di efficienza energetica supplementare relativa al contenimento dei consumi. Gli scenari di produzione e di previsione del fabbisogno del presente piano (cfr. capitolo 2) tengono conto degli obiettivi minimi definiti nell'orizzonte di lungo termine.

⁴⁵ Nel PAN si prevede che il concetto di "raccolta integrale" della producibilità rinnovabile possa essere attuato oltre che con interventi sulla rete di trasmissione, anche con sistemi di accumulo/stoccaggio dell'energia prodotta ed eventualmente non immettibile in rete in modo da sfruttarne tutto il potenziale.

⁴⁶ Tale tipologia di impianti è caratterizzata da significativa aleatorietà che non consente una programmazione affidabile delle immissioni e pertanto rende necessaria, su sistemi deboli o porzioni di rete insufficientemente magliate, la disponibilità di servizi di ottimizzazione dei diagrammi di produzione e di riserva per la regolazione di frequenza.

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 .

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

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

In Figura 48 si riportano schematicamente i principali interventi di sviluppo che interessano la rete AAT. Tra i maggiori interventi su rete primaria si segnalano in particolare:

- Sviluppo interconnessione Sicilia–Continente;
- Sviluppo rete primaria 380-220 kV in Sicilia;
- Sviluppo interconnessione Sardegna–Continente (progetto SACO13);
- Sviluppo collegamenti 380 kV tra Calabria e Campania;
- Potenziamento del collegamento 380 kV Foggia–Benevento II;
- Raddoppio della dorsale 380 kV Adriatica;
- Elettrodotto 380 kV Deliceto–Bisaccia;
- Elettrodotto 380 kV Altomonte–Laino e trasversale Calabria "Feroletto–Maida".

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



Figura 48 - Principali interventi finalizzati alla maggior produzione da FER sulla rete 380 kV

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

Il Meridione (Figura 49) è l'area geografica con il maggior potenziale dal punto di vista dell'installazione di nuova capacità rinnovabile prevalentemente eolica o fotovoltaica, con una capacità installata che si prevede destinata a crescere ulteriormente nei prossimi anni.

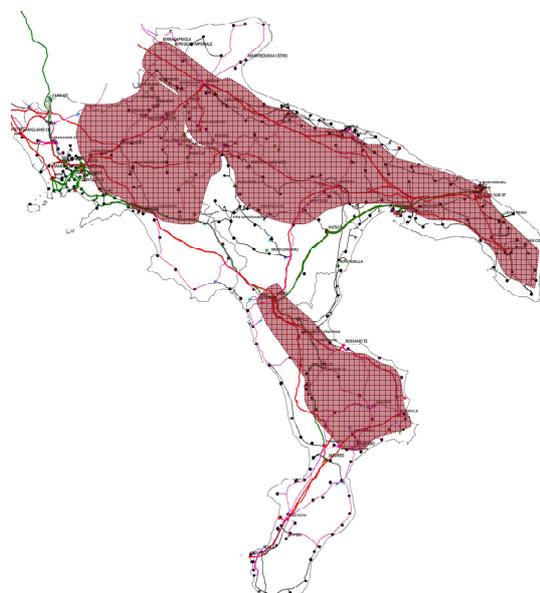


Figura 49 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macroarea Sud)

Con l'obiettivo di garantire il pieno sfruttamento della generazione da FRNP, in aggiunta alle stazioni di raccolta 380/150 kV indicate in Figura 48 sono stati pianificati sviluppi sulla rete AT:

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

In Sicilia, Figura 50, è previsto il superamento delle limitazioni di trasporto sulle direttrici "Favara - Gela", "Melilli - Caltanissetta", "Ciminna - Caltanissetta" e "Caltanissetta - Sorgente".

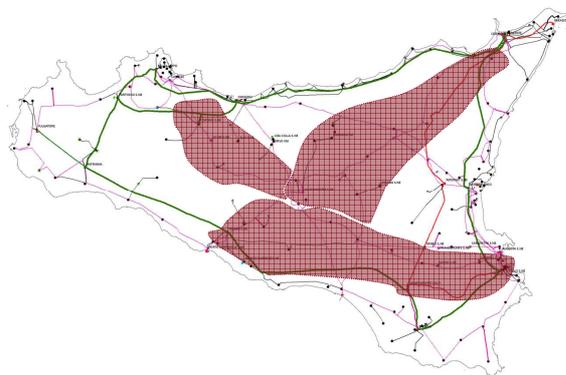


Figura 50 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macroarea Sicilia)

In Sardegna, Figura 51, si evidenziano gli interventi inerenti il potenziamento della rete AT della Gallura, gli elettrodotti "Cagliari Sud - Rumianca", "S.Teresa - Tempio - Buddusò", "Selargius - Goni", "Taloro - Bono - Buddusò", "Taloro - Goni".

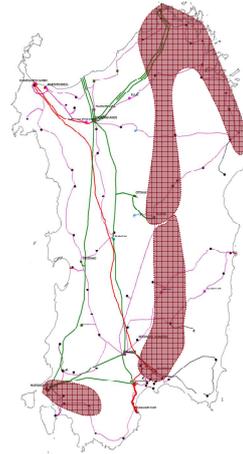


Figura 51 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macroarea Sardegna)

Nel Centro Italia (Figura 52) sono previsti interventi di rimozione degli attuali vincoli di trasporto lungo la direttrice 132 kV Borgonovo - Bardi - Borgotaro e prevalentemente nell'area tra le stazioni elettriche di Pian della Speranza, Tavarnuzze e Larderello interessata ormai già da anni 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, in orizzonti temporali futuri, sarà necessaria alla raccolta della produzione rinnovabile (eolico, biomassa, idrico e fotovoltaico) trasportandola verso i centri di carico del Lazio e dell'area metropolitana di Roma.

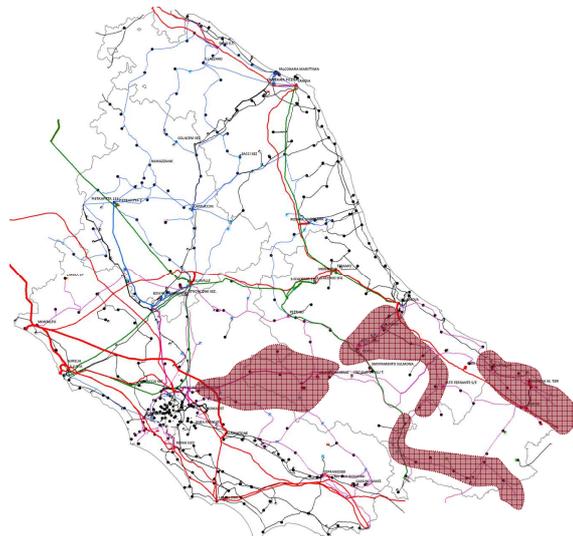


Figura 52 – Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macroarea Centro)

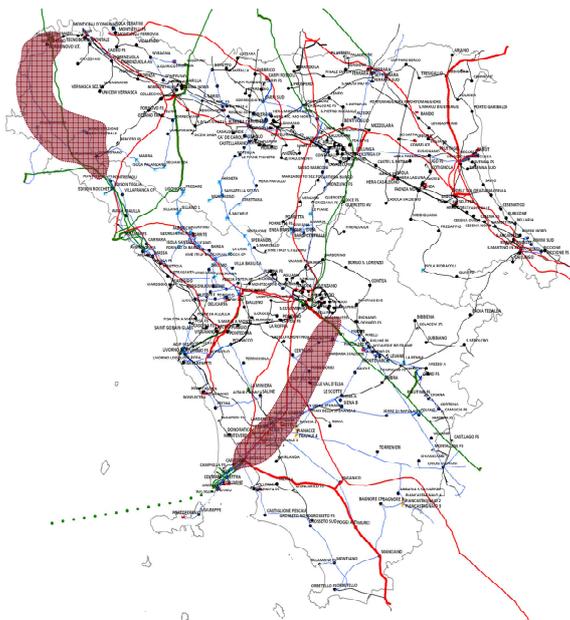


Figura 53 - Principali aree di intervento per favorire produzione da FER sulla rete AT (macro area Centro Nord)

Nel Nord del Paese, gli interventi previsti sono volti a migliorare l'utilizzo locale della produzione idroelettrica. In particolare nell'area dell'alto Triveneto sono previsti interventi riguardanti essenzialmente il ripotenziamento della direttrice "Arco – Riva del Garda – Storo", il riassetto della rete 220 e 132 kV nell'alto bellunese ed il riassetto rinforzo della rete 220 kV del Trentino tra le stazioni di Lana e Castelbello.

Nel Nord – Ovest sono previsti, oltre che il ripotenziamento della porzione di rete AT tra Novara e Biella, anche la razionalizzazione tra Val d'Aosta e Piemonte ed il riassetto tra le stazioni 132 kV di Crot e Pianezza (Canavese) che, all'interno di un quadro più globale di rinforzi rete nella regione Piemonte e Valle d'Aosta, permetteranno di migliorare lo sfruttamento delle risorse idriche presenti.

5 Interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2013

Il presente capitolo riporta il dettaglio delle nuove attività di sviluppo della RTN pianificate nel corso del 2012 in risposta alle principali criticità di rete attuali e previste in futuro.

Le nuove azioni di sviluppo consistono in interventi di espansione o di evoluzione della rete, con conseguenti variazioni dello stato di consistenza e della capacità di trasporto, che 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 volti ad incrementare la capacità di trasporto (*Net Transfer Capacity - NTC*) sulle frontiere elettriche;
- interventi per la qualità, la continuità e la sicurezza del servizio.

La classificazione adottata non descrive in maniera esaustiva le motivazioni e i benefici associati alle diverse attività di sviluppo, poiché, molto spesso, il singolo intervento può rivestire una valenza molteplice e variabile nel tempo in relazione anche al mutare delle condizioni al contorno e dei relativi scenari ipotizzati nell'analisi previsionale.

Il dettaglio degli interventi è riportato nel successivo paragrafo 5.5.

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

5.1 Programmazione temporale delle attività di sviluppo

In base alle esigenze elettriche a cui rispondono e all'orizzonte temporale in cui ricadono, gli interventi di sviluppo possono essere di breve – medio termine e di lungo termine.

Per gli interventi di sviluppo la cui esigenza elettrica ricade nell'orizzonte di medio termine, l'indicazione "data da definire" si riferisce alla necessità di completare le attività propedeutiche all'avvio della fase realizzativa, essendo la data di entrata in servizio al momento condizionata:

- alle tempistiche per la definizione delle soluzioni tecnico-realizzative e per l'eventuale condivisione preventiva con gli

Enti Locali della migliore soluzione localizzativa;

- ai tempi di rilascio delle autorizzazioni da parte delle Amministrazioni preposte.

5.2 Interventi per la riduzione delle congestioni

Di seguito (Tabella 9) sono riportate in sintesi le nuove attività previste, funzionali alla riduzione delle congestioni sulla rete di trasmissione e di subtrasmissione e che rivestono una particolare rilevanza dal punto di vista delle esigenze di miglioramento della sicurezza per il servizio di trasmissione e per il sistema elettrico, oltre che per favorire la produzione da fonti rinnovabili.

Tabella 9 – Interventi per la riduzione delle congestioni

Area	Intervento
Sud	Nuovo elettrodotto 150 kV "Goletto – Avellino N."
	Raccordi a 150 kV Brindisi Sud
Sicilia	Elettrodotto 380 kV Sorgente 2-Villafranca
	Stazione 150 kV S.Cono

5.3 Interventi per incrementare la Net Transfer Capacity (NTC)

Di seguito (Tabella 10) sono riportate in sintesi le nuove attività previste, funzionali ad incrementare la Net Transfer Capacity (NTC) sulle frontiere elettriche.

Tabella 10 - Interventi per incrementare la Net Transfer Capacity (NTC)

Area	Intervento
Nord-Ovest	Rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest
Nord-Est	Rete AT area Nord di Udine

5.4 Interventi per la qualità, continuità e sicurezza del servizio

Nel seguente paragrafo sono individuate le principali attività atte prevalentemente a migliorare

la qualità, la continuità e la sicurezza del servizio nelle aree di rete maggiormente critiche sotto questi aspetti (Tabella 11).

Si tratta anche di interventi che consentono di prelevare potenza dalla rete AAT e di immetterla sulla rete AT di trasmissione e di distribuzione per lo più in punti baricentrici rispetto alle aree di carico in costante crescita, riducendo così le perdite di energia in rete, migliorando i profili di tensione nei punti di prelievo, con notevoli benefici ambientali.

Tabella 11 – Interventi per la qualità, continuità e la sicurezza del servizio

Area	Intervento
Nord	Elettrodotto 132 kV Cedrate - Casorate
	Elettrodotto 132 kV Cesano B.- Corsico
	Elettrodotto 132 kV Ciserano - Dalmine
Nord Est	Elettrodotto 132 kV Dugale - Chiampo
Centro	Riassetto rete AT area Sud di Roma
Sud	Stazione 380 kV S.Maria Capua Vetere
Sicilia	Stazione 220 kV Partinico

5.5 Dettaglio nuovi interventi di sviluppo

Rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest

anno: da definire

Al fine di consentire l'utilizzo della piena capacità di trasporto e di conseguenza il pieno sfruttamento, in sicurezza, dell'import dalla frontiera Nord-Ovest, saranno superati gli attuali vincoli di portata presenti sugli elettrodotti 380 kV "Rondissone-Trino" e "Lacchiarella – Chignolo Po".

Verranno altresì rimossi gli elementi limitanti presso la stazione di Trino.

Stazione 380 kV S.Maria Capua Vetere

anno: da definire

Al fine di garantire maggiori livelli di flessibilità di esercizio e agevolare le attività di manutenzione sulla rete a 380 kV che alimenta l'area di Napoli e Caserta, è in programma il collegamento della SE S. Maria Capua Vetere in entra-esce alla linea 380 kV "Patria – S. Sofia".

Elettrodotto 380 kV Sorgente 2 – Villafranca

anno: da definire

Disegno: Elettrodotto 380 kV Sorgente 2 – Villafranca

In correlazione all'aumento di capacità di scambio tra Sicilia e Continente, ottenibile a valle del completamento del nuovo elettrodotto d.t. 380 kV "Sorgente – Rizziconi", risulta necessario completare le opere 380 kV correlate allo sviluppo della rete interna della Sicilia.

In tale ambito d'intervento è in programma un nuovo collegamento a 380 kV tra la futura SE Sorgente 2 e la realizzanda SE Villafranca: il completamento di quest'opera consentirà un maggior sfruttamento della capacità di trasporto tra Sicilia e Continente.

L'intervento, che consentirà di razionalizzare la rete esistente compresa tra le stazioni di Sorgente e futura Sorgente 2, contribuirà ad aumentare la flessibilità, l'affidabilità e la continuità del servizio e a creare migliori condizioni per il mercato elettrico favorendo lo sviluppo del tessuto socio-economico dell'Isola.

Stazione 220 kV Partinico

anno: lungo termine

Presso la stazione 220/150 kV di Partinico è attualmente installata un'unica macchina 220/150 kV e una sezione 150 kV in singola sbarra: tali elementi riducono la flessibilità di esercizio e la continuità del servizio.

Per consentire di migliorare la sicurezza e l'affidabilità di esercizio sono previsti l'installazione di una nuova macchina 220/150 kV e l'ampliamento in doppia sbarra della sezione 150 kV.

Elettrodotto 132 kV Cedrate - Casorate

anno: da definire

Al fine di garantire migliori standard di sicurezza di alimentazione del carico locale si rende necessario rimuovere le attuali limitazioni presenti sull'elettrodotto 132 kV "Cedrate - Casorate" in modo da consentire lo sfruttamento della linea alla piena potenza.

Elettrodotto 132 kV Cesano B. – Corsico

anno: da definire

Al fine di garantire più ampi margini di sicurezza si rende necessario rimuovere le attuali limitazioni presenti sull'elettrodotto 132 kV "Cesano B. - Corsico" in modo da consentire lo sfruttamento della linea alla piena potenza.

Elettrodotto 132 kV Ciserano - Dalmine

anno: da definire

Al fine di consentire il rispetto delle condizioni di sicurezza sulla rete a 132 kV che alimenta l'area di Bergamo, è prevista la rimozione delle limitazioni esistenti sul collegamento 132 kV "Ciserano - Dalmine" in modo da consentire lo sfruttamento della piena capacità di trasporto dell'elettrodotto.

L'intervento, unitamente alle altre attività già pianificate sulla porzione di rete in esame, risponde all'esigenza di garantire migliori condizioni di affidabilità e qualità del servizio sulla rete a 132 kV dell'area.

Elettrodotto 132 kV Dugale - Chiampo

anno: da definire

La rete a 132 kV che alimenta l'area della provincia di Vicenza è inadeguata a garantire gli standard di sicurezza di esercizio e di alimentazione dei picchi di carico. Nell'ottica di rinforzare la rete 132 kV ed in sinergia con altri interventi di sviluppo previsti nell'area, è emersa la necessità di potenziare il collegamento 132 kV "Dugale - Chiampo", preliminarmente con interventi di rimozione delle limitazioni. L'intervento consentirà di incrementare i margini di esercizio favorendo sicurezza e qualità del servizio.

Rete AT area Nord di Udine

anno: da definire

La porzione di rete 132 kV nella Val Canale immediatamente al confine con l'Austria, allo stato attuale alimenta gli impianti di Chiusaforte, Tarvisio e Valbruna RFI.

E' emersa l'opportunità di rimuovere le limitazioni sulla direttrice 132 kV che, dalla stazione 220/132 kV di Somplago, alimenta la cabina primaria di Tarvisio, al fine di garantire benefici per il sistema elettrico in termini di sicurezza, affidabilità ed economicità di approvvigionamento sul sistema interconnesso. Verrà altresì verificata la possibilità di rimuovere le limitazioni presso gli impianti di proprietà Enel Distribuzione inseriti lungo la direttrice 132kV.

Riassetto rete AT area Sud di Roma

anno: da definire

La direttrice a 150 kV compresa tra la stazione di Valmontone e la CP Cinecittà è caratterizzata dalla presenza di numerose derivazioni rigide e vincoli di

portata che non assicurano un adeguato livello di sicurezza per l'alimentazione dei carichi locali.

Si prevede l'eliminazione delle derivazioni rigide attualmente presenti sulla linea a 150 kV "Cinecittà - Banca d'Italia SMI con derivazioni Ciampino e Ciampino FS", al fine di ottenere gli elettrodotti a 150 kV "Ciampino - Banca d'Italia SMI" e "Ciampino - Cinecittà - der. Ciampino FS", attraverso la realizzazione di un secondo breve raccordo a 150 kV tra la CP Ciampino e la linea 150 kV "Cinecittà - CP Banca d'Italia SMI". Al fine di migliorare la qualità del servizio della rete a 150 kV a Sud Est di Roma, e nel contempo al fine di aumentare i margini di sicurezza per l'alimentazione delle utenze locali, è prevista inoltre la rimozione degli attuali vincoli di portata presenti sulla direttrice 150 kV che collega la SE di Valmontone alla CP di Acea Cinecittà.

Sono inoltre previsti interventi di incremento della magliatura della rete a 150 kV nell'area compresa tra la SE Roma Sud e la CP Cinecittà per consentire di alimentare i carichi in condizione di maggior sicurezza.

Direttrice 132 kV "Alba Adriatica-Giulianova-Roseto-Pineto"

anno: da definire

In aggiunta a quanto già previsto nei precedenti piani (cfr. Avanzamento dei Piani precedenti - "Riassetto rete Teramo/Pescara"), si provvederà alla rimozione degli attuali vincoli presenti sull'esistente direttrice 132 kV "Alba Adriatica - Giulianova - Roseto - Pineto".

L'intervento contribuirà a risolvere le attuali criticità della rete 132 kV adriatica nella regione Abruzzo aumentando la sicurezza locale e garantendo una migliore sicurezza e continuità del servizio.

Elettrodotto 150 kV "Goletto - Avellino N."

anno: da definire

La direttrice a 150 kV compresa tra le stazioni di Benevento e Bisaccia è caratterizzata da una capacità di generazione eolica installata superiore alla capacità di evacuazione in condizioni di sicurezza.

Al fine di consentire, in condizioni di migliore sicurezza, l'immissione in rete della potenza prodotta dagli impianti da fonti rinnovabile già installati e previsti nell'area delle province di Benevento e Avellino, in aggiunta alle azioni già intraprese relativamente alla suddetta direttrice, è in programma la realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV tra la CP Goletto S. A. e la realizzanda SE 380/150 kV Avellino N., sfruttando possibilmente anche infrastrutture esistenti. Per la

realizzazione dell'intervento sono in corso verifiche di fattibilità che includono la possibilità di utilizzare parte della esistente linea RTN a 60 kV "Goletto - Cassano - Calore - Benevento" (già in classe 150 kV nel tratto "Goletto - Cassano") e di realizzare l'alimentazione a 150 kV degli impianti a 60 kV di Cassano e Calore, di proprietà di Enel Distribuzione.

Raccordi a 150 kV Brindisi Sud

anno: da definire

Tenuto conto della notevole crescita della produzione distribuita da fonti rinnovabili registrata negli ultimi anni nell'area di Brindisi (che ha dato luogo a fenomeni di risalita dei flussi di energia dalle reti MT/BT alla rete AT), nonché dell'ulteriore incremento della capacità installata atteso nel medio periodo, alcune direttrici a 150 kV sono soggette a progressiva saturazione della capacità di trasporto.

Al fine di ridurre i rischi di congestioni sulla porzione di rete a 150 kV a sud di Brindisi, la linea a 150 kV "Mesagne - Brindisi P." verrà pertanto potenziata nel primo tratto in uscita dalla CP di Mesagne e raccordata alla nuova sezione 150 kV della stazione 380/150 kV di Brindisi Sud, realizzando il collegamento a 150 kV "Mesagne - Brindisi Sud".

La restante parte della linea a 150 kV in ingresso a Brindisi P. potrà essere dismessa, consentendo in tal modo di sfruttare gli spazi resi disponibili nella SE di Brindisi P. per il collegamento di nuovi impianti da fonti rinnovabili.

Stazione 150 kV S. Cono

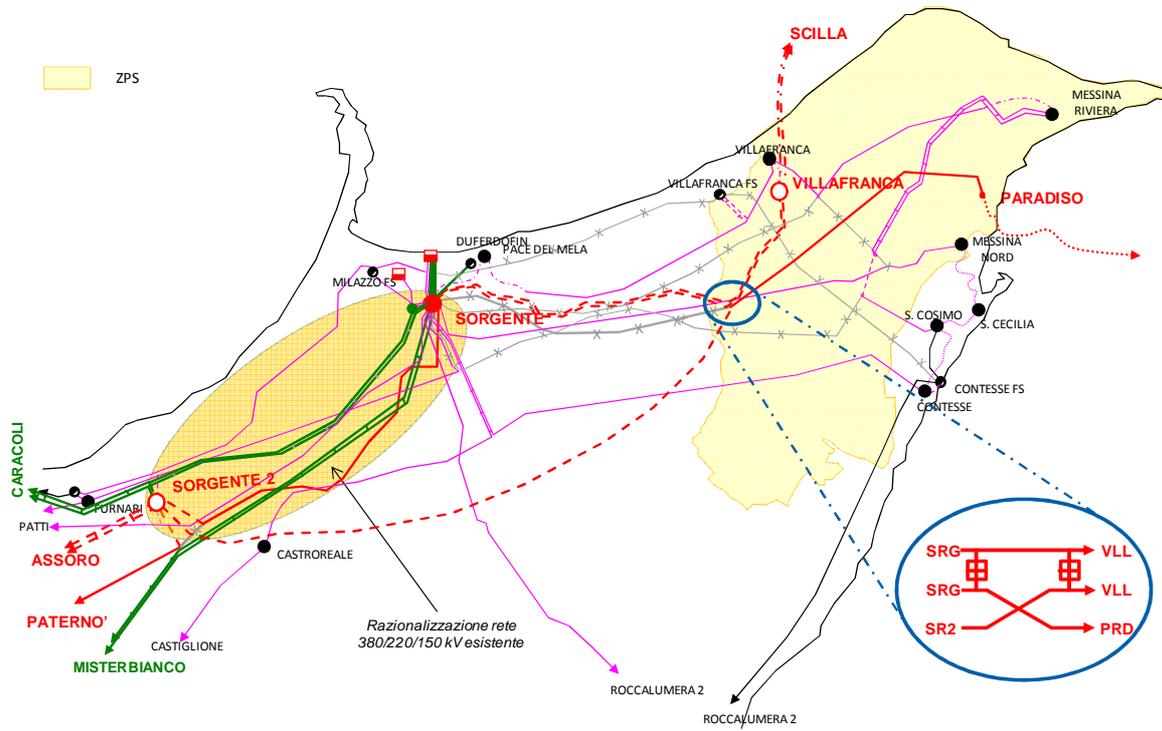
anno: da definire

Per migliorare la sicurezza e la flessibilità di esercizio della rete AT dell'area compresa tra le province di Catania ed Enna, è in programma una nuova stazione di smistamento a 150 kV nei pressi della CP S. Cono. Alla nuova stazione saranno raccordati gli elettrodotti afferenti alla CP S. Cono e l'elettrodotto 150 kV "Barrafranca - Caltagirone", nonché l'esistente CP S. Cono. Tale soluzione incrementerà la magliatura della rete 150 kV limitando al minimo l'impatto di nuove infrastrutture sul territorio e consentendo di sfruttare al meglio le trasformazioni 380/150 kV previste nelle future stazioni Assoro e di Mineo. L'intervento favorirà inoltre l'immissione in sicurezza della nuova potenza prodotta dagli impianti da fonte rinnovabile della zona.

Disegni

Elettrodotta 380 kV Sorgente 2 – Villafranca

Lavori programmati



6 Interventi di sviluppo prioritari

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 in base al principale beneficio elettrico ad essi associato:

- A. 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;
- B. Interventi di sviluppo volti a ridurre le **congestioni tra zone di mercato** e dei **poli di produzione limitata**, che contribuiscono a una maggiore competitività sul mercato elettrico, aumentando lo sfruttamento della capacità produttiva più efficiente, compresa quella da fonte rinnovabile;
- C. 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;
- D. Interventi di sviluppo per la **sicurezza e l'affidabilità della rete in aree metropolitane** con elevata concentrazione di utenza;
- E. Interventi per la **qualità, continuità e sicurezza del servizio elettrico** al fine di ridurre rischi energia non fornita, migliorare i profili di tensione, ridurre le perdite di trasporto sulla rete.

All'interno delle suddette categorie, Terna valuta e identifica le esigenze prioritarie e le relative soluzioni di sviluppo, con i più elevati benefici specifici.

L'individuazione delle migliori soluzioni di sviluppo non può prescindere dall'analisi del rapporto tra i benefici e i costi associati ai diversi interventi (indice di profittabilità, IP) che deve risultare, in ogni caso, positivamente verificato e massimizzato. Fermo restando quanto sopra, la scelta delle priorità di sviluppo non può basarsi esclusivamente sul valore degli indici di sostenibilità. Infatti, alcuni interventi

particolarmente strategici richiedono investimenti maggiori a fronte di benefici netti molto più elevati per il sistema nel medio e lungo termine, rispetto ad altri interventi con un IP maggiore.

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

Non si può infine escludere che alcune priorità di intervento possano essere soggette a revisione o sostanziale modifica in relazione a variazioni di scenario ad oggi non prevedibili o alla verifica delle condizioni di reale fattibilità.

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.

Interconnessioni con l'estero

- Potenziamento dorsale **380 kV "Villarodin-Venaus-Piossasco"** e nuovo collegamento **HVDC Grand'Ille – Piossasco** per l'incremento della capacità di trasporto sulla frontiera Nord con la Francia;
- Nuovo collegamento **HVDC Italia – Montenegro** per gli scambi di energia con l'area Balcanica.

Riduzione Congestioni tra zone di mercato e vincoli poli limitati

- Elettrodotto **380 kV "Calenzano – Colunga"** per l'incremento dei limiti di scambio sulla sezione Nord – Centro Nord;
- Elettrodotti a **380 kV "Foggia – Benevento", "Foggia – Villanova"** e **"Deliceto – Bisaccia"** per l'incremento dei limiti di scambio in direzione Sud – Centro Sud, la rimozione di vincoli per la produzione dei poli di Foggia e Brindisi, e per favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili al Sud;
- Elettrodotto **380 kV "Montecorvino – Avellino – Benevento"** per l'incremento dei limiti di scambio sulla sezione Sud - Centro Sud e per ridurre i vincoli del polo di produzione di Rossano, oltre che per favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili;

- **380 kV “Trasversale Calabria” e “Riassetto rete Nord Calabria”** che contribuisce alla riduzione dei vincoli per il polo di produzione di Rossano e per la produzione da fonti rinnovabili in Calabria;
- Elettrodotto **380 kV “Sorgente-Rizziconi”** per l’incremento dei limiti di scambio tra Sicilia e Continente, oltre che per migliorare la sicurezza della rete e lo sfruttamento delle fonti rinnovabili in Sicilia;
- Elettrodotto **380 kV “Paternò – Pantano - Priolo”** funzionale alla rimozione di vincoli per la produzione del polo di Priolo;

Riduzione congestioni intrazonali e vincoli capacità produttiva

- Razionalizzazione rete 380 kV fra Venezia e Padova (elettrodotto **380 kV “Dolo – Camin”** e riassetto area Fusina) per una gestione più efficiente della produzione locale e per la rimozione dei vincoli che riducono i margini di sicurezza della rete veneta;
- Elettrodotto **380 kV “Udine – Redipuglia”** per la riduzione dei vincoli sulla sezione di rete a valle del nodo di Redipuglia, che attualmente limita gli scambi con la frontiera slovena e condiziona l’utilizzo delle risorse di produzione locale;
- Elettrodotto **380 kV “Trino – Lacchiarella”**, funzionale a ridurre le congestioni sulla sezione tra l’area Nord-Ovest e Nord-Est del Paese, che condizionano l’utilizzo delle locali risorse di generazione e l’evoluzione prevista degli scambi con la Francia;
- Elettrodotto **380 kV “Chiamonte 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.

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

Aree metropolitane

- Razionalizzazione **reti AAT e AT Torino, Milano, 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.

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. Gli interventi prioritari per lo sviluppo della rete primaria a 380 kV, in corso di realizzazione o di autorizzazione, sono sinteticamente illustrati in Figura 54.

Per gli stessi interventi, è riportato un prospetto di riepilogo relativamente a quelli già autorizzati (Tabella 12) e a quelli ancora da autorizzare (Tabella 13) 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.

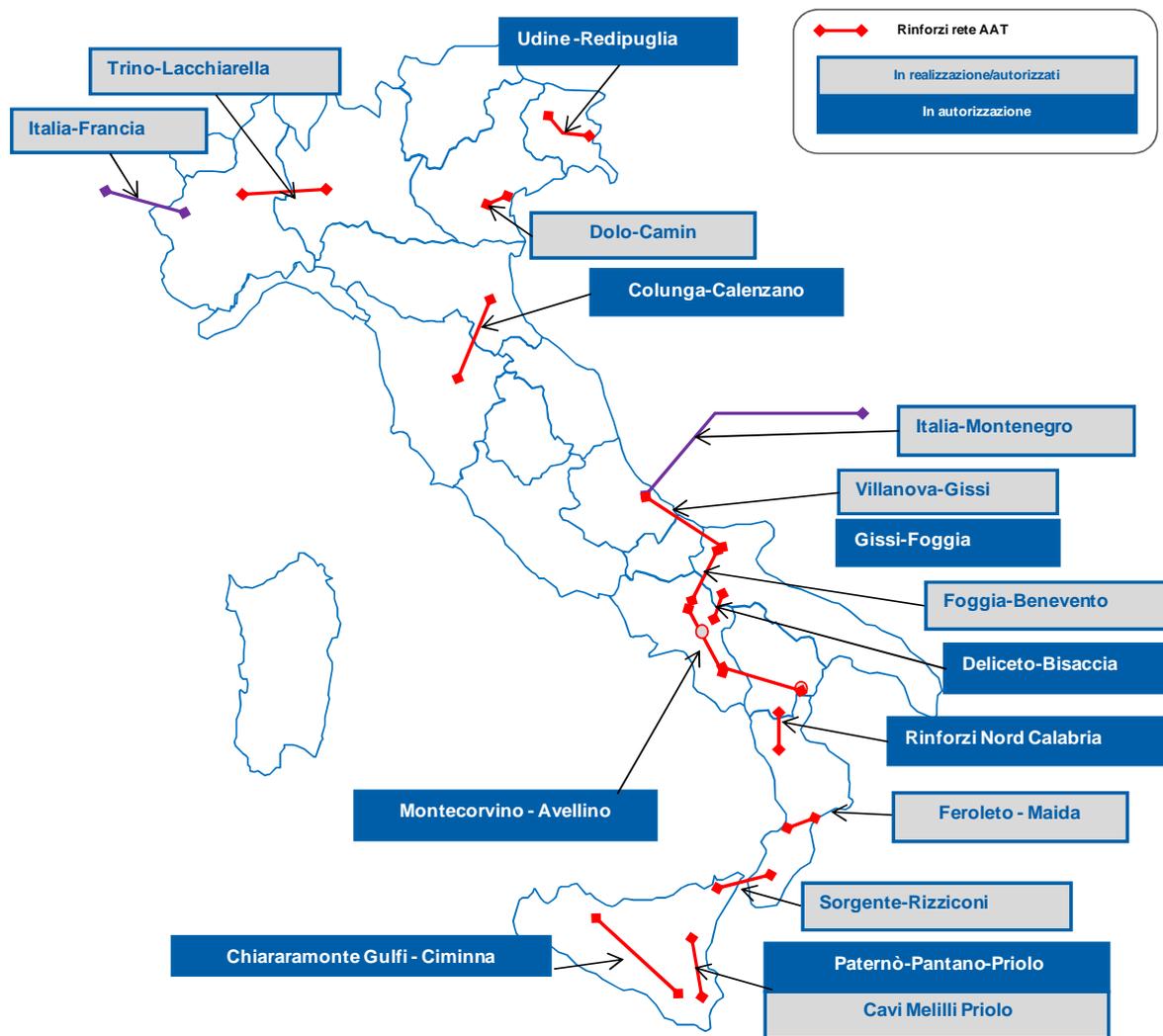


Figura 54 - Principali Interventi di Sviluppo

Tabella 12 - Tempistiche interventi prioritari autorizzati

Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzativa	Decreto VIA	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione	Decreto autorizzativo e avvio realizzazione opera	Stato avanzamento opera	Previsione completamento Opera principale
Interconnessione estero	HVDC Italia-Montenegro	2007	2007/2009	2009	NA	2010	2011	2011	Aggiudicati contratti per: - forniture e posa in opera dei cavi marini - realizzazione SE di conversione	2017*
	HVDC Grand'Isle - Piosasco	2008	2008/2009	2009	NA	2010	2010	2011	Realizzazione in corso per le nuove sezioni 380/220/132 kV in GIS della stazione di Piosasco; - preparazione documentazione per gara fornitura dei cavi	2019
Riduzione congestioni tra zone di mercato e riduzioni poli limitati	Elettrodotto 380 kV "Villanova - Gissi"	2005	2005/2009	2009	2011	2012	2012	2013**	In corso attività preliminari per apertura cantieri	2015
	Elettrodotto 380 kV Foggia - Benevento II	2003	2003/2006	2006	2009	2010	Campania: 2010 Puglia: 2011	2011	Realizzazione in corso Aperti i cantieri nel 2012.	2014 ***
	Elettrodotto 380 kV "Sorgente - Rizziconi": tratti aerei, S/E Scilla e S/E Villafranca	2003	2003/2006	2006	2009	2009	2009	2010	Completamento attività in S/E Scilla (fondazioni e montaggio blindato e ATR) sistemazione sito S/E Villafranca in corso produzione di pali tubolari per elettrodotto aereo 380 kV Villafranca-Sorgente, aperti i cantieri, in corso fondazioni	2015
	Elettrodotto 380 kV "Sorgente - Rizziconi": tratto in cavo marino "Scilla - Villafranca"				NA	2008	Sicilia: 2008 Calabria: 2009	2009	Concluse le attività di posa e protezione della prima trona di cavi marini. In corso le attività di posa della seconda trona di cavi marini.	
	Elettrodotto 380 kV Trasversale Calabria (Feroletto-Maida)	2007	2007/2009	2009	2010	2010	2011	2012	Aperti i cantieri dell'elettrodotto Feroletto-Maida	2013
	Elettrodotto 380 kV "Paternò - Pantano - Priolo" - cavo 380 kV "Priolo G.- Melilli" e opere connesse (1)	2006	2007/2008	2009	NA	2009	2010	2011	Progettazione esecutiva del collegamento in cavo e SE Priolo in corso Cantiere in corso SE Melilli in stato avanzato per OCCC	2015
Congestioni interzonali	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova: elettrodotto 380 kV "Fusina - Dolo - Camin"	2004	2004/2007	2007	2010	2010	2008	2011	In corso apertura cantieri delle SSEE di Fusina, Malcontenta, Romea. Aperti i cantieri dell'elettrodotto aereo 380 kV Dolo-Camin	2015
	Elettrodotto 380 kV "Trino - Lacchiarella"	2002	2002/2008	2008	2010	2010	2010	2010	Completati i lavori nelle S/E di Trino e Lacchiarella; in avanzato stato la realizzazione dell'elettrodotto aereo, montata la prima trona di pali tubolari.	2014

1. Nel PdS 2006 nell'intervento "Paternò - Pantano - Priolo" e riassetto rete 150 kV nell'area di Catania e Siracusa è stata inserito il collegamento Priolo-Melilli

* Energizzazione del collegamento

** L'opera è stata autorizzata in data 15 gennaio 2013 con decreto di autorizzazione del Ministero dello Sviluppo Economico EL-195

*** In assetto provvisorio

Tabella 13 - Tempistiche interventi prioritari in iter autorizzativo

Classificazione in base a beneficio principale	Nome Opera	Anno primo inserimento Opera in PdS	Fase concertazione	Avvio istanza autorizzativa	Decreto VIA	Conferenza dei Servizi decisoria	Intesa Regione	Decreto autorizzativo	Previsione completamento Opera principale
Riduzione congestioni tra zone di mercato e riduzione poli limitati	Elettrodotto 380 kV "Calenzano - S.Benedetto del Querceto - Colunga"	2005	2005/2009	2009	In esame VIA				
	Elettrodotto 380 kV "Gissi - Larino - Foggia"	2007	2007/2011	2012					
	Elettrodotto 380 kV "Montecorvino - Benevento"	2004	2004/2010*	2010*	In esame VIA				
	Riassetto rete nord Calabria: Elettrodotto 380 kV "Laino - Altomonte"	2007	2007/2008	2010	In esame VIA (VIA Regionale)				
	SE 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di FER nell'area tra Foggia e Benevento: elettrodotto 380 kV "Deliceto - Bisaccia"	2007	2007/2010	2012	In esame VIA				
	Elettrodotto 380 kV "Paternò - Pantano - Priolo" e opere connesse	2005	2005/2009	2010	In esame VIA				
Congestioni interzonali	Elettrodotto 380 kV "Udine O. - Redipuglia"	2002	2002/2008	2008	2011	2012	2012	in corso di finalizzazione	
	Elettrodotto 380 kV "Chiaromonte Gulfi - Ciminna"	2004	2004/2010	2011	In esame VIA				

* le date sono riferite alla tratta Montecorvino - Avellino Nord

In aggiunta ai suddetti interventi prioritari, ulteriori interventi sono al momento programmati in un orizzonte successivo, in quanto sono ancora in corso di definizione le soluzioni elettriche e territoriali finalizzate all'avvio dell'iter autorizzativo o perché rispondono a esigenze elettriche di più lungo periodo.

Tra questi si segnalano in particolare:

- Ulteriori nuove opere di interconnessione per favorire gli scambi con l'estero alla frontiera Nord con Austria e Slovenia;
- Elettrodotto 380 kV tra Pavia e Piacenza per l'ulteriore riduzione delle congestioni sulla sezione critica tra Nord - Ovest e Nord - Est;
- Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto, che, in particolare con la realizzazione della nuova stazione 380/132 kV nell'area di Treviso e dei relativi raccordi, risulta necessario per garantire la sicurezza di esercizio e la continuità del servizio sulla rete veneta;
- Elettrodotto 380 kV "Fano - Teramo" per la riduzione delle congestioni sulla sezione Centro Nord - Centro Sud;
- Elettrodotto 380 kV "Aliano - Tito - Montecorvino" per l'ulteriore riduzione delle congestioni al Sud, oltre che per favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili;
- Upgrading collegamento HVDC Sardegna-Corsica-Italia (SA.CO.I 3) funzionale a massimizzare gli scambi in sicurezza con il sistema sardo e favorire la produzione da fonti rinnovabili in Sardegna;
- Elettrodotto 380 kV "Assoro - Sorgente 2 - Villafranca" ed Elettrodotto 220 kV "Partinico - Fulgatore" per il completamento dei rinforzi della rete primaria in Sicilia, anche al fine di incrementare la sicurezza di esercizio e favorire la produzione da fonti rinnovabili.

7 Risultati attesi

Nel presente capitolo sono riportati i risultati attesi degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione previsti dal Piano di Sviluppo 2013 e dai Piani precedenti, in termini di:

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

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.

7.1 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 importazione dai Balcani per circa 1.000 MW e dalla frontiera settentrionale per circa 3.000 MW⁴⁷. 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 (rimozione limitazione sull'elettrodotto 380 kV "Villarodin - Venaus – Piossasco" e nuovo collegamento HVDC "Piossasco – Grand'Île");
- sulla frontiera slovena (nuovo elettrodotto 380 kV "Udine - Okroglo");
- sulla frontiera austriaca (nuova interconnessione con la rete a 380 kV in Veneto).

In aggiunta a quanto sopra lo sviluppo dei progetti relativi ai nuovi interconnector privati (ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.) consentirà di realizzare un

ulteriore aumento della capacità in import disponibile per l'Italia sulla frontiera Nord e con il Nord Africa per ulteriori circa 2.500 MW complessivi.

7.2 Riduzione delle congestioni e dei poli produttivi limitati

Le analisi di rete effettuate, al fine di definire i rinforzi di rete necessari a rimuovere possibili limitazioni di produzione e a ridurre le potenziali congestioni createsi con la connessione dei nuovi impianti, hanno consentito di individuare e programmare interventi di sviluppo della RTN particolarmente significativi dal punto di vista della sicurezza di copertura del fabbisogno (cfr. par. 3.1):

- la nuova direttrice Trino-Lacchiarella ed i rinforzi di rete tra Pavia e Piacenza consentiranno di ridurre le congestioni intrazonali dell'area Nord ed allo stesso tempo di favorire il trasporto in sicurezza Ovest-Est;
- il riclassamento a 380 kV della Calenzano-Colunga consentirà di incrementare i limiti di scambio sulla sezione di mercato Nord-Centro Nord e di favorire la produzione in sicurezza degli impianti presenti sulla direttrice Flero-Ravenna;
- il nuovo collegamento "Fano-Teramo" consentirà di incrementare i limiti di scambio sulla sezione di mercato Centro Nord-Centro Sud;
- il raddoppio della dorsale adriatica, il potenziamento dell'elettrodotto "Foggia – Benevento", i rinforzi di rete a 380 kV tra Calabria e Campania, l'installazione di PST per il controllo dei flussi sugli elettrodotti "Foggia-Benevento" e "Matera – Bisaccia - S. Sofia" permetteranno un incremento della capacità di scambio sulla sezione Sud-Centro Sud riducendo al contempo le congestioni di rete e le limitazioni del polo di Foggia, le cui produzioni attualmente sono possibili solamente in regime di teledistacco, consentendo produzione di energia da fonte energetica più efficiente;
- la realizzazione degli interventi di sviluppo della rete primaria in Calabria, permetterà di incrementare la produzione degli impianti appartenenti al polo di produzione della Calabria, mentre la realizzazione dell'elettrodotto "Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II" permetterà il trasporto di tale potenza verso i centri di consumo della Campania e verso il Centro Italia. Le limitazioni

⁴⁷ 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.

residue risultano essere trascurabili su base annua.

- le limitazioni sulla sezione Sicilia-Continente saranno ridotte dalla realizzazione del nuovo collegamento Sorgente-Rizziconi e dei rinforzi di rete primaria in Sicilia che prevedono un anello 380 kV che favorirà la produzione in sicurezza di alcuni poli di produzione e la risoluzione di congestioni di rete intrazonali;
- il rinforzo dell'interconnessione tra Sardegna e continente sarà funzionale al miglioramento dell'affidabilità della rete sarda in numerose condizioni di esercizio che si potrebbero verificare alleviando le congestioni sulla sezione da e verso il continente.

Gli interventi di sviluppo previsti nel presente piano consentiranno pertanto un significativo incremento dei limiti di transito tra le zone di mercato, permettendo così di migliorare l'affidabilità della rete e di ridurre la frequenza di separazione del mercato.

Nella Tabella 14 sono riportati gli incrementi attesi dei limiti di transito interzonali nell'orizzonte di Piano di medio-lungo termine, con riferimento alla situazione diurna invernale. 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.

L'attuazione del Piano di Sviluppo renderà quindi possibile un maggiore utilizzo della capacità produttiva per la copertura in sicurezza del fabbisogno nazionale.

Nella Figura 55 è riportato l'andamento di tre indici che descrivono il comportamento del sistema al 2016 ed al 2021 in termini di affidabilità ed adeguatezza in assenza ed in presenza dei previsti interventi di sviluppo della rete.

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

In particolare, si evidenzia come tutti gli indici rientrano nei limiti previsti mostrando come gli interventi di sviluppo della rete consentano una efficace utilizzazione del parco di generazione, limitando sia la probabilità che l'entità di eventuali disalimentazioni del carico; anche la durata delle stesse risulta molto ridotta. Tali risultati risultano confermati anche negli scenari che considerano l'impatto della possibile dismissione di impianti di generazione convenzionale esistenti negli orizzonti considerati.

Tabella 14 – Incremento dei principali limiti di transito tra zone di mercato (MW)

Sezione interzonale	2012	Con sviluppo
Nord→Centro Nord	3.700	+400
Centro Nord → Nord	3.400	+400
Centro Nord → Centro Sud	1.300 ⁴⁸	+300
Centro Sud → Centro Nord	2.500	+200
Sud→Centro Sud	4.250 ⁴⁹	+1.750 ⁵⁰
Sicilia→Sud	250 ⁵¹	+900
Sud→Sicilia	100	+1.000
Sardegna→ Continente/Corsica	900 ⁵²	+500 ⁵³

⁴⁸ Valore inferiore del profilo di attivazione del vincolo di scambio CN-CS.

⁴⁹ Con il sistema di teledistacco delle centrali dei Poli di Foggia e Brindisi e delle relative risorse completamente disponibili.

⁵⁰ Considerando, in aggiunta agli interventi citati relativi a linee 380 kV, anche l'installazione di PST per il controllo dei flussi di potenza sulle linee 380 kV Foggia-Benevento, Deliceto-Bisaccia, Matera-Bisaccia.

⁵¹ Tale limite vale 600 MW con un gruppo da 370 MVA in servizio a S. Filippo del Mela asservito al dispositivo EDA.

⁵² Dato in situazione diurna invernale con entrambi i poli del SAPEI (senza SACOI).

⁵³ Con potenziamento SACOI (in aggiunta SAPEI), tale valore potrebbe subire successive modifiche a valle di verifiche di dettaglio relative alla stabilità dinamica del sistema.

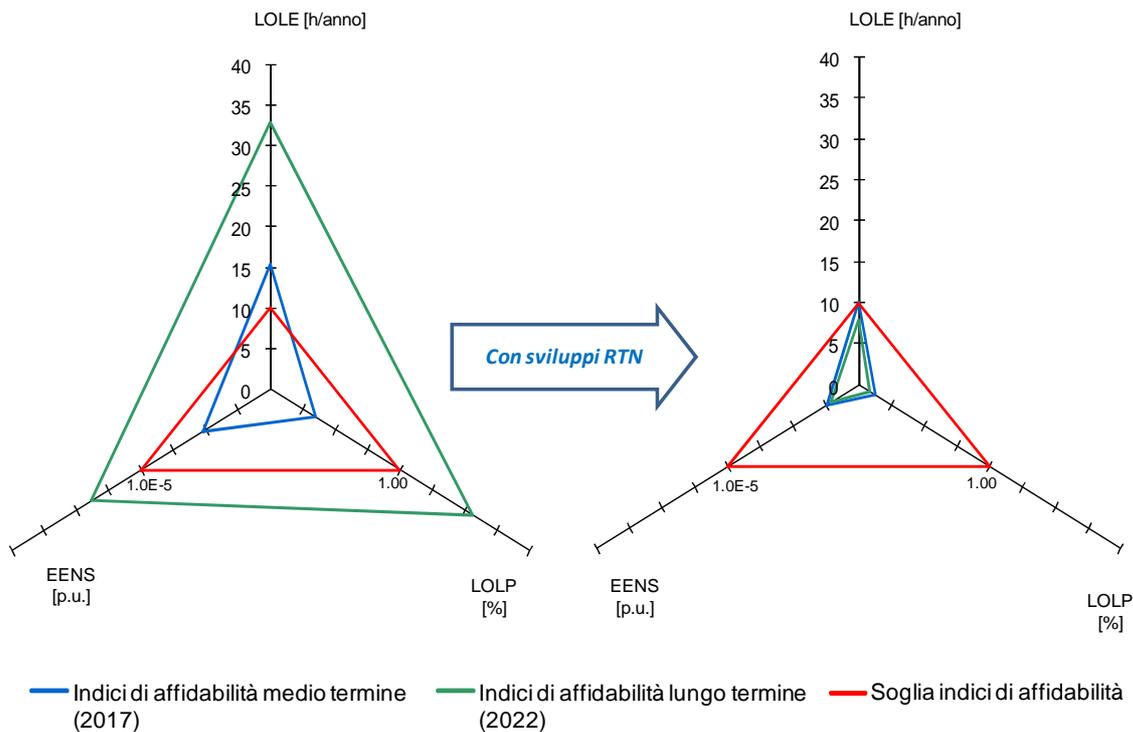


Figura 55 - Indici di affidabilità in assenza (a sinistra) ed in presenza (a destra) di interventi di sviluppo

7.3 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. In particolare la fonte eolica, che già ora costituisce una cospicua parte del parco rinnovabile, è ancora in crescita nelle regioni del Mezzogiorno. Nel corso dell'ultimo anno si è inoltre confermato l'aumento della capacità produttiva da impianti fotovoltaici anche se con un trend più contenuto rispetto a quello dello scorso anno, con un incremento di circa 3 GW nel 2012.

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

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

In Tabella 15 si riporta l'elenco dei principali interventi di sviluppo funzionali in tutto o in parte a favorire la produzione di energia da impianti da FRNP.

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

Tabella 15 – Principali interventi per favorire la produzione da fonti rinnovabili

Categoria	Interventi	Capacità liberata da FER (MW)
Rinforzi rete primaria per la riduzione dei vincoli di esercizio	Elettrodotto a 380 kV "Sorgente – Scilla – Rizziconi" e potenziamenti della rete AAT in Sicilia	1.000
	Potenziamento della capacità di interconnessione tra Sardegna e Corsica/Continente	500 ⁵⁴
	Nuovo elettrodotto 380 kV "Aliano – Montecorvino"	900
	Elettrodotto 380 kV "Foggia Villanova"	700
	Potenziamento elettrodotto 380 kV "Foggia Benevento"	500
Interventi di potenziamento e magliatura rete in AAT/AT	Rinforzi della rete di trasmissione nel Meridione (stazioni 380-150 kV e relativi raccordi alla rete 150 kV)	1.100

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

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

7.4 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 Rete⁵⁵ nonché una minore fluttuazione dello stesso.

7.5 Riduzione delle perdite di trasmissione

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

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

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

In relazione a quest'ultimo aspetto si stima che, con l'entrata in servizio dei principali interventi previsti nel presente Piano di Sviluppo, si confermerà il trend positivo di diminuzione delle perdite alla punta stimato precedentemente. Si reputa che tale valore possa raggiungere circa 200 MW, cui corrisponde una riduzione delle perdite di energia nella rete valutata in circa 1.200 GWh/anno.

⁵⁴ In aggiunta ai benefici correlati al SA.PE.I.

⁵⁵ Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, cap. 1, par. 1B.3.2.

7.6 Riduzione delle emissioni di CO₂

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

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

La riduzione delle perdite sulla rete di trasmissione comporta una diminuzione della produzione di energia elettrica da parte delle centrali in servizio sul territorio nazionale con conseguente riduzione delle emissioni di CO₂ legate alla produzione da fonte termoelettrica. L'entrata in servizio dei principali interventi di sviluppo previsti nel PdS, determinerà una riduzione delle perdite di energia sulla rete valutata in circa 1.200 GWh/anno (cfr. par. 7.5). Stimando una ripartizione percentuale delle perdite fra le fonti primarie (incluse FER) ed essendo noti i coefficienti di emissione specifica, si ottiene una riduzione dell'emissione di CO₂ dovuta alla riduzione delle perdite di rete, oscillante tra 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 e vincoli per l'esercizio in sicurezza del sistema (riserva terziaria). La modellazione della rete permette dunque di

simulare scenari rappresentativi di differenti stati di avanzamento nella realizzazione degli interventi di sviluppo della rete. In particolare si confronta il dispacciamento ottenuto in due situazioni, l'una caratterizzata dai maggiori limiti di scambio attesi per effetto della realizzazione degli interventi programmati e l'altra caratterizzata dai limiti di scambio attuali. Attraverso l'analisi appena descritta è stato valutato che la riduzione delle congestioni interzonal determinerà la sostituzione di impianti con rendimenti più bassi, con produzioni più efficienti. Tale variazione, unitamente agli interventi di interconnessione con l'estero, comporterà una riduzione delle emissioni di CO₂ fino a circa 6.200.000 [tCO₂/anno].

Come descritto nel par. 7.3 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 su cui si inserisce direttamente la produzione e rinforzi di rete indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, che favoriscono la produzione da FRNP. Il complesso di queste opere libererà una potenza da fonte rinnovabile per circa 4.700 MW che, considerando un mix produttivo di fonte eolica e fotovoltaica⁵⁶ corrispondono a un'energia di circa 10.800 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 5.900 [ktCO₂/anno].

La quantità di CO₂ evitata con la riduzione delle perdite e l'aumento di efficienza del parco termoelettrico è pari a poco più di 6,5 milioni di tonnellate all'anno. Tale valore può crescere fino a circa 12,5 milioni di tonnellate all'anno considerando il contributo dato dallo sviluppo delle fonti rinnovabili (di non semplice previsione).

⁵⁶ Sono state ipotizzate 1.900 ore equivalenti da fonte eolica e 1200 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 al 2020.

7.7 Scambi energetici nel medio periodo

Attraverso uno studio di mercato del sistema elettrico italiano sono stati individuati i flussi di energia attesi nel medio (Figura 56) scambiati, al netto degli autoconsumi, sul Mercato del Giorno Prima (MGP).

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 con schema radiale (modello MGP). 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.



Figura 56 - Flussi di energia attesi su MGP nel medio periodo

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

Complessivamente gli scambi di energia mostrano due flussi predominanti che sono diretti dalla frontiera Nord verso il Centro Nord e dal Sud verso il Centro Sud e Centro Nord, a cui si somma il contributo dei collegamenti con l'area balcanica, verso le zone centrali del sistema italiano e della Grecia sul Sud.

Di seguito le principali evidenze della simulazione effettuata:

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

Gli scambi stimati sono il risultato delle simulazioni di mercato effettuate su uno scenario di generazione previsionale comprensivo delle FRNP per le quali è stata considerata una capacità installata pari a circa 21 GW di fotovoltaico e 12 GW di eolico.

7.8 Incremento della consistenza della RTN

La valutazione della consistenza delle attività di sviluppo programmate, che si traduce in aumento della capacità di trasporto della rete esistente, consente di evidenziare nel modo più immediato la portata delle attività previste nel Piano in termini di impegno realizzativo e di impatto sulla rete.

Il tasso di utilizzo della rete rappresenta un indicatore dell'adeguamento della consistenza della rete alla domanda di energia elettrica ed è definito come il rapporto tra i consumi ed i chilometri di linea realizzati. Nell'ultimo trentennio i valori del tasso di utilizzo in Italia hanno segnato un trend in crescita mentre la media nei Paesi europei ENTSO-E è rimasta pressoché invariata, a dimostrazione del ritardo italiano rispetto all'Europa, principalmente connesso alle tempistiche necessarie per il rilascio delle autorizzazioni.

Nella

Tabella 16 che segue è riportato un riepilogo delle attività di sviluppo previste sulla RTN ripartite in interventi a medio termine, a lungo termine e per livello di tensione. Nel complesso risultano programmate circa 160 nuove stazioni (includendo

anche interventi sostanziali su impianti di trasformazione esistenti), mentre la capacità di trasformazione si incrementerà di quasi 44.000 MVA.

Tabella 16 - Riepilogo interventi sulla RTN

	300-500kV,HVDC	200-300kV,HVDC	120-150kV	Totale
Nuove Stazioni (N.)				
Totale	50	25	87	162
Medio termine	6	5	24	35
Lungo Termine	44	20	63	127
Potenza di Trasformazione (MVA)				
Totale	38.000	5.900	n.d.	43.900
Medio termine	5.750	300	n.d.	6.050
Lungo Termine	32.250	5.600	n.d.	37.850
Elettrodotti (km di terne)				
Totale	4.950	-1.700	2.200	5.450
Medio termine	1.450	-150	700	2.000
Lungo Termine	3.500	-1.550	1.500	3.450

Si stima, inoltre, che la consistenza della rete a 380 kV aumenterà di circa 5.000 km⁵⁷ e quella a 220 kV si ridurrà di circa 1.700 km⁵⁸, di cui una parte sarà riclassata a 380 kV ed una parte sarà riutilizzata a 132/150 kV. Per quanto riguarda la rete di trasmissione a 132/150 kV, la sua consistenza, a seguito di nuove realizzazioni programmate, aumenterà di circa 2.200 km (inclusi i declassamenti dal 220 kV). Complessivamente, tenuto conto di tutti i livelli di tensione, le attività di sviluppo in programma comporteranno un incremento della consistenza della rete di trasmissione nazionale di circa 5.450 km.

Con la realizzazione degli interventi di sviluppo previsti nel PdS 2013 e nei Piani precedenti, sarà possibile ridurre gli attuali livelli di impegno della rete, a vantaggio della sicurezza ed efficienza del servizio di trasmissione.

⁵⁷ Compresi i km di rete a 220 kV trasformati a 380 kV e i sistemi HVDC la cui tensione nominale di esercizio è nel range 300-500 kV.

⁵⁸ Compresi i sistemi HVDC la cui tensione nominale di esercizio è nel range 200-300 kV.

Allegato 1

Dettaglio evoluzione quadro normativo di riferimento

1 Quadro normativo di riferimento

1.1 Riferimenti normativi di base

La Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento

La convenzione annessa alla Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica di cui al decreto del Ministero dello sviluppo economico 20 aprile 2005, come modificata ed aggiornata con decreto del Ministero dello sviluppo economico 15 dicembre 2010, prevede, all'articolo 9, che Terna predisponga, 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 – entro il 31 dicembre di ciascun anno – un Piano di Sviluppo, 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;
- della necessità di ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali;
- delle richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto;
- delle eventuali richieste di interventi sulla RTN formulate dalle società proprietarie o aventi la disponibilità di porzioni della medesima RTN.

La procedura di approvazione del Piano di Sviluppo prevede che il Piano sia inviato, entro il 31 gennaio, per un primo esame preliminare al Ministero dello Sviluppo Economico che, entro quarantacinque giorni dalla data di ricevimento, verificherà la sua conformità agli indirizzi impartiti, formulando eventuali richieste e prescrizioni e, se del caso, le modifiche e integrazioni; trascorso detto termine il Piano si intenderà positivamente verificato. Successivamente all'adozione del parere VAS ai sensi del D.lgs. 152/06, da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di concerto con il Ministero dei Beni Culturali, il Ministero dello Sviluppo Economico approva il Piano di Sviluppo della rete "entro trenta giorni dal ricevimento del parere VAS".

Delibera 102/2012/R/eel - Consultazione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale

Attraverso la delibera 102/2012/R/eel - "Disposizioni per la consultazione dello schema di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, predisposto dal gestore del sistema energetico", l'Autorità adotta specifiche disposizioni per dare attuazione a quanto previsto dall'articolo 36, comma 13, del decreto legislativo 93/11, in cui è previsto che l'Autorità:

- a) sottoponga lo schema di Piano decennale, secondo i propri autonomi regolamenti, ad una consultazione pubblica;
- b) renda pubblici i risultati di tale consultazione;
- c) trasmetta gli esiti della propria valutazione al Ministro dello Sviluppo Economico ai fini dell'approvazione del Piano decennale.

Tali disposizioni hanno trovato la prima applicazione in relazione al Piano di Sviluppo 2012.

Deliberazione ARG/elt 199/11: "Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione"

La delibera ARG/elt 199/11 (*"Disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione"*) definisce il quadro regolatorio relativamente alle attività indicate, con particolare riguardo ai temi tariffari, per il periodo 2012-15, così come aggiornati per l'anno 2013 dalla delibera 565/2012/R/eel (*"Aggiornamento per l'anno 2013 delle tariffe e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione ed altre disposizioni relative all'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica"*). Il provvedimento approva tre allegati:

Allegato A, recante il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione e

distribuzione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2012-2015 (di seguito: TIT);

Allegato B, recante il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 (di seguito: TIME);

Allegato C, recante il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (di seguito: TIC).

Il TIT definisce il quadro tariffario per il quarto periodo di regolazione (2012-15), nonché la remunerazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura. Per quanto attiene alla trasmissione, fermo restando il riconoscimento della extra remunerazione riconosciuta dalla regolazione previgente per gli interventi di sviluppo già entrati in esercizio alla data del 31 dicembre 2011, la delibera introduce alcune modifiche al regime di incentivazione dei nuovi interventi di sviluppo delle RTN; in particolare la delibera riconosce una extra remunerazione pari rispettivamente all'1,5% ed al 2% per gli interventi di sviluppo della RTN appartenenti alle tipologie I2 e I3, riconosciuta per un periodo di 12 anni a partire dalla data di entrata in esercizio degli investimenti, riduce il perimetro degli interventi I3 ai soli interventi di sviluppo della capacità di trasporto relativi a progetti strategici, volti a ridurre le congestioni tra le zone di mercato o ad aumentare *Net Transfer Capacity* (NTC) sulle frontiere elettriche (in casi limitati, preventivamente approvati dall'AEEG, possono essere inclusi in tale tipologia ulteriori progetti di investimento, purché di primaria portata strategica), ed introduce una nuova tipologia I4 per investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo, per i quali è riconosciuta una extrar remunerazione pari a quella della tipologia I3. I progetti rientranti nella categoria I4 saranno selezionati secondo specifica procedura definita con la successiva Delibera 288/2012/R/eel. Con riferimento al servizio di misura, l'Autorità, pur rinviando ad un successivo provvedimento, il completamento del processo di razionalizzazione della regolazione di tale servizio, ha istituito il *"Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica"* (TIME), ivi ricomprendendo un primo corpo di disposizioni enucleato dal precedente TIT. Il TIME ha lo scopo di unificare e uniformare a tendere tutti gli aspetti della materia, allineando, fra l'altro, la regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica immessa

in rete con quella prodotta da impianti di generazione, nonché la regolazione del servizio per i punti di prelievo, e predisponendo la successiva ridefinizione di alcune responsabilità delle attività del servizio di misura.

Il TIC, infine, rispetto al precedente periodo regolatorio, introduce una disposizione per l'aggiornamento su base annuale dei contributi relativi alle connessioni in linea con quanto previsto per l'aggiornamento della quota parte delle componenti della tariffa di riferimento a copertura dei costi operativi e meglio specifica gli obblighi di trasparenza contabile a carico del gestore di rete, stabilendo che questo è tenuto a dare separata evidenza contabile ai contributi per le connessioni e ai corrispettivi per le prestazioni specifiche disciplinate dal TIC, separatamente per livello di tensione e tipologia di prestazione.

Il Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della rete e il Comitato di consultazione

Il "Codice di Rete di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete" (di seguito "Codice di Rete"), emanato in attuazione del DPCM 11 maggio 2004, disciplina i rapporti tra Terna e gli utenti della rete, con riferimento alle attività di connessione, gestione, pianificazione, sviluppo e manutenzione della rete di trasmissione nazionale, nonché di dispacciamento e misura dell'energia elettrica.

Il Codice di Rete trova applicazione nei rapporti tra Terna e gli utenti della rete a partire dal 1 novembre 2005.

In particolare, il Codice di Rete descrive regole, trasparenti e non discriminatorie, per:

- l'accesso alla rete e la sua regolamentazione tecnica;
- sviluppo della rete e gestione e manutenzione;
- l'erogazione del servizio di dispacciamento;
- la fornitura dei servizi di misura e di aggregazione di misure;
- la regolazione delle partite economiche connesse ai diversi servizi;
- la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Il Codice di Rete contiene altresì le regole generali di funzionamento del Comitato di Consultazione degli utenti¹ (di seguito "Comitato"), un organo tecnico istituito ai sensi

¹ Composto da sette membri con carica triennale.

del DPCM 11 maggio 2004, comprendente i rappresentanti delle principali categorie di utenti della Rete, con il compito di proporre aggiornamenti, modifiche ed integrazioni relative alle regole contenute nel Codice di Rete ed agevolare la risoluzione delle eventuali controversie derivanti dall'applicazione delle regole stesse.

Tra le generali competenze del Comitato, previste dal Codice di Rete, vi è anche quella di esprimere pareri non vincolanti sulle proposte di modifica al Codice di rete e sui criteri generali per lo sviluppo della rete, lo sviluppo e la gestione delle interconnessioni, la difesa della sicurezza della rete.

Legge n. 239/04 di riordino del settore energetico

Con riferimento alla costruzione ed esercizio degli elettrodotti facenti parte della rete nazionale di trasporto dell'energia elettrica, la legge stabilisce che, trattandosi di attività di preminente interesse statale, sono soggette a un'autorizzazione unica, rilasciata dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e previa intesa con la Regione o le Regioni interessate, "la quale sostituisce autorizzazioni, concessioni, nulla osta e atti di assenso comunque denominati previsti dalle norme vigenti, costituendo titolo a costruire e ad esercire tali infrastrutture in conformità al progetto approvato".

Nell'ambito del procedimento unico, ove richiesto dal D.lgs. 152/06 (Norme in materia ambientale), si svolge la valutazione di impatto ambientale.

"L'autorizzazione comprende la dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità ed urgenza dell'opera, l'eventuale dichiarazione di inamovibilità e l'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio dei beni in essa compresi, conformemente al decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327, recante il testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per pubblica utilità. Qualora le opere comportino variazione degli strumenti urbanistici, il rilascio dell'autorizzazione ha effetto di variante urbanistica".

Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, Norme in materia ambientale.

Nell'ambito del procedimento unico di autorizzazione dei progetti delle opere della rete di trasmissione nazionale:

- il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare provvede alla valutazione di impatto ambientale degli elettrodotti aerei con tensione nominale superiore a 150 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 15 km e degli elettrodotti in cavo interrato in corrente alternata, con tracciato di lunghezza superiore a 40 km, e alla verifica della conformità delle opere al progetto autorizzato;
- le regioni provvedono alla verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale degli elettrodotti aerei con tensione nominale superiore a 100 kV, fino a 150 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 3 km, fino a 10 km, nonché alla valutazione di impatto ambientale degli elettrodotti aerei con tensione nominale superiore 100 kV, fino a 150 kV, con tracciato di lunghezza superiore a 10 km, fino a 15 km, e alla verifica della conformità delle opere al progetto autorizzato.

Con le modifiche recate al d.lgs. 152/06 dal D.lgs. 128/2010 ("*Decreto legislativo di riforma del codice ambiente*") è stata inserita una disposizione che precisa che la Valutazione Ambientale Strategica (VAS) non è necessaria per le modifiche ai piani territoriali "conseguenti a provvedimenti di autorizzazione di opere singole che hanno per legge l'effetto di variante ai suddetti piani e programmi". Pertanto, le autorizzazioni degli interventi relativi alla rete elettrica di trasmissione nazionale che determinano varianti dei piani regolatori degli enti locali non costituiscono modifiche ai piani urbanistici sulle quali occorra preventivamente svolgere la VAS.

È stato precisato che l'autorità procedente per l'autorizzazione o l'adozione del piano (nel caso del Piano di sviluppo della rete, il Ministero dello Sviluppo Economico), in collaborazione con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, provvede, prima dell'approvazione del Piano, "tenendo conto delle risultanze del parere VAS e dei risultati delle consultazioni transfrontaliere", alle opportune revisioni del piano o programma.

Opere prioritarie per le quali è resa possibile l'utilizzazione degli strumenti previsti dalla Legge 443/2001 (c.d. Legge Obiettivo)

Nella realizzazione di grandi opere infrastrutturali, un aspetto critico è rappresentato dalla incertezza dei tempi necessari ad espletare le procedure di autorizzazione, sia a livello nazionale che locale. Affinché gli interventi di rilevanza strategica per il Paese possano essere realizzati nei tempi previsti e possano avere la massima efficacia, è assolutamente necessario che le autorizzazioni vengano rilasciate in tempi definiti e certi.

Tale necessità è stata recepita dalla Legge n. 443/01, detta "Legge obiettivo", ed in particolare dalle disposizioni attuative contenute nel D.lgs. n. 163/06, che ha abrogato il precedente D.lgs. n. 190/02.

L'intero procedimento autorizzativo, coordinato dal Ministero delle Infrastrutture, prevede l'approvazione finale da parte del CIPE e si conclude entro 190 giorni dalla presentazione del progetto (art. 179 del D.lgs. n. 163/06).

La Legge Obiettivo ha previsto che l'individuazione delle opere definite "strategiche e di preminente interesse nazionale" sia operata, di intesa con le singole Regioni interessate, a mezzo di un Programma aggiornato annualmente da inserire nel Documento di Programmazione Economica e Finanziaria, predisposto da Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti previo parere del CIPE ed intesa della Conferenza Unificata Stato – Regioni – Autonomie locali. La programmazione delle infrastrutture si inserisce così, nell'ambito dell'intero documento di programmazione economico finanziario nazionale.

Legge n. 99/09 in materia di sviluppo

La legge interviene in tema di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale introducendo semplificazioni procedurali, tra cui:

- a) l'assoggettamento a Denuncia di inizio attività (DIA) per:
 - le varianti di lunghezza fino a 1.500 metri che utilizzino il medesimo tracciato della linea esistente o che se ne discostino massimo fino a 40 metri lineari;
 - le varianti all'interno delle stazioni elettriche che non comportino aumenti della cubatura degli edifici, ovvero, ai sensi di quanto previsto dalla successiva legge 22 marzo 2010, n. 41, che comportino aumenti di cubatura strettamente necessari alla collocazione di apparecchiature o impianti

tecnologici al servizio delle stazioni stesse, comunque non superiori del 20 per cento le cubature esistenti all'interno della stazione elettrica;

- le varianti da apportare a progetto definitivo approvato, sia in sede di redazione del progetto esecutivo sia in fase di realizzazione delle opere, ove non assumano rilievo localizzativo.

Tali interventi sono realizzabili a condizione che non siano in contrasto con gli strumenti urbanistici vigenti e rispettino le norme in materia di elettromagnetismo e di progettazione, costruzione ed esercizio di linee elettriche nonché le norme tecniche per le costruzioni.

- b) una disciplina, da attivare in caso di mancato raggiungimento dell'intesa con le regioni interessate, che prevede il ricorso ad un comitato interistituzionale composto pariteticamente da rappresentanti ministeriali e regionali per il rilascio dell'intesa.
- c) l'esclusione dell'autorizzazione per le attività di manutenzione su elettrodotti esistenti, quali riparazione, rimozione e sostituzione di componenti di linea, a titolo esemplificativo: sostegni, conduttori, funi di guardia, etc. con elementi di caratteristiche analoghe, anche in ragione delle evoluzioni tecnologiche.

La legge introduce inoltre la tipologia di interconnector finanziati da clienti finali, titolari di punti di prelievo con potenza superiore a 10 MW. Detti soggetti sono ammessi a partecipare alle gare di selezione per il finanziamento di linee di interconnessione individuate, realizzate ed esercite, su mandato, da Terna. La misura porterà ad un incremento globale fino a 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.

Decreto legislativo 03 marzo 2011, n.28: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. (Gazzetta Ufficiale del 28 marzo 2011, n.71)

Il decreto legislativo conferma il principio del procedimento unico per l'autorizzazione congiunta degli impianti e delle opere di connessione previste dal preventivo di connessione, anche se funzionali a più impianti

(es. stazioni di raccolta) già sancito dal decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Con riferimento alla sola realizzazione di “opere di sviluppo funzionali all'immissione e al ritiro dell'energia prodotta da una pluralità di impianti non inserite nei preventivi di connessione, richiedono l'autorizzazione”, si prevede che l'autorizzazione sia conseguita a conclusione di un procedimento di competenza regionale. Le Regioni, nel disciplinare il procedimento di autorizzazione in parola, devono garantire il coordinamento tra i tempi di sviluppo delle reti e di sviluppo degli impianti di produzione e potranno delegare alle Province il rilascio delle autorizzazioni.

Il Piano di sviluppo della rete di trasmissione prevede in apposite sezioni le opere funzionali all'immissione e al ritiro dell'energia prodotta da una pluralità di impianti non inserite nelle soluzioni di connessione, nonché gli interventi di potenziamento della rete che risultano necessari per assicurare l'immissione e il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile già in esercizio. Questi ultimi interventi comprendono anche i sistemi di accumulo finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili.

Per quanto riguarda i sistemi di accumulo dell'energia e le altre opere utili al dispacciamento dell'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili previste dalle sezioni del Piano di sviluppo sopra descritte, si prevede che l'Autorità assicuri una remunerazione degli investimenti per la realizzazione e la gestione delle suddette opere “che tenga adeguatamente conto dell'efficacia ai fini del ritiro dell'energia da fonti rinnovabili, della rapidità di esecuzione ed entrata in esercizio delle medesime opere, anche con riferimento differenziato a ciascuna zona del mercato elettrico e alle diverse tecnologie di accumulo”.

Le imprese distributrici di energia elettrica sono chiamate a elaborare ogni anno un piano di sviluppo della loro rete, secondo modalità individuate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in coordinamento con Terna e in coerenza con i contenuti del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale. I piani devono indicare i principali interventi e i relativi tempi di realizzazione.

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. Gazzetta Ufficiale del 28 giugno 2011, n.148)

Il decreto attua le direttive comunitarie in materia di mercato unico dell'energia e, tra l'altro, reca le seguenti disposizioni di interesse:

- Terna non può “né direttamente né indirettamente, esercitare attività di produzione e di fornitura di energia elettrica, né gestire, neppure temporaneamente, infrastrutture o impianti di produzione di energia elettrica” precisando che “le attività del gestore del sistema di trasmissione nazionale diverse da quelle di programmazione, manutenzione e sviluppo della rete non pregiudichino il rispetto dei principi di indipendenza, terzietà e non discriminazione.”
- “la realizzazione e la gestione degli impianti di produzione idroelettrica da pompaggio inclusi nel Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale sono affidate mediante procedure competitive, trasparenti e non discriminatorie”.
- l'Autorità determina “idonei meccanismi volti a promuovere la completa unificazione della rete di trasmissione nazionale da conseguire nei successivi 36 mesi”.
- Il decreto ha previsto l'avvio di un procedura di certificazione di Terna per verificare il rispetto ai requisiti di indipendenza fissati dalla direttiva 2009/72/CE, all'art. 9 e richiamate dal decreto legislativo di recepimento: in particolare, si richiede che “la stessa persona o le stesse persone, fisiche o giuridiche, non sono autorizzate ad esercitare contemporaneamente un controllo su un'impresa che esercita l'attività di generazione o l'attività di fornitura e a esercitare un controllo o diritti sul gestore del sistema di trasmissione;...”. L'Autorità, con deliberazione ARG/com 153/11, ha avviato la procedura di certificazione di Terna.
- Conclusa l'istruttoria, l'Autorità comunica al Ministero dello sviluppo economico l'esito della procedura di certificazione e “vigila sulla permanenza delle condizioni favorevoli al rilascio della stessa”. In attuazione

dell'articolo 3 Regolamento CE n. 714/2009 la Commissione Europea ha il compito di esprimere un parere sulla decisione di certificazione.

- Si prevede la definizione da parte del Ministero dello sviluppo economico di scenari decennali relativi allo sviluppo del mercato del gas naturale e del mercato dell'energia elettrica, comprensivi delle previsioni sull'andamento della domanda suddivisa nei vari settori, della necessità di potenziamento delle infrastrutture di produzione, importazione, trasporto; con decreto del Ministro dello sviluppo economico sarà individuata una procedura trasparente e non discriminatoria per la realizzazione di nuova capacità di produzione elettrica ovvero per l'introduzione di misure di efficienza energetica o gestione della domanda di elettricità da avviare anche sulla base degli esiti dello scenario.

Con riferimento al Piano di Sviluppo, il decreto stabilisce che:

- "Terna Spa predispone, entro il 31 gennaio di ciascun anno, il Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, basato sulla domanda e offerta esistenti e previste. Il Ministro dello sviluppo economico, acquisito il parere delle Regioni territorialmente interessate dagli interventi in programma", rilasciato entro il termine previsto dalla normativa in materia di VAS, ovvero entro il termine di sessanta giorni dal ricevimento del Piano nel caso di mancato avvio della procedura VAS, approva il Piano "tenuto conto delle valutazioni formulate dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas", che secondo propri regolamenti effettua una consultazione pubblica "di cui rende pubblici i risultati".
- "Il Piano individua 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 investimenti programmati e i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo e una programmazione temporale dei progetti di investimento, secondo quanto stabilito nella concessione per l'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica".
- "L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas controlla e valuta l'attuazione del Piano e, nel caso in cui Terna non realizzi un investimento in base al Piano decennale di sviluppo della rete che sarebbe dovuto essere realizzato nel triennio successivo, provvede ad imporre alla

società di realizzare gli investimenti, a meno che la mancata realizzazione non sia determinata da motivi indipendenti dal controllo della società stessa. Restano ferme le disposizioni in materia di verifica, inadempimenti e sanzioni previste nella convenzione tra il Ministero dello sviluppo economico e Terna Spa per la disciplina della concessione per l'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica".

Piano di azione nazionale PAN per le energie rinnovabili di cui alla Direttiva 2009/28/CE del 30 giugno 2010

Il Piano è stato redatto in attuazione della nuova direttiva (2009/28/CE) e della decisione della Commissione del 30 giugno 2009 sulle fonti rinnovabili ed è in conformità allo schema predisposto in sede europea, per il raggiungimento, entro il 2020, dell'obiettivo vincolante di coprire con energia da fonti rinnovabili il 17% dei consumi lordi nazionali.

Il Piano illustra la strategia nello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (di seguito FER), disegna le principali linee d'azione per il perseguimento degli obiettivi strategici.

Il Piano descrive l'insieme delle misure necessarie per raggiungere gli obiettivi, prevedendo di intervenire sul quadro esistente dei meccanismi di incentivazione – quali, per esempio, i certificati verdi, il conto energia, i certificati bianchi, l'agevolazione fiscale per gli edifici, l'obbligo della quota di biocarburanti – per incrementare la quota di energia prodotta rendendo più efficienti gli strumenti di sostegno, in modo da evitare una crescita parallela della produzione e degli oneri di incentivazione, che ricadono sui consumatori finali, famiglie ed imprese.

È inoltre prevista dal Piano l'adozione di ulteriori misure, in particolare per favorire i procedimenti autorizzativi, lo sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione al fine di un utilizzo intensivo ed intelligente del potenziale rinnovabile.

Recependo le indicazioni pervenute dal PAN e dalle recenti norme in materia, il presente Piano di Sviluppo riporta una sezione apposita che raggruppa in sintesi gli interventi in infrastrutture di rete finalizzati alla raccolta della produzione da fonte rinnovabile.

Il monitoraggio complessivo statistico, tecnico, economico, ambientale e delle ricadute industriali connesse allo sviluppo del Piano di azione verrà effettuato dal Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente, Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministero delle Politiche Agricole,

Alimentari e Forestali con il supporto operativo del GSE – Gestore dei Servizi Energetici, che implementerà e gestirà un apposito Sistema Italiano di Monitoraggio delle Energie Rinnovabili (SIMERI).

PAEE 2011 (Piano d’Azione Italiano per l’Efficienza Energetica)

Tale documento è adottato ai sensi dell’articolo 14 della direttiva 2006/32, che prevede la trasmissione alla Commissione di un primo piano entro il 30 giugno 2007, di un secondo piano entro il 30 giugno 2011 e di un terzo piano entro il 30 giugno 2014.

Dalla data d’emissione del primo Piano nel 2007 ad oggi sono state emanate alcune nuove disposizioni legislative, norme attuative e atti di indirizzo che si collocano sul percorso che porta al raggiungimento degli obiettivi prefissati. Tra i diversi provvedimenti, descritti nel piano, si segnalano in particolare:

- il D.Lgs. 115/2008 attuativo della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici, che tra l'altro istituisce l'Unità Tecnica per l'Efficienza Energetica-UTEE nell'ambito della struttura di ENEA (Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologia, l'Energia e lo Sviluppo Economico sostenibile), con il compito di svolgere attività di supporto tecnico-scientifico e consulenza per lo Stato, le Pubbliche Amministrazioni (Regioni ed Enti locali);
- il D.Lgs. 28/2011, in attuazione della direttiva 2009/28/CE, il Piano d’Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili, predisposto in base a quanto previsto dalla Direttiva 2009/28/CE. Nel PAEE 2011 “vengono pertanto illustrati i risultati conseguiti al 2010 e aggiornate le misure di efficienza energetica da adottare per il conseguimento dell’obiettivo generale al 2016, che viene mantenuto pari al 9,6%”.

Relativamente a Terna, il PAEE sottolinea la necessità di continuare nello sforzo di sviluppo e potenziamento della rete di trasmissione nazionale, in primo luogo “per superare i “colli di bottiglia” tuttora presenti nella rete italiana, che limitano lo sfruttamento dell’energia prodotta dagli impianti più economici e la creazione di un unico mercato dell’energia, visto anche la prospettiva di possibili nuovi impieghi del vettore elettrico in settori quali il riscaldamento/climatizzazione (diffusione delle pompe di calore) e il trasporto (auto elettrica), ove oggi l’uso dell’elettricità è marginale. Non meno necessari appaiono gli interventi di

potenziamento della rete di trasmissione per connettere i parchi eolici che si stanno diffondendo nel Centro Sud e nelle Isole e per garantire la collocazione dell’energia generata senza creare congestioni. E’ bene ricordare che la disponibilità di un’adeguata capacità di trasporto consente il funzionamento degli impianti termici ad alta efficienza, quali gli impianti di cogenerazione, anche in presenza dei picchi di produzione di energia eolica in occasione di particolari condizioni meteorologiche”.

Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 10 settembre 2010 – G.U. n. 219 del 18 settembre 2010)

Le linee guida per lo svolgimento del procedimento di autorizzazione alla costruzione ed esercizio degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili sono state emanate in ottemperanza dell’art. 12, comma 10, del D.Lgs. 387/03 in materia di fonti rinnovabili.

Il provvedimento è entrato in vigore il 3 ottobre 2010 e si applica ai procedimenti avviati dal 1° gennaio 2011. Entro il medesimo termine le Regioni dovranno recepirle. Nelle more, si applicheranno comunque le linee guida nazionali.

Le linee guida prevedono che il proponente debba integrare l’istanza con la documentazione richiesta nelle linee guida. È stato precisato che tra le opere connesse, oggetto di autorizzazione unica ex D.lgs. 387/03, rientrano tutte le opere necessarie alla connessione indicate nel preventivo per la connessione, ovvero nella soluzione tecnica minima generale, predisposte dal gestore di rete ed esplicitamente accettate dal proponente, con l’esclusione dei nuovi elettrodotti o dei potenziamenti inseriti da Terna nel Piano di Sviluppo, fatta eccezione per l’allegato connessioni.

Viene poi espressamente previsto che, tra i documenti che il proponente deve allegare alla richiesta di autorizzazione dell’impianto, vi sia, a pena di improcedibilità, il preventivo per la connessione, redatto dal gestore di rete ed esplicitamente accettato dal proponente, compresi tutti gli elaborati tecnici relativi al progetto degli impianti per la connessione.

E’ poi prevista un’informativa alle Regioni interessate circa le soluzioni di connessione elaborate e accettate per impianti con potenza nominale non inferiore a 200 kW con cadenza quadrimestrale.

Unità essenziali per la sicurezza del sistema

La disciplina relativa alle unità essenziali, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 111/06, così come modificata dalla deliberazione ARG/elt 400/12- "Determinazioni in materia di impianti essenziali e modifiche ed integrazioni alla disciplina di riferimento, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 111/06" anche per l'anno 2013 resta sostanzialmente invariata. Al riguardo si distinguono:

- Impianti singolarmente essenziali: ciascun impianto in assenza del quale, anche in ragione delle esigenze di manutenzione programmata degli altri impianti di produzione o degli elementi di rete, non sia possibile assicurare adeguati standard di gestione in sicurezza del sistema elettrico.
- Raggruppamento di impianti essenziali: gli impianti volti al soddisfacimento del fabbisogno di energia e riserva.

La regolazione vigente prevede che entro il 31 ottobre di ciascun anno Terna pubblica l'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico. La modalità alternativa per l'assolvimento degli obblighi relativi alle unità essenziali è la sottoscrizione di un apposito contratto con Terna, anche solo per alcuni di essi. In tal caso non trova applicazione la disciplina di essenzialità e nessuno di questi impianti viene inserito nell'elenco degli impianti essenziali. La sottoscrizione dei contratti per l'anno 2013 è stata regolata dalla delibera 518/2012/R/eel – Determinazione in materia di regimi alternativi degli impianti essenziali e dalla delibera 561/2012/R/eel – Approvazione degli schemi contrattuali relativi ai regimi alternativi degli impianti essenziali per l'anno 2013.

1.2 Decreti legge emanati nel corso del 2012

Decreto Ministeriale 20 dicembre 2012- "Determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni e delle esportazioni di energia elettrica per l'anno 2013"

Il decreto determina le modalità e le condizioni dell'importazione di energia elettrica per l'anno 2013 sulla rete di trasmissione nazionale.

Decreto 15 marzo 2012- "Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento

degli obiettivi da parte delle regioni e delle province autonome (c.d. Burden Sharing)."

Il decreto "definisce e quantifica gli obiettivi intermedi e finali che ciascuna regione e provincia autonoma deve conseguire ai fini del raggiungimento degli obiettivi nazionali fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia".

Per la quantificazione degli obiettivi in capo a ciascuna regione e provincia autonoma, sono stati assunti a riferimento gli obiettivi nazionali definiti nel Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili del 30 giugno 2010. Le regioni possono stabilire limiti massimi alla produzione di energia per singola fonte rinnovabile in misura non inferiore a 1,5 volte gli obiettivi previsti nei rispettivi strumenti di pianificazione energetica. Resta fermo che, per il conseguimento degli obiettivi assegnati, Regioni e Province autonome possono ricorrere ad accordi per il trasferimento statistico di quantità di energia rinnovabile mediante intese con enti territoriali interni ad altri Stati membri e accordi con altri Stati membri, ai sensi dell'art. 37 del decreto legislativo 28/11. Allo scopo di destinare prioritariamente le produzioni da fonti rinnovabili realizzate in Italia al conseguimento degli obiettivi nazionali, i trasferimenti statistici per cessione di energia da fonti rinnovabili ad altri Stati membri o Paesi terzi promossi dalle regioni o province autonome devono essere preventivamente autorizzati dal Ministro dello sviluppo economico. Con riferimento alla rete di trasmissione nazionale, il decreto precisa che:

- La regione o la Provincia delegata, nelle more della realizzazione degli interventi di messa in sicurezza del sistema elettrico, può sospendere i procedimenti di autorizzazione unica per impianti a fonte rinnovabile in corso, su motivata segnalazione da parte dei gestori delle reti circa la sussistenza di problemi di sicurezza per la continuità e la qualità delle forniture. La segnalazione, che può anche essere conseguente ad una richiesta di verifica da parte della Regione interessata, va corredata dalla proposta degli interventi di messa in sicurezza, necessari e propedeutici all'ulteriore installazione di impianti rinnovabili.
- E' garantito sempre il rispetto dell'autorizzazione unica degli impianti e delle opere connesse.
- Le regioni, per quanto di propria competenza, garantiscono il sollecito rilascio degli atti autorizzativi necessari per

l'esecuzione degli interventi di messa in sicurezza.

Decreto Ministeriale 5 luglio 2012- "Attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (c.d. Quinto Conto Energia)."

Il provvedimento ha acquistato efficacia dal 27 agosto 2012, ossia decorsi 45 giorni dalla data della deliberazione ARG/elt 292/12 del 12 luglio 2012 con cui l'AEEG ha comunicato il raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo a valere sui precedenti Conti Energia per 6 miliardi di euro.

Tale decreto stabilisce le nuove tariffe incentivanti omnicomprensive per gli impianti fotovoltaici e, per ciascun semestre, il costo indicativo cumulato massimo degli incentivi che possono essere riconosciuti. Il periodo di incentivazione, pari a 20 anni, è considerato al netto di eventuali fermate disposte a seguito di problematiche connesse alla rete ovvero a seguito di eventi calamitosi.

Il provvedimento cessa di applicarsi decorsi trenta giorni dal raggiungimento della soglia massima di costo cumulato pari a 6,7 miliardi di euro annui. La data di tale raggiungimento sarà comunicata dall'AEEG.

Il provvedimento presenta alcune misure di particolare interesse per la rete elettrica nazionale, quali:

- gli inverter utilizzati in impianti fotovoltaici che entrano in esercizio successivamente a date stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e comunque non oltre il 1 gennaio 2013, devono tener conto delle esigenze della rete elettrica, prestando i seguenti servizi e protezioni:
 - o mantenere insensibilità a rapidi abbassamenti di tensione;
 - o consentire la disconnessione dalla rete a seguito di un comando da remoto;
 - o aumentare la selettività delle protezioni, al fine di evitare fenomeni di disconnessione intempestiva dell'impianto;
 - o consentire l'erogazione o l'assorbimento di energia reattiva;
 - o limitare la potenza immessa in rete (per ridurre le variazioni di tensione della rete);
 - o evitare la possibilità che gli inverter possano alimentare i carichi elettrici della

rete in assenza di tensione sulla cabina della rete.

Il CEI, sentita l'AEEG, completa la definizione di apposite norme tecniche.

L'AEEG provvede a definire:

- le modalità e i tempi entro i quali tutti gli impianti fotovoltaici entrati in esercizio entro il 30 giugno 2012, non muniti degli inverter e degli altri dispositivi richiesti ai sensi dell'allegato 1-A, paragrafo 2, sono ammodernati al fine di prestare i servizi di cui sopra;
- le modalità con le quali i gestori di rete, verificato il mancato rispetto di tali disposizioni, effettuano apposita segnalazione al GSE, il quale in tal caso sospende l'erogazione degli incentivi fino all'avvenuto adeguamento degli impianti;
- le modalità con cui i gestori di rete utilizzano gli inverter e gli altri dispositivi previsti all'allegato 1-A, paragrafo 2;
- le modalità con cui, a seguito dell'utilizzo degli inverter e degli altri dispositivi di cui sopra da parte dei "gestori delle reti di distribuzione, i medesimi gestori rendono disponibili a Terna gli elementi necessari alla gestione efficiente e in sicurezza del sistema elettrico";
- i casi e le modalità con cui il GSE, per gli impianti di cui è utente del dispacciamento, provvede a richiedere l'installazione, presso gli impianti dei dispositivi di misurazione e trasmissione satellitare dei dati di energia prodotta ed energia primaria.

Decreto Ministeriale 6 luglio 2012 –"Attuazione dell'art. 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici."

Il decreto stabilisce le nuove tariffe incentivanti, per gli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, con potenza > 1 MW e che entrano in esercizio il 1 Gennaio 2013, prevedendo un costo cumulativo annuo degli incentivi non superiore ai 5,8 Mld €.

L'accesso agli incentivi è diretto per i piccoli impianti, subordinato all'iscrizione ai registri o per gli impianti che superano una determinata soglia di potenza (10 MW per gli impianti idroelettrici, 20 MW per gli impianti da fonte geotermica e 5 MW per gli altri impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili, escluso il

solare), tramite subordinato alla partecipazione ad una procedura d'asta.

Sia per la procedura a registro che per quella ad asta, vengono definiti i contingenti annui di capacità disponibile per il periodo 2013-2015, distinti per tipologia di fonte rinnovabile, così come vengono indicati i tempi di entrata in esercizio dell'impianto per il riconoscimento degli incentivi, ed, in caso di ritardo rispetto a tali tempistiche, le riduzioni delle tariffe, fino al mancato riconoscimento delle stesse.

Al fine della determinazione dei contingenti annui delle procedure d'asta, il GSE richiede ai gestori di rete le zone con maggiore concentrazione di impianti FRNP che creano criticità per la sicurezza della rete, e per le quali si richiede la riduzione della capacità produttiva incentivabile.

Il decreto, infine, reca misure relative alla sicurezza e ai servizi per la rete elettrica in analogia a quanto previsto nel decreto del 5 luglio 2012 per gli impianti fotovoltaici.

Decreto Legge 24 gennaio 2012, n. 1: Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività come modificato dalla legge di conversione 24 marzo 2012, n. 27

Nel decreto legge 24 gennaio 2012, n.1, noto anche come d.l. delle "liberalizzazioni", sono state introdotte alcune norme di interesse per Terna di seguito descritti:

- o Procedura triennale per la VAS del Piano di Sviluppo: ferme restando l'annualità del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale e le procedure di valutazione, consultazione pubblica ed approvazione previste dall'articolo 36, comma 12, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, ossia i pareri delle Regioni e dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, il Piano "è sottoposto annualmente alla verifica di assoggettabilità a procedura VAS ed è comunque sottoposto a procedura VAS ogni tre anni. Ai fini della verifica di assoggettabilità a procedura VAS, il Piano di sviluppo della rete e il collegato rapporto ambientale evidenziano, con sufficiente livello di dettaglio, l'impatto ambientale complessivo delle nuove opere".
- o Definizione dall' AEEG di misure sui sistemi di protezione e difesa delle reti e specifici servizi di rete per impianti

fotovoltaici: Prevede che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas effettui l'analisi quantitativa degli oneri di sbilanciamento gravanti sul sistema elettrico connessi al dispacciamento di ciascuna delle fonti rinnovabili non programmabili, e adotti *"con propria delibera le misure sui sistemi di protezione e di difesa delle reti elettriche necessarie per garantire la sicurezza del sistema, nonché definisce le modalità per la rapida installazione di ulteriori dispositivi di sicurezza sugli impianti di produzione, almeno nelle aree ad elevata concentrazione di potenza non programmabile"*.

Decreto Legge 5/12, convertito come modificato dalla Legge 35/2012 - Disposizioni urgenti in materia di semplificazioni e sviluppo.

Di tale decreto, risulta di particolare importanza riportare l'articolo 57-bis, riguardante la determinazione delle infrastrutture energetiche prioritarie.

La disposizione prevede che, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, siano individuati gli impianti e le infrastrutture energetiche ricadenti nel territorio nazionale e di interconnessione con l'estero identificati come prioritari. Le opere così individuate rappresentano, in attuazione dell'articolo 3 del d.lgs. 93/11, le "necessità minime di realizzazione o di ampliamento di impianti di produzione di energia elettrica, e le relative infrastrutture di trasmissione e di trasporto di energia, anche di interconnessione con l'estero" per le quali "le amministrazioni interessate a qualunque titolo nelle procedure autorizzative delle infrastrutture individuate attribuiscono priorità e urgenza negli adempimenti e nelle valutazioni di propria competenza". L'individuazione delle infrastrutture è aggiornata almeno ogni due anni.

Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83 "Misure urgenti per la crescita del Paese" come modificato dalla legge di conversione 7 agosto 2012, n. 134

In tale decreto ci sono molteplici punti di interesse di seguito descritti:

- servizi di flessibilità: previa analisi dei fabbisogni del sistema elettrico effettuata su base territoriale da Terna, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, definisce le modalità per la selezione e "la remunerazione dei servizi di flessibilità assicurati dagli impianti di produzione abilitati, in base alle diverse offerte

formulate dagli impianti stessi, senza maggiori oneri per prezzi e tariffe dell'energia elettrica". La finalità perseguita è quella di "garantire una maggiore efficienza delle infrastrutture energetiche nazionali e di contenere gli oneri indiretti dovuti alla crescita delle fonti rinnovabili non programmabili".

- Individuazione delle esigenze di potenza produttiva: il Ministro dello sviluppo economico, sulla base degli elementi evidenziati dal Comitato per l'emergenza gas e da Terna, entro il 31 luglio di ogni anno, individua con proprio decreto le esigenze di potenza produttiva, alimentate ad olio combustibile e altri combustibili diversi dal gas, di cui garantire la disponibilità, nonché le procedure atte ad individuare, nei successivi 30 giorni, gli specifici impianti con potenza superiore a 300 MW, anche tra quelli non in esercizio a causa di specifiche prescrizioni contenute nelle relative autorizzazioni, destinati a far fronte ad emergenze nel successivo anno termico. In sede di prima applicazione il termine per l'individuazione delle esigenze di potenza produttiva sarebbe stata prevista al 30 settembre 2012.

Gli impianti individuati devono garantire la disponibilità degli impianti stessi per il periodo 1 gennaio – 31 marzo di ciascun anno termico e possono essere chiamati in esercizio in via d'urgenza, per il solo periodo di tempo necessario al superamento della situazione di emergenza. A detti impianti si applicano solo i valori limite di emissione in atmosfera previsti dalla normativa vigente, e non quelli più restrittivi eventualmente stabiliti dalle autorizzazioni.

- Semplificazione delle procedure di realizzazione di infrastrutture energetiche: "Fatte salve le disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale", nell'ambito dei procedimenti di autorizzazione delle opere RTN ai sensi della legge 239/04, in caso di mancata espressione da parte delle amministrazioni regionali dell'intesa entro il termine di 150 giorni dalla richiesta, "il Ministro dello sviluppo economico invita le medesime a provvedere entro un termine non superiore a trenta giorni. In caso di ulteriore inerzia da parte delle amministrazioni regionali interessate lo stesso Ministero rimette gli atti alla Presidenza del Consiglio dei Ministri, la quale, entro sessanta giorni dalla rimessione, provvede in merito con la

partecipazione della Regione interessata. Le disposizioni del presente comma si applicano anche ai procedimenti amministrativi in corso".

Decreto legge 18 ottobre 2012, n. 179 "Ulteriori misure per la crescita del Paese".

Il decreto legge prevede l'emanazione di un decreto del Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'economia e delle finanze, sentita la Conferenza Unificata, che detti la disciplina in materia di accordi tra regioni, enti locali e soggetti proponenti progetti relativi a infrastrutture energetiche aventi ad oggetto l'individuazione di misure di compensazione e riequilibrio ambientale.

Con il decreto legge 179/03 è poi prorogato fino a tutto 2015 il servizio per la sicurezza del sistema elettrico nazionale nelle isole maggiori di cui al d.l. 3/2012.

Legge 24 dicembre 2012, n. 228 "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (Legge di stabilità 2013)".

Con la Legge di stabilità, approvata il 24 dicembre 2012 sono state introdotte misure in materia di fiscalità (Tobin Tax, IVA) e lavoro che si applicano a partire dal 1 gennaio 2013. La legge di stabilità prevede inoltre una serie di misure in campo energetico tra cui:

- La proroga di un anno (fino al 31 marzo 2013) dell'efficacia del IV conto energia in relazione agli incentivi da riconoscere agli impianti realizzati su edifici pubblici e su aree delle amministrazioni pubbliche.
- L'aumento degli incentivi per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012.
- La proroga dal 31 dicembre 2012 al 30 giugno 2013 del regime previsto dalla disposizione di cui al DL 16/12 in base alla quale alla quale: "alla produzione combinata di energia elettrica e calore, per l'individuazione dei quantitativi di combustibile soggetti alle aliquote sulla produzione di energia elettrica continuano ad applicarsi i coefficienti individuati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con deliberazione n. 16/98 dell'11 marzo 1998, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 82 dell'8 aprile 1998, ridotti nella misura del 12 per cento". Con uno o più decreti del Presidente del Consiglio dei Ministri, da adottare di concerto con il Ministro

dell'economia e delle finanze, può essere disposta l'ulteriore proroga fino al 31 dicembre 2013.

- Il rinvio al 31 marzo 2013 del termine entro cui il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti deve individuare, in ordine di priorità, le dighe per le quali sia necessaria e urgente la progettazione e la realizzazione di interventi di adeguamento o miglioramento della sicurezza, a carico dei concessionari o richiedenti la concessione, fissandone i tempi di esecuzione.

Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 28 dicembre 2012 relativo alla "Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e per il potenziamento del meccanismo dei certificati bianchi".

Il Decreto:

- fissa i nuovi target nazionali per il quadriennio 2013-2016 in termini di risparmio energetico per le aziende di distribuzione dell'energia elettrica e del gas (con oltre 50mila clienti);
- determina gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione per gli anni dal 2013 al 2016;
- dispone il passaggio al GSE dell'attività di gestione del meccanismo di certificazione;
- individua le modalità per ridurre tempi e adempimenti per l'ottenimento dei certificati bianchi;
- introduce misure per potenziare l'efficacia complessiva del meccanismo dei certificati bianchi;
- istituisce nuove procedure per incentivare il risparmio energetico nel settore industriale, nelle infrastrutture e nei trasporti.

Decreto 28 dicembre 2012 del Ministero dello Sviluppo Economico relativo all'"Incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni".

Con il provvedimento in oggetto si punta a dare impulso alla produzione di energia termica da fonti rinnovabile (riscaldamento a biomassa, pompe di calore, solare termico etc) e ad accelerare i progetti di qualificazione energetica degli edifici.

Il Decreto, in attuazione dell'art. 28 del decreto legislativo n. 28/2011, "disciplina l'incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili [...] realizzati a decorrere dall'entrata in vigore del presente decreto, ai fini del raggiungimento degli obiettivi specifici previsti dai Piani di azione per le energie rinnovabili e per l'efficienza energetica di cui all'art. 3, comma 3, del decreto legislativo n. 28/2011".

I soggetti interessati ai fini dell'accesso agli incentivi, possono avvalersi dello strumento del finanziamento tramite terzi o di un contratto di rendimento energetico ovvero di un servizio energia, anche tramite l'intervento di una ESCO.

1.3 Delibere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas emanate nel corso del 2012

Delibera 482/2012/R/eel: Verifica di conformità dello schema di disciplina del nuovo mercato della capacità, trasmesso da Terna all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Con il provvedimento l'Autorità ha verificato positivamente lo Schema di Disciplina ed i relativi documenti del nuovo mercato della capacità, redatti e trasmessi da Terna ai sensi della Delibera ARG/elt/98/11.

Con tale provvedimento ed in base a quanto previsto dalla delibera 98/11:

- Terna ha avviato la consultazione dei documenti positivamente verificati dall'Autorità, il cui termine è fissato per il 15 febbraio 2013.
- Entro 20 giorni dalla chiusura della consultazione, Terna invia all'AEEG gli esiti della stessa e lo Schema di Disciplina eventualmente modificato in base alle osservazioni che si sono ritenute opportune da accogliere.
- Entro 30 giorni dal ricevimento dello schema, AEEG verifica la conformità del documento.
- Entro 5 giorni dall'esito positivo di conformità, Terna invia al Mise lo Schema di Disciplina approvato.

Delibera 84/12/R/eel: Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale

Con la delibera 84/12/R/eel, come modificata dalle delibere 165/2012/R/eel, 344/12/R/eel e 562/2012/R/eel, l'Autorità ha approvato gli allegati al Codice di Rete che, tra l'altro, definiscono i requisiti tecnici per la connessione degli impianti di generazione distribuita, indispensabili per il mantenimento della sicurezza del sistema elettrico nazionale. In particolare:

- Allegato A68 *“Impianti di produzione fotovoltaici. Requisiti minimi per la connessione e l'esercizio in parallelo con la rete AT”*: il documento indica, per gli impianti fotovoltaici connessi in AT, i requisiti necessari alla connessione sia in termini di caratteristiche del sistema di protezione sia in termini di servizi di rete da prestare ai fini della sicurezza del sistema elettrico.
- Allegato A69 *“Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna”*: il documento indica, per tutti gli impianti asserviti al Sistema di Difesa, compresi gli eolici e fotovoltaici in AT, le modalità di attuazione dei comandi di distacco o di modulazione della produzione, nonché le modalità di invio delle misure e di tutte le informazioni aggiuntive, necessarie ad adempiere ai comandi sopra citati.
- Allegato A70- *“Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita”*: il documento, da applicare agli impianti di produzione in MT e BT, prescrive i requisiti minimi in termini di:
 - o campi di funzionamento in tensione e frequenza;
 - o controllo;
 - o esigenze per le protezioni;
 - o regolazioni nei transistori di frequenza e/o tensione.

La delibera, inoltre, prescrive le modalità e le condizioni per l'adeguamento degli impianti MT di taglia superiore a 50 kW connessi alle reti alla data del 31 marzo 2012. In materia di retrofitting è intervenuta la delibera 562/2012/R/eel con la quale l'Autorità rinvia ad un successivo provvedimento la definizione delle modalità di adeguamento dell'Allegato A70 anche per gli

impianti BT e per gli impianti MT con potenza inferiore a 50 kW.

Delibera 344/12/R/eel: approvazione della modifica all'allegato A70 e dell'allegato A72 al Codice di rete. Modifica della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel

Con la delibera 344/12/R/eel, l'Autorità ha approvato il nuovo allegato al Codice di Rete A72-*“Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)”* recante procedure per i distacchi della generazione distribuita.

Le prescrizioni si applicano agli impianti di generazione aventi le seguenti caratteristiche:

- connessi alle reti MT di distribuzione;
- sono impianti fotovoltaici ed eolici con potenza nominale maggiore o uguale a 100 kW;
- immettono in rete tutta la produzione, al netto dei servizi ausiliari;

L'insieme degli impianti che soddisfano tali condizioni è definito GDR-Generazione Distribuita Riducibile, classificati in 2 gruppi: GDPRO (impianti distaccabili con preavviso dal titolare dell'impianto) e GDTEL (impianti distaccabili da remoto dall'impresa distributrice).

Con la medesima deliberazione sono state altresì apportate alcune precisazioni all'allegato A70 ed alla delibera 84/12.

Delibera 281/12/R/efr: Revisione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica per le unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti rinnovabili non programmabili

Con la delibera 281/12/R/efr, l'Autorità, nel promuovere una maggiore responsabilizzazione dei produttori in relazione alla efficiente previsione dell'energia elettrica immessa in rete e una disciplina degli sbilanciamenti maggiormente *cost reflective*, prevede, a partire dal 1° gennaio 2013, l'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento anche per le unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili. Al fine di garantire una gradualità nell'applicazione della misura il provvedimento definisce un periodo transitorio con applicazione di franchigie entro le quali gli sbilanciamenti continuano ad essere valorizzati al prezzo zonale.

Delibera 513/2012/R/eel: Disposizioni in materia di servizio di riduzione dei prelievi per la sicurezza per il triennio 2013-2015

L'Autorità con la delibera 513/2012/R/eel, ha aggiornato le condizioni del servizio di riduzione dei prelievi per la sicurezza (c.d. superinterrompibilità) per il triennio 2013-2015 in attuazione di quanto previsto all'art. 34, comma 1, del decreto-legge 179/12. L'AEEG ha in sostanza confermato le condizioni definite per il triennio precedente con la delibera ARG/elt 15/10.

Delibera 180/12/R/eel: Disposizioni sulla programmazione delle indisponibilità degli impianti di produzione elettrica, della rete di trasmissione nazionale e delle reti con obbligo di connessione di terzi. Modifiche alle deliberazioni 111/06, in materia di impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico e ARG/elt 115/08, in materia di elaborazione di dati previsionali per il monitoraggio dei mercati all'ingrosso

Con la deliberazione 180/12/R/eel, l'Autorità si propone di

- rendere coerenti le norme in tema di programmazione delle indisponibilità della capacità di generazione elettrica e delle reti e le attività previste dalla disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico;
- modificare la disciplina del monitoraggio del mercato elettrico all'ingrosso, così che la medesima Autorità possa disporre dei dati previsionali sulla pivotalità entro termini compatibili con l'assolvimento dell'obbligo di segnalazione sul funzionamento dei mercati dell'energia, ai sensi dell'art. 3, comma 10ter, della legge n. 2/2009, ed esercitare in modo efficace i poteri di regolazione asimmetrica, di cui all'art. 43, commi 4 e 5, del decreto legislativo n. 93/2011.

In particolare, con riferimento alle indisponibilità degli impianti di generazione e degli elementi di rete di trasmissione, al fine di rendere coerente le informazioni utilizzate da Terna ai fini dell'individuazione dei raggruppamenti minimi degli impianti di produzione essenziali con quelle inviate da Terna all'Autorità ai fini della comunicazione agli utenti dei parametri tecnico-economici per valutare l'eventualità di aderire ai regimi alternativi, viene previsto per l'anno 2012:

- l'anticipo al 30 luglio di ciascun anno del termine dell'invio delle richieste di

indisponibilità per l'anno successivo, modificando il Codice di Rete;

- l'anticipo al 14 settembre di ciascun anno l'adozione della delibera annuale provvisoria delle indisponibilità previsti dall'art. 3.7.2.3 del Codice di Rete.

Sulla base delle informazioni ottenute al 31 Luglio di ciascun anno, Terna invia all'Autorità i dati di cui all'art. 65.bis.4 della deliberazione 111/06 ed i dati previsionali di cui all'art. 7.1 del TIMM, definisce la delibera annuale provvisoria delle indisponibilità prevista dal Codice di Rete ed il contenuto delle notifiche sui raggruppamenti minimi essenziali di cui all'art. 63.4 della delibera 111/06.

La deliberazione, infine, prevede per l'anno 2013 che Terna invii la modifica al Codice di Rete al fine di ottenere l'invio all'Autorità dei dati di cui all'art. 65.bis.4 della deliberazione 111/06 e dei dati previsionali di cui all'art. 7.1 del TIMM entro il 7 settembre di ciascun anno e l'adozione della delibera annuale provvisoria delle indisponibilità di cui all'art. 3.7.2.3 del Codice di Rete entro il 14 settembre di ciascun anno.

Delibera 226/2012/R/eel - Disposizioni urgenti in materia di prenotazione della capacità di rete e Delibera 328/2012/R/eel – Disposizioni di attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e per il gas 226/2012/R/eel, relative alla saturazione virtuale delle reti elettriche.

La delibera 226/12/R/eel, si inserisce nell'ambito dei provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di connessione alle reti elettriche di impianti di generazione intervenendo sul Testo Integrato delle Connessioni Attive – TICA. In particolare, la delibera prevede che, la prenotazione definitiva della capacità di rete da parte del soggetto che richiede la connessione avvenga solo in concomitanza con l'ottenimento dell'autorizzazione alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto di produzione.

Con la successiva delibera 328/2012/R/eel, l'Autorità ha dettato disposizioni di attuazione della delibera 226/2012/R/eel, In particolare il provvedimento:

- definisce alcune semplificazioni per l'iter di connessione nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW;
- definisce in maniera più dettagliata le attività e le responsabilità in capo ai richiedenti la connessione e ai gestori di

rete, limitando i casi di revisione della soluzione tecnica per la connessione;

- ripristina le disposizioni riguardanti i casi di decadenza dei preventivi accettati relativi al mancato rispetto dei tempi per l'avvio dell'iter autorizzativo e per l'avvio dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione nonché la decadenza per mancato invio dell'aggiornamento al gestore di rete sullo stato di avanzamento delle pratiche.

1.4 Quadro Normativo di Riferimento per i sistemi di accumulo

Il DM recante Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale, prevede all'articolo 7, lettera k, che Terna possa realizzare e gestire impianti per l'accumulo di energia e la conversione di energia elettrica al fine di garantire la sicurezza del sistema e il buon funzionamento dello stesso nonché il massimo sfruttamento della potenza da fonti rinnovabili e l'approvvigionamento di risorse per i servizi di dispacciamento.

Il D.lgs. 3 Marzo 2011, n.28 (Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE) all'articolo 17, comma 3, prevede tra gli interventi previsti da Terna possano essere inclusi sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili.

Il D.lgs. 1 giugno 2011, n. 93, prevede che:

- "In attuazione di quanto programmato, ai sensi del comma 3 dell'articolo 17 del D.lgs. 3 marzo 2011, n. 28", con riferimento ai sistemi di accumulo dell'energia elettrica, "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".
- "La realizzazione e la gestione degli impianti di produzione idroelettrica da pompaggio inclusi nel Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale ai sensi del comma 3 dell'articolo 17 del D.lgs. n. 28 del 2011 sono affidate mediante procedure competitive, trasparenti e non discriminatorie".
- "Il gestore del sistema di trasmissione nazionale può realizzare e gestire sistemi di

accumulo diffuso di energia elettrica mediante batterie".

La disciplina relativa all'individuazione ed alla remunerazione dei sistemi di accumulo è delineata nell'Allegato A alla deliberazione 199/11 (dettagliata nei riferimenti normativi di base).

Decreto 5 luglio 2012- "Attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (c.d. Quinto Conto Energia)."

Nell'art.11, comma1, let.d ed e) l'AEEG provvede a definire :

- le modalità con cui "i soggetti responsabili [degli impianti] possono utilizzare dispositivi di accumulo, anche integrati con gli inverter, per migliorare la gestione dell'energia prodotta, nonché per immagazzinare la produzione degli impianti nei casi in cui... siano inviati segnali di distacco o modulazione della potenza";
- la modalità con cui "i gestori di rete possono mettere a disposizione dei singoli soggetti responsabili, eventualmente in alternativa alla soluzione precedente, capacità di accumulo presso cabine primarie".

Delibera 288/12/R/eel: Procedura e criteri di selezione dei progetti pilota relativi a sistemi di accumulo ammessi al trattamento incentivante

Il provvedimento definisce i criteri di selezione dei progetti pilota relativi ai sistemi di accumulo sulla rete di trasmissione dell'energia elettrica ammessi al trattamento incentivante di cui all'art. 22, comma 5.d del TIT. In particolare, vengono ammessi alla sperimentazione fino a 3 progetti che soddisfano i requisiti minimi indicati in delibera, quali, fra gli altri, l'utilizzo di sistemi di accumulo di tipo elettrochimico, la riferibilità ad una limitata porzione di rete critica, l'amovibilità degli apparati, la loro complementarietà ad un sistema di controllo dinamico della rete (*dynamic thermal rating* - controllo portata massima in funzione delle condizioni meteorologiche per massimizzare la capacità di trasporto), la gestione della potenza reattiva ai fini della regolazione della tensione, la capacità di ridurre la mancata produzione da fonti rinnovabili non programmabili per congestioni sulla rete.

I progetti pilota sulla rete di trasmissione, ai fini dell'ammissione al trattamento incentivante,

saranno valutati sulla base dei valori assunti da un indicatore di merito basato prioritariamente sul rapporto beneficio/costo dell'investimento, calcolato con riferimento alla durata convenzionale dei sistemi di accumulo, pari a 12 anni.

Per la valutazione dei progetti pilota l'Autorità sarà supportata da un'apposita Commissione di esperti nominata dal direttore della Direzione Infrastrutture elettricità e gas dell'Autorità con la Determinazione 19 ottobre 2012, n. 8/12.

Determinazione 19 Ottobre 2012, n.8/12: presentazione delle istanze dei progetti pilota sui sistemi di accumulo al trattamento incentivante

Con la determinazione della Direzione Infrastrutture Elettricità e Gas dell'Autorità vengono definiti fra gli altri, secondo quanto stabilito dalla Delibera 288/2012/R/EEL, i seguenti principali aspetti relativi all'oggetto:

- il termine di presentazione delle istanze di ammissione al trattamento incentivante dei progetti pilota dei sistemi di accumulo, fissato entro 45 giorni dalla data di pubblicazione della determinazione in oggetto;
- i contenuti delle istanze di ammissione al trattamento incentivante;
- i valori dei pesi delle singole voci costituenti l'indicatore di merito per la selezione dei progetti pilota;
- i dati e gli indicatori oggetto di monitoraggio nell'ambito dei progetti pilota;
- dettagli ulteriori sui requisiti minimi ed opzionali ai fini della valutazione dei progetti pilota;
- nomina dei membri della Commissione di esperti.

1.5 Provvedimenti in corso di predisposizione

Tra i provvedimenti rilevanti dei quali si attende l'adozione si segnalano:

SEN- Strategia Elettrica nazionale

La SEN definisce le linee di sviluppo del settore elettrico, quale elemento chiave per la crescita economica sostenibile del Paese. Il documento analizza il settore energia scomponendolo in 5 sotto-settori/aree di intervento:

- o consumo di energia;
- o infrastruttura e mercato energia;
- o infrastruttura e mercato del gas;
- o raffinazione e distribuzione dei prodotti petroliferi;
- o ricerca ed estrazione di petrolio e gas;

Trasversale a tale aree tematiche vi è l'area della Governance che riguarda i processi di regolazione normativa, amministrativa e delle autorizzazioni.

In termini temporali la SEN si focalizza sull'orizzonte di medio-lungo termine al 2020, ma vengono date indicazioni anche per il lunghissimo termine 2030-2050.

Gli obiettivi della SEN sono quattro:

- ridurre il gap di costo dell'energia per consumatori e imprese, allineandoli alle medie Ue;
- migliorare la sicurezza e ridurre la dipendenza dell'import dall'estero, specie nel gas;
- raggiungere e superare gli obiettivi ambientali del Pacchetto europeo Clima-Energia 2020;
- favorire la crescita economica sostenibile.

Vengono poi individuate le 7 priorità per raggiungere gli obiettivi:

- la promozione dell'efficienza energetica;
- lo sviluppo nazionale come hub del gas sud-europeo;
- lo sviluppo sostenibile delle Fer;
- produzione sostenibile degli idrocarburi;
- il potenziamento delle infrastrutture e del mercato elettrico;
- la ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione carburanti;
- la modernizzazione del sistema di governance nel rapporto Stato, Regioni, enti locali.

In particolare, per quanto riguarda il potenziamento delle infrastrutture e del mercato elettrico vengono individuati 3 principali obiettivi: allineare prezzi e costi dell'energia al livello europeo, assicurare la piena integrazione nel mercato europeo e sviluppare un mercato libero ed integrato con la produzione rinnovabile.

A tal riguardo:

- per ridurre il differenziale prezzo, si punterà al contenimento delle inefficienze attraverso la revisione della voce "Altri

- Oneri" presente in bolletta, allo sviluppo della rete per ridurre le congestioni e sfruttare a pieno le capacità produttive più efficienti, ed alla revisione delle agevolazioni per diverse categorie di utenti;
- per la piena integrazione europea, sarà necessario definire codici di rete europei e nuove linee guida per l'allocazione della capacità di trasporto trans-frontaliera, armonizzare le procedure per favorire il market coupling, incrementare la capacità di interconnessione trans-frontaliera;
 - per l'integrazione delle rinnovabili saranno necessarie azioni progressive:
 - o in maniera preventiva sui nuovi impianti, è necessario identificare le aree critiche, limitando la potenza incentivante ed adottando specifiche prescrizioni di funzionamento. In particolare, si rende necessario prevedere meccanismi di monitoraggio e sviluppare una maggiore capacità previsionale dell'accesso di ulteriore capacità in rete, istituendo un Sistema informatico di collegamento tra gestori di rete, GSE e soggetti istituzionali, nonchè la partecipazione dei gestori di rete ai procedimenti di autorizzazione degli impianti di maggiori dimensioni,
 - o nel breve termine, prevedere la pianificazione dei distacchi delle rinnovabili;
 - o nel medio termine, rafforzare le linee di trasporto e di distribuzione;
 - o nel lungo termine, sviluppo delle smart grid e dei sistemi di accumulo, anche tramite l'adozione diffusa di sistemi a batterie.

Per quanto riguarda, invece, lo sviluppo sostenibile delle FER, i principali obiettivi sono il superamento dei target europei 2020, la sostenibilità economica del settore con un allineamento degli incentivi a livello europeo, una preferenza delle tecnologie che impattano le filiere italiane. In termini quantitativi ci si propone di raggiungere al 2020 il 20% dei consumi finali coperti dalle fonti rinnovabili (per settore: elettrico al 38%, termico al 17% e trasporti al 10%).

I principali interventi sono:

- Settore elettrico: continuare a sostenere lo sviluppo delle rinnovabili (vedi V Conto energia e decreto FER), avvicinare gli incentivi ai livelli europei e sostenere la tecnologia a maggiore ricaduta sulla filiera

italiana, la piena integrazione con il mercato elettrico e con la rete (*grid parity*).

- Settore termico: introduzione per le rinnovabili di piccola taglia del conto termico che garantisce il regime incentivante alle tecnologie più virtuose, proseguimento dei certificati bianchi quale sistema incentivante per interventi di maggiori dimensioni, sfruttare le potenzialità dei teleriscaldamenti e teleraffrescamenti.
- Settore trasporti: revisione della direttiva europea per lo sviluppo dei biocarburanti di II e III generazione.

Per quanto riguarda la modernizzazione del sistema di governance, i principali obiettivi sono il rafforzamento della partecipazione italiana ai sistemi decisionali europei, attivare forme di coordinamento tra Stato, Regioni ed Enti locali e rafforzare la consultazione con gli stakeholder nazionali. Di particolare interesse è la proposta di riportare in capo allo stato le competenze legislative in materia di energia, per quanto riguarda le attività ed infrastrutture energetiche di rilevanza nazionale (modifica dell' art.117 della Costituzione), al fine di semplificare i processi autorizzativi.

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

- o le tecnologie rinnovabili, essendo attesa la riduzione dei relativi costi e la conseguente maggiore incidenza delle rinnovabili sul sistema ed il raggiungimento in pochi anni della grid-parity;
- o le tecnologie dei sistemi di accumulo, che insieme allo sviluppo della rete, saranno fondamentali per garantire lo sviluppo in sicurezza delle fonti rinnovabili e saranno di supporto alla diffusione dei veicoli elettrici ed alle smart-grid;
- o lo sviluppo delle energie rinnovabili in Nord Africa e nei Balcani, sfruttando la posizione strategica del paese per assumere un ruolo centrale nell'esportazione dell'energia.

Documento di consultazione 508/2012/R/eel: “Mercato dell’energia elettrica – Revisione delle regole per il dispacciamento”.

Il documento per la consultazione 508/2012/R/eel è parte integrante della revisione della vigente disciplina del dispacciamento avviata con la deliberazione ARG/elt 160/11.

Il documento è suddiviso in due sezioni. Nella prima, l’AEEG propone una revisione del mercato dei servizi per il dispacciamento (MSD), finalizzata a definire i criteri e le condizioni generali alla base del meccanismo di selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità, previsti dall’art. 34, comma 7-bis, del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83.

Nella seconda sezione, l’AEEG descrive le principali tecniche del servizio di regolazione primaria della frequenza, espone la proposta sulla depenalizzazione degli sbilanciamenti che Terna ha inviato all’Autorità ai sensi della deliberazione ARG/elt 211/10, ed illustra l’orientamento dell’Autorità stessa per la misurazione ed il trattamento economico dell’energia erogata dalla unità di produzione per la regolazione primaria della frequenza,

Infine, l’AEEG propone una riflessione sull’eventualità di introdurre un meccanismo di mercato per la valorizzazione della riserva primaria.

Proposta di implementazione della regolazione individuale per utenti AT riguardante la continuità del servizio e la qualità della tensione (delibera ARG/elt 197/11, titolo 5, articolo 22.1)

Come previsto dall’art. 22 dell’Allegato A alla delibera dell’Autorità ARG/elt 197/11, Terna ha inviato all’Autorità una proposta della regolazione individuale degli utenti AT riguardante la continuità del servizio e la qualità della tensione.

La bozza di contratto ha per oggetto le principali problematiche che si riscontrano nell’ambito della qualità del servizio, ovvero i buchi di tensione e le interruzioni, senza tuttavia escludere altre problematiche come le sovratensioni o le potenze di corto circuito.

La bozza di contratto per la qualità, di tipo annuale con durata massima di 4 anni, definisce, fra l’altro, i livelli di qualità concordata, i corrispettivi e le penali per il mancato rispetto dei livelli prefissati.

Terna ha altresì presentato una proposta di contratto per la fornitura di un servizio di

consulenza che Terna offrirebbe agli utenti, al fine di individuare gli interventi atti a migliorare le prestazioni della qualità del servizio e della tensione nell’impianto dell’utente. In particolare il contratto di consulenza prevede:

- scelta dei parametri di qualità del servizio da monitorare;
- installazione di almeno uno strumento per il monitoraggio dei suddetti parametri (a cura di Terna o dell’Utente);
- raccolta ed analisi dei dati derivati dalla campagna di misure della durata di 1 anno;
- definizione degli interventi da eseguire per migliorare la qualità del servizio (da concordarsi con le esigenze e la disponibilità dell’Utente).

1.6 Regolamentazione a livello europeo

Regolamento (CE) n. 714/2009 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e che abroga il regolamento CE n. 1228/2003

A partire dal 3 marzo 2011 si applicano il regolamento CE n. 714/2009 e il regolamento CE n. 713/2009 che, con le direttive elettricità e gas, completano il quadro di attuazione del c.d “terzo pacchetto energia” di liberalizzazione del mercato interno dell’energia elettrica e del gas.

I regolamenti intervengono nel settore elettrico in particolare nelle materie di regolazione, sviluppo e pianificazione delle questioni transfrontaliere e assegnano ruoli e responsabilità obbligatori alla cooperazione dei Gestori di rete dei sistemi di trasmissione, nell’ambito dell’ENTSO-E, la rete europea dei gestori di rete, e alla cooperazione delle Autorità nazionali di regolazione nell’ambito dell’ACER, l’Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dei mercati energetici.

Il regolamento CE n. 714/2009 dispone in capo ai Gestori di rete dei sistemi di trasmissione l’obbligo di cooperare a livello comunitario nell’ambito dell’ENTSO-E, che ha, tra gli altri compiti in esso previsti, quello di adottare i codici di rete europei e ogni due anni un piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello comunitario. Inoltre i Gestori di rete sono inoltre tenuti a instaurare nell’ambito dell’ENTSO-E una cooperazione regionale per contribuire alle suddette attività e per adottare ogni due anni un piano regionale degli investimenti.

Il regolamento stabilisce che i codici europei sono adottati da ENTSO-E in conformità con gli

orientamenti quadro dell'ACER e in base alle priorità annuali definite dalla Commissione Europea, e dispone che, al termine del processo di adozione, che comprende la consultazione pubblica degli operatori, siano presentati dalla Commissione Europea al Comitato degli Stati membri per l'adozione vincolante a livello nazionale.

Il piano di sviluppo della rete a livello comunitario, comprensivo degli scenari sull'adeguatezza delle capacità di produzione europea per un periodo tra 5 e 15 anni, si basa sui piani di investimento nazionali, tiene conto dei piani regionali degli investimenti e degli orientamenti comunitari per lo sviluppo delle reti trans europee nel settore dell'energia. Esso individua in particolare le esigenze di investimento per l'aumento della capacità transfrontaliera e gli ostacoli derivanti da procedure o prassi di approvazione diverse a livello nazionale. Così come stabilito nella direttiva n. 72/2009 le autorità nazionali di regolazione verificano la conformità dei piani di sviluppo nazionali con il piano di sviluppo adottato a livello europeo. L'ACER rilascia un parere sui piani decennali di sviluppo a livello nazionale per valutarne la loro conformità con il piano di sviluppo di ENTSO-E e, in caso di difformità, può raccomandare modifiche ai suddetti piani.

Regolamento CE n. 713/2009 che istituisce l'Agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia.

Il regolamento CE n. 713/2009 istituisce l'ACER, l'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dei mercati energetici i cui compiti riguardano sia la cooperazione dei Gestori di rete che delle autorità di regolazione nazionali così come la regolazione delle condizioni di accesso alle infrastrutture transfrontaliere e le attività di monitoraggio dei mercati interni dell'energia elettrica e del gas.

Direttiva 2012/27/UE del 25 ottobre 2012 sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE

Il 14 novembre 2012 è stata pubblicata in Gazzetta Ufficiale dell'UE la direttiva sull'efficienza energetica (che abroga le direttive 2004/87CE e 2006/32/CE) che stabilisce il quadro di regolamentazione comune e i requisiti minimi che gli Stati Membri devono rispettare per realizzare entro il 2020 un risparmio di energia primaria pari al 20% e per ulteriori miglioramenti oltre tale data.

La direttiva stabilisce un quadro comunque di interventi in materia di efficienza energetica e demanda agli Stati Membri il compito di stabilire un obiettivo nazionale di efficienza energetica (espresso sotto forma di livello assoluto di consumo di energia primaria al 2020) e un programma che tenga conto dell'obiettivo UE di risparmio energetico del 20% al 2020 (che equivale ad un risparmio di 368 Mtoe nel 2020 rispetto ai livelli del 2007). Entro il 30 giugno 2014 la Commissione Europea valuterà il livello di conseguimento dell'obiettivo comunitario e, nel caso, proporrà obiettivi nazionali giuridicamente vincolanti per il suo raggiungimento entro il 2020.

Di seguito si segnalano le misure di efficienza energetica che riguardano in particolare il settore della trasmissione di energia elettrica e si sostanziano in obblighi di efficienza energetica imposti alle Autorità di Regolamentazione nazionali per la regolamentazione delle infrastrutture di rete, compresi i sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica e le tariffe di rete, e per il dispacciamento e la connessione degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

Le suddette misure sono contenute nell'articolo 12 (trasmissione e distribuzione di energia), nell'allegato XI (criteri di efficienza energetica per la regolamentazione delle reti e per le tariffe fissate e approvate dall'autorità di regolamentazione) e nell'allegato XII (requisiti di efficienza energetica per i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione).

In materia di regolamentazione delle reti di trasmissione e distribuzione e di tariffe di rete, l'articolo 12 (commi da 1 a 4) impone obblighi agli Stati Membri affinché:

- le autorità nazionali di regolazione tengano conto dell'efficienza energetica nelle decisioni che riguardano il funzionamento delle infrastrutture elettriche e del gas. In particolare si prevede che la regolamentazione e le tariffe di rete, tenendo conto dei costi e benefici di ogni misura, devono incoraggiare gli operatori di rete ad offrire agli utenti servizi di rete che consentano agli stessi di migliorare l'efficienza energetica nel quadro dello sviluppo delle reti intelligenti (o smart grids);
- nella regolamentazione delle reti e delle tariffe di rete siano soddisfatti i criteri di efficienza energetica definiti nell'allegato XI, tenendo conto degli orientamenti e dei codici di rete europei (definiti in ambito ENTSO-E e ACER per il settore elettrico) ai sensi del

Regolamento CE n.714/2009. La regolamentazione e le tariffe di rete devono consentire agli operatori di rete di offrire servizi e tariffe di sistema nell'ambito di misure di risposta e gestione della domanda e di generazione distribuita sui mercati organizzati dell'elettricità e in particolare:

- lo spostamento del carico da parte dei clienti finali dalle ore di punta alle ore non di punta, tenendo conto della disponibilità di energia rinnovabile, di energia da cogenerazione e di generazione distribuita;
- i risparmi di energia ottenuti grazie alla gestione della domanda di clienti decentralizzati da parte degli aggregatori di energia;
- la riduzione della domanda grazie a misure di efficienza energetica adottate dai fornitori di servizi energetici, comprese le società di servizi energetici;
- la connessione e il dispacciamento di fonti di generazione a livelli di tensione più ridotti;
- la connessione di fonti di generazione da siti più vicini ai luoghi di consumo;
- infine lo stoccaggio dell'energia.

Entro il 30 giugno 2015 devono essere adottati a livello nazionale piani che valutano i potenziali di efficienza energetica delle infrastrutture di rete (compresa l'infrastruttura elettrica di trasmissione, di distribuzione, la gestione del carico, l'interoperabilità e la connessione degli impianti di produzione) e che individuano le misure concrete e gli investimenti per introdurre nelle reti miglioramenti di efficienza energetica vantaggiosi sotto il profilo costi e benefici.

Al fine di favorire la cogenerazione ad alto rendimento, l'articolo 12 (commi da 5 a 7) dispone in capo agli Stati Membri specifici obblighi di regolamentazione e l'allegato XII individua i requisiti di efficienza energetica per i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione tra i quali rilevano l'obbligo di imporre ai Gestori di rete dei sistemi di trasmissione e distribuzione di garantire la trasmissione e la distribuzione di elettricità prodotta da cogenerazione ad alto rendimento compreso l'accesso prioritario alle reti e il dispacciamento prioritario. Si prevede inoltre che gli impianti di cogenerazione possano offrire servizi di bilanciamento e altri servizi di rete attraverso sistemi e procedure di offerta trasparente.

La possibilità che i gestori di rete incoraggino, riducendo i costi di connessione e di uso del sistema, la scelta di ubicazione degli impianti di cogenerazione in prossimità delle zone in cui si registra una domanda.

Pacchetto per le Infrastrutture Energetiche Europee: proposta di regolamento sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche trans-europee che abroga la decisione n.1364/2006/CE

La proposta di regolamento sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche trans-europee, che abroga la decisione n. 1364/2006 stabilisce, a partire dal 1 gennaio 2013, i nuovi orientamenti comunitari per lo sviluppo e l'interoperabilità di corridoi energetici infrastrutturali prioritari e abroga a partire dal 1 gennaio 2014 gli orientamenti vigenti in materia di reti trans-europee nel settore dell'energia (TEN-E) e del quadro di finanziamento. L'attuale proposta di Regolamento stabilisce, come annunciato nella comunicazione della Commissione Europea del 17 novembre 2010 sulle priorità per le infrastrutture energetiche per il 2020 e oltre, le regole di individuazione dei progetti di interesse comune (capitolo 2 e allegati I,II,III e IV) e introduce procedure autorizzative accelerate per favorire la realizzazione dei progetti di interesse comune (capitolo 3 e allegato IV), così come le regole per la ripartizione dei costi dei progetti a livello transfrontaliero e degli incentivi a copertura dei rischi (capitolo 4). Essa determina inoltre i principi di ammissibilità dei progetti di interesse comune all'assistenza finanziaria dell'UE prevista a partire dal 2014 nell'ambito del nuovo meccanismo per finanziare i progetti infrastrutturali nel settore dell'energia, dei trasporti e delle telecomunicazioni denominato: "meccanismo di collegamento per l'Europa" (CEF: "Connecting Europe Facility") regolamentato nell'ambito di una separata proposta di regolamento, nei limiti di 9,1 Mld di euro per le infrastrutture energetiche stanziato nel bilancio comunitario 2014-2020.

La proposta di regolamento fissa nell'allegato I, 12 corridoi e aree prioritarie in campo energetico da sviluppare a livello europeo (4 corridoi per il settore dell'energia elettrica, 4 per il settore del gas, 1 in materia di smart grids, 1 in materia di autostrade dell'energia, 1 in materia di CCS e uno in materia di petrolio) e stabilisce la procedura per l'identificazione dei progetti di interesse comune a tal fine necessari. Essa si applica alle seguenti infrastrutture di energia elettrica:

- linee di trasmissione aeree ad alta tensione (superiori a 220 kV);

- cavi sottomarini o interrati (superiore a 150 kV);
- qualunque apparecchiatura per il trasporto di energia sulle reti ad alta e altissima tensione al fine di connettere RES o Storage in uno o più stati Membri o paesi Terzi (autostrade dell'elettricità);
- impianti di stoccaggio di elettricità, utilizzati per immagazzinare elettricità in maniera permanente o temporanea in un'infrastruttura o in siti a condizione che siano collegate a linee di trasmissione ad alta tensione;
- apparecchiature di telecomunicazione e sistemi di monitoraggio, protezione e controllo del sistema elettrico.

Sulla base di tale Regolamento la Commissione Europea predisporrà entro il 31 luglio 2013 il primo elenco dei progetti di interesse comune, che sarà aggiornato ogni due anni, che diventerà parte integrante dei Piani di Investimento Regionali adottati in ambito ENTSO-E e dei Piani di Sviluppo Nazionali, affinché venga data a questi progetti priorità di attuazione a livello nazionale. I progetti di interesse comune sono selezionati nell'ambito di gruppi regionali introdotti dalla Commissione e definiti sulla base dei criteri e degli indicatori individuati nella proposta di Regolamento (in particolare i progetti devono coinvolgere almeno due Stati Membri, avere un impatto significativo in termini di incremento della capacità di trasporto, favorire l'integrazione dei mercati, lo sviluppo delle fonti rinnovabili e garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico, inoltre devono essere conformi con la metodologia di analisi costi-benefici definita da ENTSO-E).

Per il settore elettrico i progetti proposti devono essere parte integrante dell'ultimo piano decennale di sviluppo adottato da ENTSO-E (TYNDP) e su cui l'ACER è tenuto ad esprimersi rilasciando un parere sulla proposta dei progetti di interesse europei ed effettuare il monitoraggio sulla loro attuazione.

La proposta di Regolamento prevede inoltre che i progetti di interesse comune siano assoggettati ad un nuovo regime di interesse comune. Gli Stati Membri sono obbligati a nominare un'autorità nazionale incaricata di coordinare il rilascio delle autorizzazioni, assicurare la trasparenza e la partecipazione del pubblico. La durata complessiva del procedimento autorizzativo per i suddetti progetti non potrà essere superiore a 3 anni.

La proposta interviene inoltre in materia di incentivi agli investimenti di sviluppo con l'obbligo per l'ENTSO-E di adottare una metodologia di analisi costi benefici armonizzata a livello europeo insieme con il modello integrato di rete e di mercato alla base piano di sviluppo della rete a livello comunitario, sottoposta al parere dell'ACER e approvata dalla Commissione Europea. Sulla base di questa metodologia di analisi si prevede che le autorità nazionali di regolazione possano decidere di concedere incentivi ai progetti di interconnessione esposti a rischi più elevati sulla base di orientamenti comunitari che saranno pubblicati dall'ACER entro il 31 dicembre 2013.

I progetti di interesse comune saranno ammissibili al sostegno finanziario dell'UE sotto forma di contributi a fondo perduto per studi e di strumenti finanziari che saranno definiti nell'ambito della proposta di regolamento che istituisce un nuovo meccanismo per collegare l'Europa.

Allegato 2

Principali evidenze del sistema elettrico e dei mercati

1 Principali evidenze del sistema elettrico e dei mercati

1.1 Attuali criticità di esercizio della rete

Il processo di pianificazione delle esigenze di sviluppo della RTN parte dall'esame delle problematiche che già attualmente caratterizzano l'esercizio della rete. L'evoluzione nel corso del 2012 dello stato del sistema elettrico in Italia conferma in gran parte i trend già alla base dei precedenti Piani di Sviluppo:

- si confermano le congestioni sulla sezione di rete tra zone Sud/Centro Sud, dovute alla produzione da fonte convenzionale CCGT e rinnovabile installata Sud, con un prezzo della zona Sud che si conferma più basso anche rispetto alla zona Nord;
- permane l'attuale struttura zonale che ribadisce, nella zona Sud, la presenza dei poli limitati di Brindisi, Foggia e Rossano;
- l'area Centro Sud del Paese e le Isole (in particolare la Sicilia) si confermano le zone più critiche dal punto di vista della maggiore onerosità dei servizi di dispacciamento;
- si registrano sovraccarichi nella rete primaria della zona Sud a causa del notevole incremento della generazione distribuita;
- aumenta il differenziale già elevato di prezzo tra Italia ed estero; nei periodi di basso carico per ragioni di sicurezza si determinano valori di transiti sull'interconnessione della frontiera Nord inferiori alla NTC soprattutto in concomitanza di elevata contemporaneità di generazione fotovoltaica;
- l'analisi dei profili di tensione nelle stazioni elettriche connesse sulla rete primaria evidenzia mediamente un profilo di tensione nel 2012 paragonabile ai valori del 2011, anche se permangono criticità legate a valori elevati di tensione (riduzione impegno linee AAT per riduzione del carico netto visto dalla rete primaria) in particolare in condizioni di basso fabbisogno ed elevata produzione da generazione distribuita.

A causa della crescente penetrazione di nuovi impianti alimentati a fonte rinnovabile nel Sud, si determinano fenomeni di trasporto sulla rete di sub-trasmissione che, in assenza dei rinforzi di rete previsti e al fine di garantire adeguati margini di sicurezza per il corretto esercizio del sistema elettrico, impongono la necessità di riduzione delle immissioni FER.

Nei paragrafi seguenti si esaminano i dati relativi alla presenza di vincoli o limiti strutturali della rete

che rischiano di condizionare negativamente la sicurezza, la qualità e la continuità del servizio di trasmissione.

1.1.1 Sicurezza di esercizio

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

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 2011 e giugno 2012.

L'assetto di rete in tempo reale tiene conto della reale disponibilità degli elementi di rete tenendo anche conto dei fuori servizi programmati. Prudenzialmente non si è tenuto conto dell'effetto dei dispositivi di telescatto che, pur non rappresentando una contromisura di tipo strutturale, possono contribuire a ridurre o, in alcuni casi, annullare parte delle criticità evidenziate. Inoltre, avendo trattato un'analisi della rete primaria 380 kV-220 kV, non si è tenuto conto della rete AT a 150-132 kV e dei possibili assetti di rete in essa adottabili su evento N-1.

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

Sulla rete del Nord-Est del Paese, in particolare in Veneto e Friuli Venezia Giulia, sono localizzati il 21% degli eventi. Tale porzione di rete è caratterizzata da una capacità di trasporto non adeguata al transito delle potenze in importazione dalla frontiera slovena verso i centri di consumo che insistono su un sistema non adeguatamente magliato.

In Lombardia si concentra circa il 14% dei rischi di sovraccarico su rete primaria principalmente a causa della limitata capacità di trasporto della rete che alimenta la città Capoluogo.

Analogamente, nell'area Nord – Ovest si concentrano il 14% dei sovraccarichi principalmente sulle direttrici che trasportano dal nord del Piemonte la potenza importata dalla Svizzera e la produzione idroelettrica locale e quelle

interessate dal trasporto della produzione convenzionale verso i centri di consumo della Lombardia e dell'Emilia oltre che a causa di difficoltà legate alle debolezze strutturali della rete nella zona di Torino. In Liguria risultano in alcuni casi al limite di sicurezza le linee 220 kV verso la Toscana.

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

Nel Sud si concentrano il 40% dei sovraccarichi riscontrati a livello nazionale; la rete a 380 kV tra Campania e Puglia, in particolare le arterie tra le stazioni di Benevento 2, Troia e Foggia, risulta essere interessata da consistenti fenomeni di trasporto di energia che dai poli 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 primaria della Campania (in particolare al livello di tensione 220 kV), considerato che la stessa contribuisce ad alimentare direttamente i carichi di Salerno, Napoli e Caserta. Tali problemi si concentrano principalmente nell'area compresa tra Montecorvino (SA) e S. Sofia (CE), la cui rete a 380 e 220 kV è chiamata a trasportare gli elevati flussi di

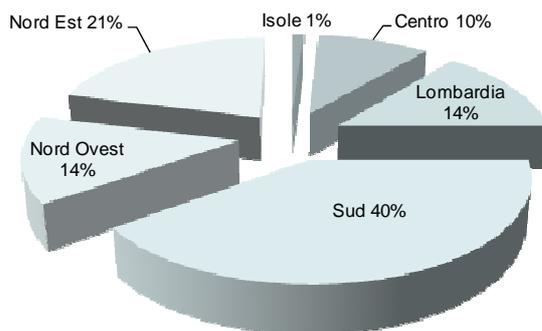
potenza dai poli di produzione della Calabria e della Puglia verso le aree di carico di Napoli e Caserta.

Sulla porzione di rete tra Calabria e Campania i possibili sovraccarichi riguardano principalmente la rete 220 kV tra Laino e Montecorvino, chiamata a trasportare la produzione delle centrali dell'area, in caso di perdita di una delle linee a 380 kV "Laino–Montecorvino".

In Sicilia si registrano eventi di sovraccarico 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.

In merito alle problematiche di rete evidenziate, si osserva che i fenomeni di trasporto riscontrati nelle simulazioni sulla rete primaria risultano ridotti, rispetto a quelli che teoricamente potrebbero verificarsi, dall'effetto del mercato dell'energia, che produce anche segnali economici dell'effettiva consistenza delle congestioni. Le simulazioni effettuate considerano infatti i valori delle produzioni in esito al mercato, dove sono fissati ex ante i limiti di scambio tra zone di rete congestionate e i vincoli di esercizio dei gruppi di produzione.

Simulazioni di rete: lug-11 / giu-12 *
 % sovraccarico > 20% corrente nominale in (N-1) per linee
 % sovraccarico > 10% corrente nominale in (N-1) per ATR



* non include effetto telescati

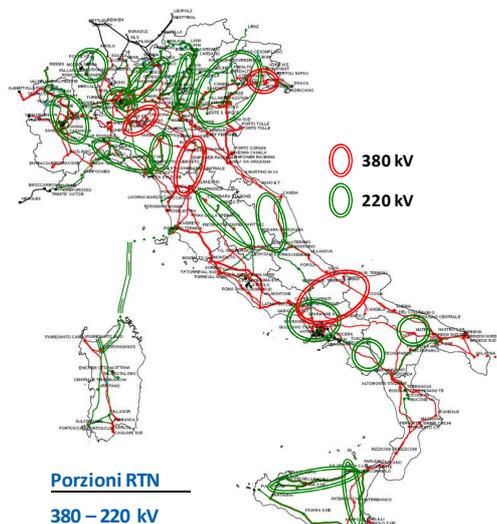


Figura 1 - Aree a maggiore criticità per la sicurezza sulla rete primaria a 380 – 220 kV

Nella Figura 2 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 2011 e di Gennaio 2012 alle ore 10.30 del mattino e non tengono conto degli effetti dei telescati su import e poli di produzione limitata.

Si osserva che le aree maggiormente critiche si concentrano in prossimità di Firenze, Milano, Roma e Napoli dove la densità dei consumi è maggiore,

nelle aree dove normalmente la rete secondaria a 150 – 132 kV ha anche la funzione di trasporto, in particolare in condizioni N-1.

I problemi di rete evidenziati sono dovuti ad un'insufficiente capacità di trasporto degli elettrodotti e/o a una capacità di trasformazione non adeguata nelle stazioni AAT/AT. Tali criticità sono espresse nel dettaglio degli interventi previsti

nel PdS 2013 e nel documento “Avanzamento piani precedenti”, che descrivono le soluzioni di sviluppo programmate (in particolare nuove stazioni AAT/AT e potenziamento degli impianti esistenti) in risposta ai problemi di rete riscontrati già oggi e previsti in futuro.

Terzo mercoledì Lug-2011/Gen-2012, % Contingenze in N-1 su totale*

Simulazioni di rete:

% sovraccarico > 20% corrente nominale in (N-1) per linee

% sovraccarico > 10% corrente nominale in (N-1) per ATR

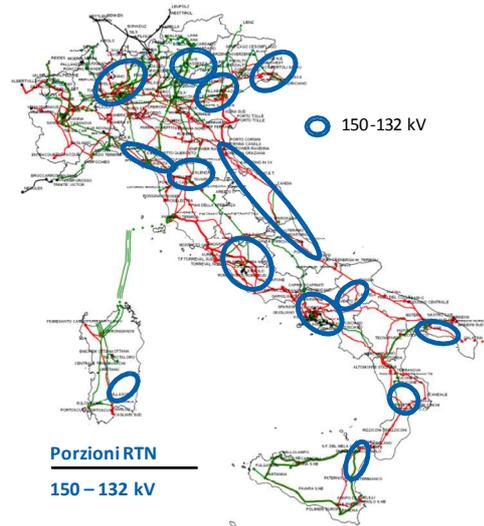
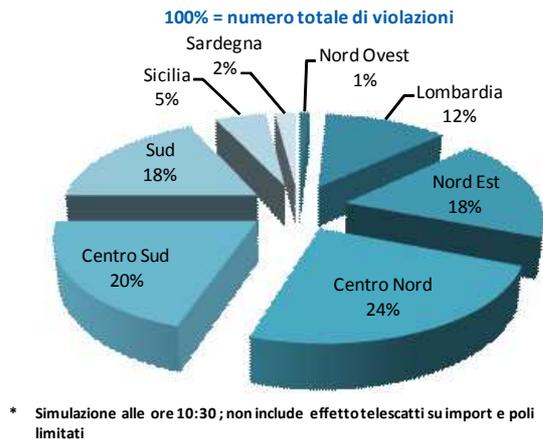


Figura 2 - Aree di maggiore criticità per la sicurezza su rete secondaria

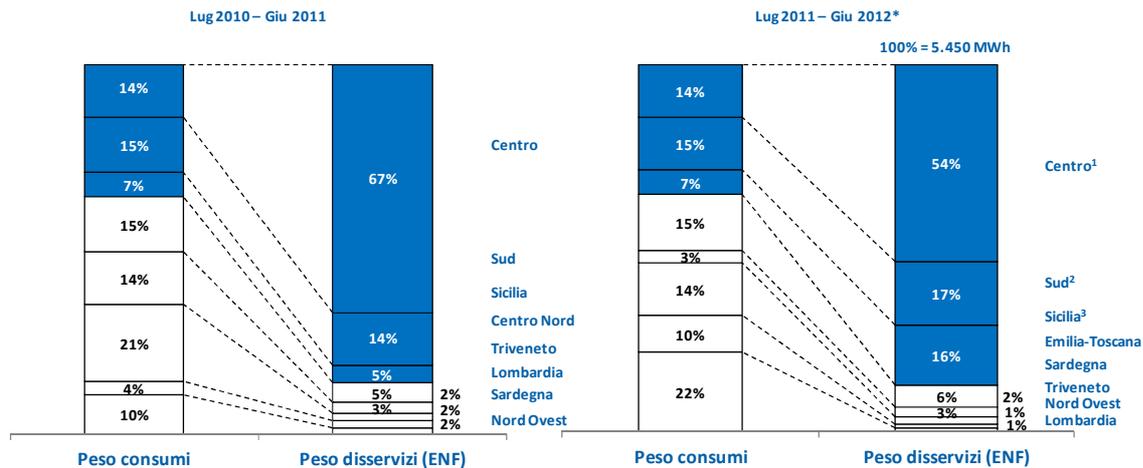
1.1.2 Continuità di alimentazione

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 quindi 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 3 sono evidenziate le aree che nell'ultimo anno hanno registrato livelli di continuità del servizio di alimentazione elettrica peggiori correlate ai relativi tassi di domanda.

Oltre la metà dell'energia non fornita (ENF) per disservizi relativa al periodo considerato riguarda le regioni del Centro. Causa dei disservizi è da imputare anche ad elementi di rete (non solo di trasmissione) in condizioni non sempre ottimali, a ridotti livelli di magliatura della rete ed a capacità di trasformazione e trasporto insufficienti in determinate situazioni di carico, a particolari condizioni climatiche.



*Fabbisogno periodo 328 TWh.

1 La prima settimana del mese di Febbraio 2012 si sono registrati numerosi disservizi per oltre 2 GWh causati dalle eccezionali condizioni climatiche registrate su tutto il paese con forti nevicate e temperature molto al di sotto della norma.

2 Il giorno 18/09/2012 si sono registrati disservizi diffusi nell'area tra Eboli e Matera che hanno fatto registrare un ENF di 580 MWh.

3 Il giorno 21/03/2012 si è registrata una disalimentazione per l'utente ST Microelectronics con un ENF di 630 MWh.

Figura 3 - Continuità del servizio di alimentazione

1.1.3 Qualità della tensione

In ciascun nodo di una rete elettrica si verificano variazioni lente di tensione legate alle modifiche periodiche del carico² e della potenza generata dalle centrali³, in relazione alle disponibilità di energia primaria e alle strategie ottimali di utilizzazione.

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, in genere in diminuzione nei periodi caratterizzati da richiesta in potenza elevata, la tensione ai nodi nelle rispettive zone di influenza.

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

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

Per l'anno 2012 si è osservata per le stazioni a 400 kV una deviazione standard dei valori intorno

alla media di circa 4,63 kV. La generale costanza della tensione deve interpretarsi come un indice indiretto di una buona qualità del servizio elettrico, benché si noti un generale aumento dei valori massimi di tensione talvolta anche superiori ai limiti previsti nel Codice di Rete⁴, principalmente legato alla riduzione generalizzata dei consumi per effetto della crisi e alla crescita della generazione distribuita.

La Figura 4 riporta il range di variazione del livello di tensione dei nodi a 400 kV della RTN⁵, nel periodo 1998 - 2012.

Si osserva che, a partire dal 2004, con azioni correttive di ri-dispacciamento delle produzioni (peraltro disponibili in numero e capacità maggiore) o di variazione degli assetti della rete, il livello di tensione è stato controllato sempre più efficacemente.

Nell'ultimo anno le tensioni della RTN, anche grazie alla disponibilità delle risorse di dispacciamento approvvigionabili sul 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 2 anni.

² Tra le ore diurne e notturne (cicli giornalieri), i giorni feriali e festivi (cicli settimanali), i mesi estivi e invernali.

³ Giornaliera, settimanale, stagionale.

⁴ Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, cap. 1, par. 1B.3.2.

⁵ Per l'anno 2012 i valori massimi e minimi sono stati calcolati statisticamente sulla base della dispersione dei valori misurati attorno alla media.

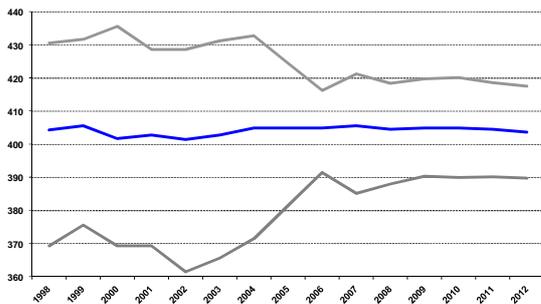


Figura 4 - Range di variazione del livello di tensione (massimo, medio e minimo) nei nodi a 400 kV dal 1998 al 2012 (kV)

Nell'analizzare le criticità della rete vengono 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 fenomeni di trasporto sulle linee di trasmissione.

La Figura 5 e la Figura 6 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.

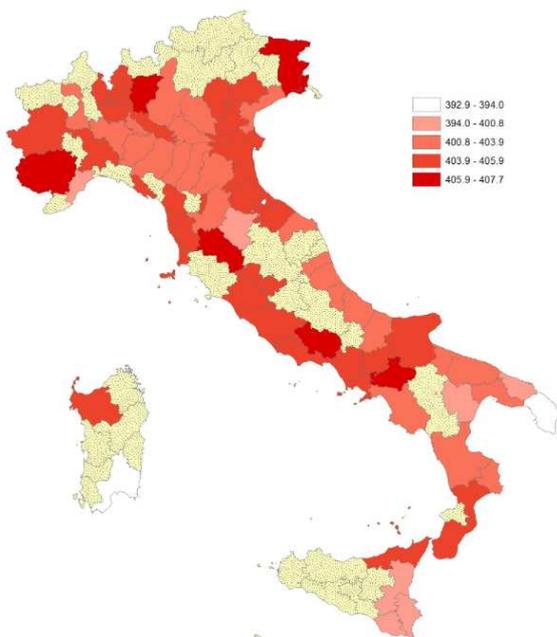


Figura 5 - Distribuzione territoriale delle tensioni – valori medi (kV) (Luglio 2011– Giugno 2012)

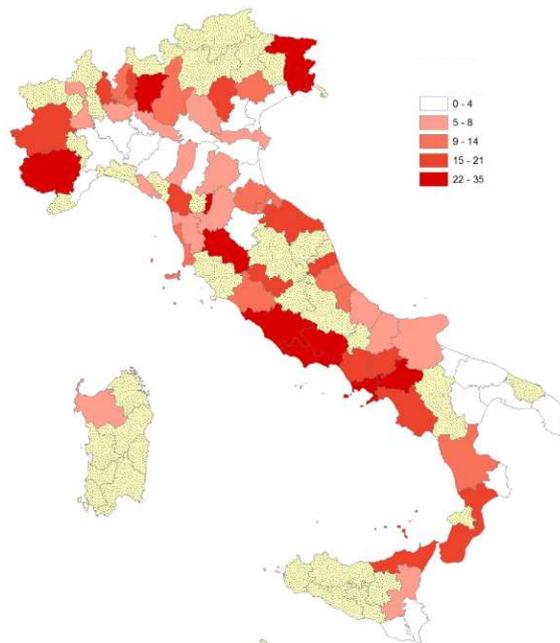


Figura 6 - Distribuzione territoriale delle tensioni – frequenza (%) in ore offpeak di valori con tensione >410 kV (Luglio 2011 – Giugno 2012)

Nella Figura 7 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 2011 e giugno 2012.

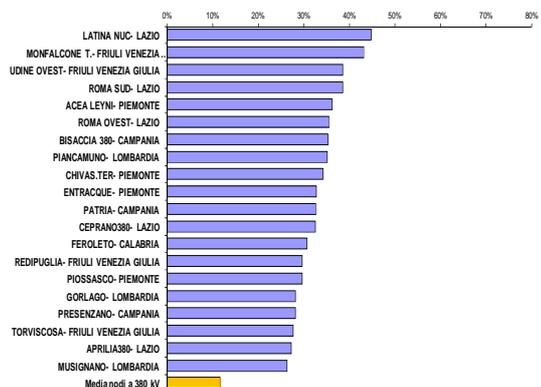


Figura 7 - Andamento della tensione nei nodi critici – tensioni alte (Luglio 2011 – Giugno 2012)

Si notano valori di tensione elevati nel Lazio, Friuli Venezia Giulia e nel Piemonte. In particolare, nel Lazio, la ridotta presenza di capacità regolante determina valori di tensione elevati in condizioni di basso carico. Tensioni alte si registrano anche nel Piemonte riconducibili al minor impegno dei collegamenti, normalmente interessati dal trasporto delle potenze in import dalla Svizzera, nelle ore di basso carico del periodo in esame.

Nella seconda parte del 2012, non inclusa nel periodo in esame, si segnala inoltre che i profili delle tensioni sono risultati strutturalmente modificati sulla rete primaria della Sardegna in relazione ai mutati scenari di carico e generazione, con un innalzamento dei valori di tensione e ridotti margini di regolazione, specie in ore vuote.

Nella Figura 8 sono riportati invece 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 2011 e giugno 2012.

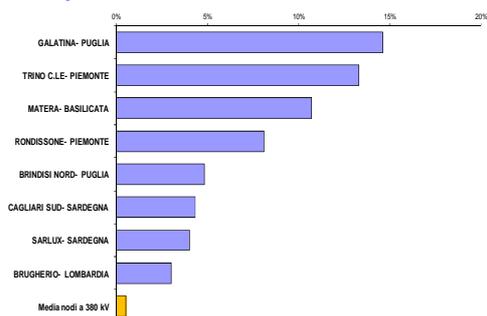


Figura 8 - Andamento della tensione nei nodi critici – tensioni basse (Luglio 2011 – Giugno 2012)

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

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

1.1.4 Impatto sul sistema elettrico della produzione da FRNP

Gli ultimi anni sono stati caratterizzati da uno sviluppo rapido ed imponente e da una diffusione sempre più estesa e capillare degli impianti di generazione elettrica da fonte energetica rinnovabile non pienamente programmabile (FRNP). La progressiva crescita di capacità installata ha riguardato la fonte eolica nel corso dell'ultimo decennio e soprattutto la generazione fotovoltaica nell'ultimo quinquennio (Figura 9).

Anche nel corso del 2012 prosegue la crescita della generazione da fonti rinnovabili con quasi 4 GW di potenza fotovoltaica e circa 1 GW di potenza eolica installata.

L'aumento della potenza installata, per la fonte eolica sulla rete di trasmissione a livello AT e per gli impianti fotovoltaici (oltre il 90%) sulla rete di distribuzione ai livelli MT e BT, ha un impatto rilevante non solo sulla rete di distribuzione, ma anche su estese porzioni della rete di trasmissione ai livelli di tensione superiore e più in generale sulla gestione del sistema elettrico nazionale nel suo complesso.

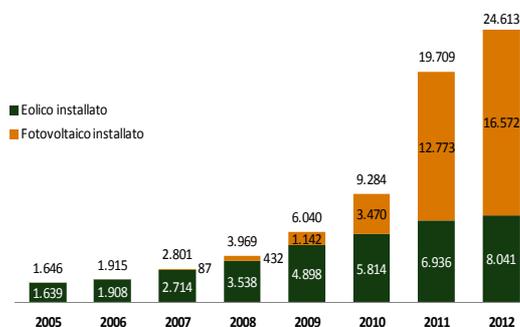


Figura 9 - Potenza fotovoltaica ed eolica installata 2005-2012 (MW)

In tale contesto, la forte penetrazione degli impianti di produzione da FRNP, in particolare quella da fotovoltaico, comporta spesso fenomeni di risalita di energia dalle reti di distribuzione verso il sistema di trasmissione nei periodi di elevata produzione e basso fabbisogno locale.

Gli impianti di cui sopra sono infatti spesso concentrati in aree con basso fabbisogno, il che determina in particolari periodi, una risalita verso le reti AT dell'energia prodotta. Per dare una quantificazione del fenomeno descritto, sulla rete di Enel Distribuzione è stata riscontrata nell'anno 2012 l'inversione del flusso di energia per almeno l'1% e il 5% del tempo in un totale rispettivamente di 791⁶ e 580 cabine primarie, in aumento rispetto agli anni 2010 e 2011 (cfr. Figura 10).

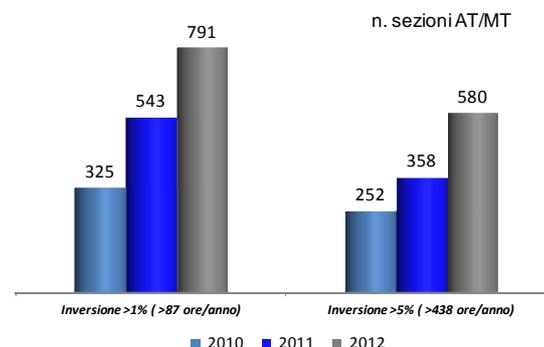


Figura 10 - Dati di inversione flussi su sezioni AT/MT (fonte: Enel Distribuzione - 2012 dati provvisori)

⁶ Poco meno di un quarto del totale delle cabine AT/MT di Enel distribuzione (circa 3200).

I fenomeni sopra 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 produzione distribuita rispetto all'entità del carico elettrico locale e scarsa magliatura di rete.

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

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

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

Congestioni di rete AT ed AAT

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

Come si osserva in Figura 11, le zone della rete AT attualmente critiche, in relazione a vincoli di rete strutturali che limitano la produzione eolica, sono concentrate al Sud, in particolare lungo le direttrici AT della Campania.

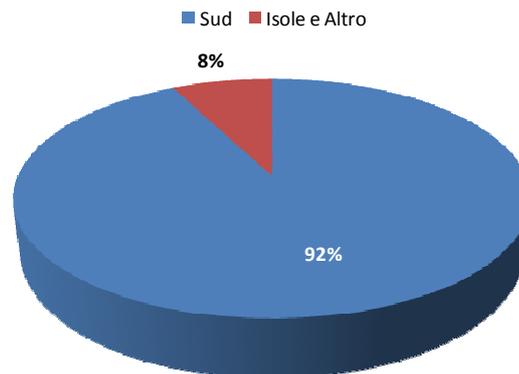


Figura 11 - Dettaglio regionale localizzazione Mancata Produzione Eolica (MPE) 2012

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

- sulla direttrice 150 kV "Montecorvino – Benevento II" (sulla quale la potenza installata da FRNP attualmente ammonta a oltre 700 MW):
 - nuova SE 380/150 kV di Bisaccia e raccordi 150 kV alla linea "Bisaccia – Calitri";
 - installazione terzo ATR 380/150 kV nella SE 380/150 kV di Bisaccia;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV "Bisaccia – Calitri";
 - potenziamento elettrodotto 150 kV "Benevento II - Benevento N.";
 - potenziamento elettrodotto 150 kV "Benevento N.- Benevento Ind.";
 - potenziamento elettrodotto 150 kV "Flumeri - Vallesaccarda";
 - potenziamento elettrodotto 150 kV "Campagna - Montecorvino" (I step);
 - potenziamento elettrodotto 150 kV "Castelnuovo – Calabritto";
 - potenziamento elettrodotto 150 kV "Calabritto – Contursi";
 - potenziamento elettrodotto 150 kV "Lacedonia- Bisaccia";
 - potenziamento elettrodotto 150 kV "Scampitella – Lacedonia";
 - potenziamento elettrodotto 150 kV "Campagna – Sicignano - Contursi";
 - potenziamento elettrodotto 150 kV "Buccino-Tanagro";
 - potenziamento elettrodotto 150 kV "Flumeri – Lacedonia – Contursi";
- sulle direttrici 150 kV "Benevento II – Volturara – Celle S. Vito" (sulla quale la potenza da FRNP attualmente installata è di circa 750 MW):

- nuova stazione 380/150 kV di Troia (a cui si prevede di raccordare la direttrice 150 kV);
- installazione terzo ATR 380/150 kV nella stazione 380 kV di Benevento II;
- sulla direttrice 150 kV “Foggia – Deliceto - Andria” (sulla quale la potenza da FRNP attualmente installata è di circa 700 MW):
 - nuova stazione 380/150 kV di Deliceto;
 - Raccordi 150 kV della linea “Agip Deliceto - Ascoli Satriano” alla SE 380/150 kV di Deliceto;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Deliceto - Ascoli S. - Cianfurro”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Foggia – Lucera”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Bovino – Orsara”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV: “Bovino – Agip Deliceto” ;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Agip Deliceto – Deliceto – Ascoli S.”;
 - potenziamento elettrodotto 150 kV “Lucera –Troia”.

In aggiunta ai potenziamenti di rete richiamati, diversi altri interventi di rinforzo delle porzioni di rete in argomento sono pianificati nei prossimi anni.

Altre misure messe in atto da Terna riguardano il ricorso ad assetti di esercizio non standard, tra cui l'esercizio in assetto radiale 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).

Tuttavia le azioni ad oggi poste in essere non risultano sufficienti a consentire il deflusso di tutta la potenza producibile ed ancora costringono a far ricorso alla limitazione della produzione degli impianti eolici, determinando la mancata produzione eolica (MPE) di cui si è detto.

Le ragioni per cui si è determinata questa situazione particolarmente critica sono da ricercare principalmente nella mancanza in passato di un quadro legislativo e normativo in grado di assicurare il coordinamento tra il rapido sviluppo della capacità produttiva da fonte eolica e la realizzazione delle opere di rete connesse, ossia necessarie a consentire il corretto inserimento sulla rete dei nuovi impianti mediante soluzioni di connessione adeguate. A ciò si aggiunga che, fino al 2002, la normativa che regolamentava le connessioni alla rete non assegnava al Gestore della rete di trasmissione (nonostante questi fosse di fatto responsabile del

dispacciamento della produzione sull'intero perimetro della rete nazionale interconnessa in AAT ed AT) il coordinamento delle richieste di allacciamento ma, considerato che circa il 50 % della rete AT era di proprietà di ENEL Distribuzione, divideva le responsabilità, anche per la definizione dello schema generale di collegamento, tra il distributore e il gestore della RTN per le connessioni alle singole linee di rispettiva competenza.

Progressivamente le Autorità preposte hanno fatto proprie le esigenze di un miglior coordinamento, in particolare attraverso:

- il recepimento nella legislazione delle singole Regioni dell'autorizzazione unica degli impianti di produzione da fonti rinnovabili e delle infrastrutture di rete connesse, introdotta dall'art. 12 del D.Lgs 387/03;
- l'evoluzione delle disposizioni AEEG sulla regolamentazione delle connessioni alla rete (Del. 281/05, Del 99/08 e s.m.i.) che hanno assegnato al TSO il compito di definire le soluzioni tecniche minime generali di connessione alla rete AT di tutti gli impianti di produzione di potenza superiore a 10 MW;
- l'unificazione della proprietà e gestione della RTN, resa possibile dal DPCM 11/05/2004 e, successivamente, l'acquisizione da parte di Terna nel perimetro della RTN della rete AT di ENEL Distribuzione avvenuta nell'Aprile 2009.

A questi si è aggiunta l'entrata in vigore della Legge n. 99/2009, che ha introdotto alcune importanti semplificazioni dei processi autorizzativi di linee elettriche della RTN in AT.

Tuttavia la rete AT nelle citate aree delle province di Foggia, Benevento, Avellino e Salerno, interessate a partire dalla fine degli anni '90 da un rapido sviluppo della potenza installata, ha scontato gli evidenti ritardi con i quali il quadro normativo si è di fatto evoluto.

I problemi registrati sulle direttrici AT su richiamate rischiano di estendersi progressivamente, anche a causa del rapido sviluppo della produzione fotovoltaica e dei citati fenomeni di risalita dalle reti di media a quella di alta tensione, su altre porzioni di rete AT non solo in Puglia e Campania, ma anche in altre regioni del Mezzogiorno (Sicilia, Calabria, Basilicata, Molise) e del Centro (Abruzzo e Lazio) del Paese.

Per quanto riguarda in particolare la Sicilia, nonostante i livelli attualmente molto elevati di penetrazione della produzione eolica, il ricorso ad azioni di modulazione si è reso finora necessario in periodi estremamente ridotti ed

esclusivamente su ristrette porzioni di rete, soprattutto grazie ad un'efficace pianificazione di interventi di adeguamento della rete ed a un'efficiente gestione dell'esercizio. Tuttavia, rischi di congestioni di rete sono possibili già nel breve periodo come conseguenza dell'ulteriore forte sviluppo atteso della capacità di generazione da FRNP.

La produzione che si inserisce sulla rete AT, in particolare al Sud, risulta in alcuni periodi eccedente in quanto non viene assorbita dal carico locale e conseguentemente viene trasferita sul sistema AAT, determinando anche su questo fenomeni di saturazione della capacità di trasporto.

Al riguardo, confrontando i dati relativi al periodo Luglio 2010 - Giugno 2011 con quelli relativi al periodo Luglio 2011 - Giugno 2012, in esito al mercato dell'energia si conferma un aumento delle ore di congestione della sezione Sud-Csud determinato dalla nuova produzione da fonte convenzionale CCGT e rinnovabile installata al Sud. I fenomeni descritti accrescono peraltro le criticità derivanti dagli attuali limiti infrastrutturali della sezione Sud-Csud, che costituivano già in passato uno dei principali vincoli allo sfruttamento della consistente capacità di generazione competitiva da impianti CCGT entrata in servizio negli ultimi anni.

Regolazione e bilanciamento del sistema elettrico.

L'inserimento sul sistema elettrico della nuova ingente capacità di generazione da FRNP determina, in particolar modo in giornate di bassissimo carico, forti criticità di esercizio a livello di gestione del sistema nel suo complesso.

In tali circostanze, infatti, la minore presenza di unità di produzione regolanti (es. termoelettriche), escluse dal mercato dalla presenza della generazione rinnovabile con priorità di dispacciamento, può portare a non avere disponibile il numero minimo di impianti necessari per la fornitura di tutti i servizi di rete indispensabili ad una gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Un'ulteriore problematica riguarda la riduzione dell'inerzia del sistema. La generazione tradizionale si basa, infatti, sull'utilizzo di macchine rotanti (alternatori) per la produzione di energia elettrica; tali macchine presentano una propria inerzia che contribuisce a quella totale del sistema elettrico. La generazione da FRNP (eolica e fotovoltaica) invece si avvale di elementi statici (inverter) che non posseggono un'inerzia propriamente detta, e che quindi non contribuiscono a quella totale del sistema.

L'inerzia è un elemento essenziale ai fini della stabilità del SEN; ad una sua diminuzione deve corrispondere un incremento della rapidità e della precisione delle contromisure predisposte. Allo stato attuale, i tempi di intervento della regolazione primaria risultano talvolta incompatibili con la gestione in sicurezza del SEN.

In particolare, nelle Isole Maggiori, la riduzione dell'inerzia rende ancor più severe le variazioni di frequenza alle quali, in determinate situazioni, risulta difficile far fronte con i tempi di risposta delle macchine convenzionali.

Inoltre, per quanto riguarda in particolare i margini di riserva, è opportuno notare che la scarsa prevedibilità della produzione da FRNP, e soprattutto l'elevata intermittenza che caratterizza la produzione eolica, introducono un ulteriore grado di aleatorietà per il sistema elettrico, che, in particolari situazioni, si può tradurre nell'esigenza di approvvigionare maggiori quantitativi di riserva. A tal fine, può essere necessario avere in servizio un maggior numero di unità di produzione a carico parziale.

A prescindere da considerazioni di efficienza per i costi del sistema, tali necessità ostacolano ulteriormente la possibilità di rispettare gli scambi di energia con l'estero. Il problema diviene ulteriormente critico qualora condizioni di elevata ventosità si sommino a condizioni di elevata produzione fotovoltaica e di ridotto fabbisogno. Infatti la produzione termoelettrica minima in grado di fornire i servizi di regolazione necessari sul sistema si somma alla elevata produzione rinnovabile determinando un surplus di generazione nazionale che non è possibile bilanciare rispetto al fabbisogno in potenza se non modulando l'importazione.

L'analisi di adeguatezza ex-ante del sistema elettrico evidenzia come l'ingente produzione degli impianti fotovoltaici possa determinare, soprattutto nelle giornate di basso carico (cfr. Figura 12), la necessità di far fronte, al fine di garantire la riserva minima regolante dei gruppi termoelettrici, alla massimizzazione dell'uso degli impianti di pompaggio disponibili, alla riduzione dell'import e all'applicazione della procedura per la riduzione delle FRNP.

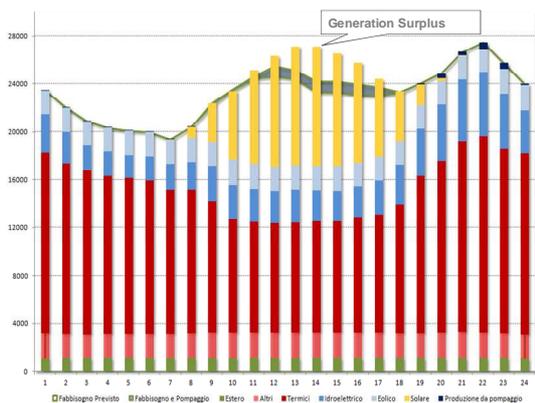


Figura 12 - Esempio giornata di bassissimo carico
Agosto 2012- analisi di adeguatezza ex-ante

L'esigenza di garantire adeguate risorse di regolazione e bilanciamento in condizioni di elevata produzione eolica, si pone in particolare nelle Isole maggiori e in alcune aree del Meridione, dove la penetrazione eolica è più elevata e gli impianti di produzione tradizionali che rispondono a tali requisiti sono di ridotta entità, o presentano minori margini di flessibilità.

Infine l'immissione in rete di grandi quantità di produzione da fonte solare, impone di fronteggiare rapide prese di carico serali, assai più accentuate che nel passato, dato che la riduzione di produzione solare si somma alla normale crescita dei consumi che precede la punta di fabbisogno serale. Ne consegue la necessità di una maggiore riserva secondaria e di riserva pronta in particolare nei giorni con basso fabbisogno. In tali condizioni, infatti, il bilanciamento in tempo reale richiede la necessità di azioni rapide realizzate su impianti programmabili con elevate capacità di modulazione, rapidi tempi di risposta e minori vincoli di permanenza in servizio.

Coordinamento dei sistemi di protezione

La diffusione degli impianti fotovoltaici connessi alla rete di distribuzione ha raggiunto livelli tali da aumentare significativamente i rischi per la sicurezza del sistema elettrico nel suo complesso.

Tale criticità è legata alla normativa per la generazione sulle reti di distribuzione, che prevedeva un distacco istantaneo di generazione fuori dall'intervallo di frequenza $49,7 \div 50,3$ Hz.

Questa taratura delle protezioni può vanificare l'efficacia dei Sistemi di Difesa, soprattutto, in presenza di una contingenza di rete caratterizzata da una variazione di frequenza significativa che può causare una perdita di generazione pari all'intera generazione distribuita (tra cui, come detto, i soli impianti fotovoltaici presentano una potenza installata di quasi

17.000 MW), evento che potrebbe non essere controllato con i sistemi del piano di difesa ed in particolare del piano di alleggerimento del carico.

Come già avvenuto nel corso del 2011, anche nel 2012 si sono generati degli eventi sul sistema elettrico che hanno evidenziato ancor più la necessità di garantire il corretto funzionamento della generazione distribuita in caso di variazioni di frequenza e/o tensioni.

Un recente evento di esercizio nel sistema elettrico in Sardegna⁷, ha comportato le suddette criticità potenziali: durante il funzionamento in isola della rete, un deficit di generazione (in situazioni normali pienamente recuperabili tramite la riserva di regolazione primaria) ha determinato un transitorio in sottofrequenza, che al raggiungimento di 49,7 Hz ha causato la perdita di generazione distribuita e quindi ha accentuato la caduta di frequenza, con la conseguente attivazione del distacco delle utenze industriali (carichi interrompibili) e successivamente, a causa di un ulteriore deficit di generazione, del distacco di utenza diffusa.

Risulta quindi evidente come l'attuale aliquota di produzione fotovoltaica, che si prevede destinata a crescere nei prossimi anni, renda sempre più necessario l'adeguamento degli impianti di generazione distribuita all'Allegato al Codice di Rete A70, descritto successivamente, al fine di garantire la sicurezza della RTN anche in seguito ad eventi che generano transitori di frequenza maggiori dell'intervallo $49,7 \div 50,3$ Hz. A tal riguardo, è necessario evidenziare come le problematiche della generazione distribuita non sono solo relative ai transitori di frequenza ma anche ai transitori di tensione.

Diversi eventi che hanno interessato la Sicilia nel corso del 2012, infatti, mettono in evidenza come anche i transitori di tensione generati a seguito di un guasto sugli elettrodotti possono determinare la perdita della generazione fotovoltaica in MT per buchi di tensione. L'insensibilità ai buchi di tensione è ad oggi prevista solo per i nuovi impianti, mentre il retrofitting degli impianti già connessi non consente di coprire tali casistiche, rendendo sempre critiche le condizioni di sicurezza del sistema elettrico nazionale.

⁷ Nel mese di Maggio 2012, in Sardegna, la riduzione di potenza di un impianto termoelettrico di circa 150 MW, ha provocato una riduzione della frequenza fino al valore di 49,7 Hz causando la disconnessione della produzione fotovoltaica diffusa connessa alla rete MT e BT di Enel Distribuzione e determinando prima il distacco di carichi interrompibili e successivamente l'innescio della procedura di distacco automatico delle utenze civili.

Tali eventi confermano i rischi per la sicurezza del sistema elettrico legati alla crescente penetrazione della generazione distribuita, in particolare quella fotovoltaica, che si sono già manifestati sempre in Sicilia⁸ nel 2011 (cfr. Figura 13) che hanno portato al rinvio delle attività manutentive sulla rete primaria.

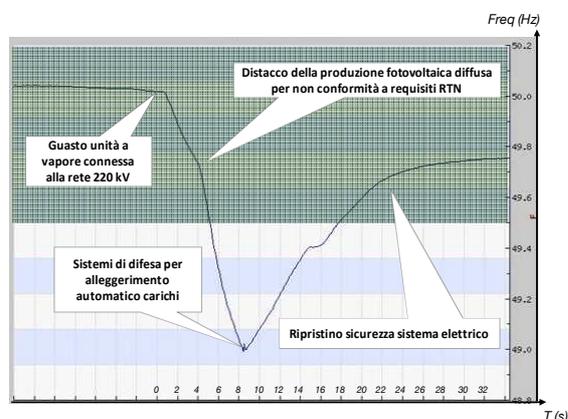


Figura 13 - Transitorio di frequenza dell'evento registrato nel Sistema Elettrico Siciliano

Iniziative verso gli Energy Policy Maker finalizzate alla mitigazione delle criticità

La rapida penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita nel sistema elettrico ha avuto un impatto rilevante sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico, sia a livello di sistema di difesa, sia nella fase di programmazione del servizio di dispacciamento.

Nel corso dell'anno 2011 Terna, in qualità di responsabile della sicurezza del sistema elettrico, ha segnalato al MISE ed all'AEEG, le criticità riscontrate nell'esercizio del sistema elettrico nazionale derivanti dall'incremento della generazione distribuita nonché tutte le attività poste in essere al fine di garantire la sicurezza della rete.

Le azioni di Terna, volte da un lato a rendere meno critici gli effetti legati alla produzione distribuita e dall'altro a equipararne il controllo alle altre fonti non programmabili si sono concretizzate nell'approvazione da parte dell'Autorità di due nuovi allegati al Codice di Rete, A70 e A72.

⁸ Nel mese di Maggio 2011, in Sicilia, il guasto di un'unità a vapore connessa alla rete 220 kV che al momento dell'evento produceva circa 150 MW, ha provocato una riduzione della frequenza fino al valore di 49,7 Hz causando la disconnessione di circa 210 MW di produzione fotovoltaica diffusa connessa alla rete MT e BT di Enel Distribuzione e determinando l'innescio della procedura di distacco automatico di alcuni carichi della zona.

In particolare, l'Autorità con la deliberazione 84/12/R/eel "Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale", ha approvato i nuovi allegati al Codice di Rete:

- Allegato A68 recante "Impianti di produzione fotovoltaici. Requisiti minimi per la connessione e l'esercizio in parallelo con la rete AT";
- Allegato A69 recante "Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna";
- Allegato A70 recante "Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita".

Attraverso l'Allegato A70 vengono introdotti i requisiti minimi che devono essere soddisfatti dagli impianti della generazione distribuita ai fini della sicurezza del sistema elettrico, in termini di:

- campi di funzionamento in tensione e frequenza;
- protezioni;
- comportamenti nei transitori di frequenza e tensioni;
- controllo della generazione distribuita.

L'intervallo di funzionamento della generazione distribuita [$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$, $85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$] deve essere tale da consentire di gestire il sistema elettrico in emergenza, consentendo a tali impianti di fornire il loro contributo alla stabilità della frequenza e della tensione.

Le protezioni degli impianti devono essere tali da rendere selettivo il loro intervento tra guasti locali e guasti di sistema.

Per il controllo dei transitori di frequenza si richiede:

- la capacità di ridurre la potenza immessa in rete per variazioni di frequenza superiori a 50,3 Hz;
- l'inserimento graduale della potenza immessa in rete in modo da minimizzare gli effetti sul sistema in caso di ripresa del servizio;
- l'avviamento con l'aumento graduale della potenza immessa in rete.

Per il controllo dei transitori di tensione, si richiede di garantire la connessione degli impianti

anche in caso di abbassamenti repentini della tensione conseguenti ad un qualsiasi cortocircuito esterno, almeno sin quando non intervengono le protezioni deputate all'eliminazione del guasto.

Infine, per il controllo della generazione distribuita, viene indicata la necessità della ricezione da parte del Gestore di tutte le informazioni relativa alla generazione distribuita, sia per il controllo in tempo reale che in fase previsionale.

La deliberazione 84/12/R/eel prevede per l'allegato A70 un adeguamento graduale e distinto tra:

- impianti già esistenti, ovvero impianti MT con potenza maggiore di 50 kW già connessi o da connettere entro il 31 marzo 2012,
- impianti nuovi, ovvero impianti MT e BT che si sono connessi dopo il 31 marzo 2012.

In particolare, per la prima tipologia di impianti, è previsto il così detto "retrofitting", inerente l'adeguamento alle prescrizioni dell'allegato A70 sui campi di funzionamento in tensione e frequenza e sui sistemi di protezione, da completarsi entro il 31 marzo 2013. Per tale adeguamento viene riconosciuto un corrispettivo compreso tra i 2.000 e 5.000 €, qualora lo stesso venga completato entro il mese di giugno 2012; in caso di adeguamento successivo al 30 giugno 2012 e comunque entro il 31 ottobre 2012 viene riconosciuto un premio via via decrescente, su base mensile, rispetto a quello sopra indicato.

Per i nuovi impianti, invece, è prevista una distinzione tra impianti connessi in MT e BT e per periodo di entrata in esercizio (entro giugno o entro dicembre 2012) con riflessi sull'obbligo di dare una parziale o piena applicazione alle prescrizioni dell'allegato A70.

Con la delibera 344/12/R/eel, l'Autorità ha approvato il nuovo allegato al Codice di Rete A72 "Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)" recante procedure per i distacchi della generazione distribuita.

Le prescrizioni si applicano agli impianti avente le seguenti caratteristiche:

- sono connessi alle reti MT di distribuzione;
- sono impianti FRNP fotovoltaici ed eolici;
- immettono in rete tutta la produzione, al netto dei servizi ausiliari;

- hanno potenza nominale > 100 kW.

L'insieme degli impianti che soddisfano tali condizioni è definito GDR (Generazione Distribuita Riducibile), classificati in 2 gruppi: GDPRO (impianti riducibili con preavviso dal titolare dell'impianto) e GDTEL (impianti distaccabili da remoto dall'impresa distributrice).

La procedura di riduzione GD si basa su un concetto di distacco con e senza preavviso, che avviene a rotazione in base al livello di criticità della rete.

1.1.5 Capacità di trasporto per scambi con l'estero

In base 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, ha il compito di sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici degli altri Paesi, al fine di garantire la sicurezza e ridurre i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica.

Esistono diversi fattori a giustificazione della spinta verso un maggior livello di integrazione della rete elettrica Italiana con quella degli altri Paesi, europei e non. I principali vantaggi tecnici che si ottengono sono il potenziamento generale del sistema, un miglioramento dell'esercizio in sicurezza e un'ottimizzazione dell'utilizzo degli impianti. È possibile, inoltre, sfruttare al meglio la capacità produttiva dei grandi impianti già esistenti e dislocati presso le aree di estrazione del combustibile, come avviene ad esempio per le centrali a Carbone dell'Europa Centro-Orientale. Tramite il trasporto dell'elettricità, infatti, si rende possibile lo sfruttamento delle risorse energetiche primarie molto distanti dai punti di utilizzo evitando i problemi connessi al trasporto delle stesse su lunga distanza.

Nel processo di liberalizzazione del mercato elettrico europeo gli scambi di energia elettrica rivestono un ruolo importante considerato l'obiettivo comunitario di costruire un mercato integrato dell'energia elettrica in Europa, attraverso il raggiungimento di adeguati livelli di interconnessione. Per l'Italia questo assume una rilevanza particolare, non solo in ragione della differenza dei costi marginali di produzione fra la stessa Italia e gli altri Paesi Europei, ma anche per le potenzialità derivanti dalla possibilità di valorizzare sui mercati europei in situazioni specifiche le risorse ed i servizi di rete resi disponibili dalla sovraccapacità produttiva nazionale.

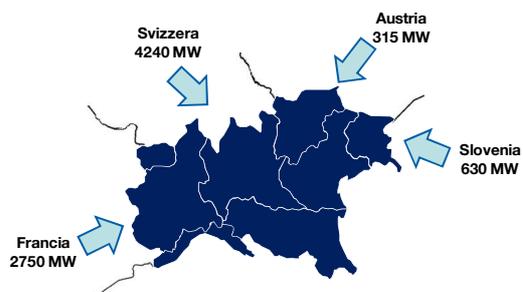


Figura 14 - Dati NTC massima 2013 (winter peak)

In Figura 14 è evidenziata l'attuale capacità di trasporto delle linee di interconnessione sulla frontiera Nord corrispondente ad un massimo di 7935 MW di NTC in condizioni winter peak. Ad essi si aggiungono i 500 MW provenienti dalla Grecia.

Sulla frontiera Nord-Ovest (cfr. Figura 15 e Figura 16), nonostante nel corso del 2007 si sia verificata nei mesi estivi l'inversione dei flussi di potenza verso la Slovenia, a causa di un deficit temporaneo di produzione dall'area est, già dal 2008 si è osservato un graduale aumento del transito in importazione dalla frontiera slovena. Tale trend si è confermato tutto fino a tutto il 2010. Successivamente l'entrata in servizio di dispositivi di controllo dei flussi di potenza sulla linea 380 kV Redipuglia Divaca (in particolare nel nodo 380 kV di Divaca) ha permesso di riequilibrare i flussi di potenza riportandoli entro i limiti di sicurezza programmati.

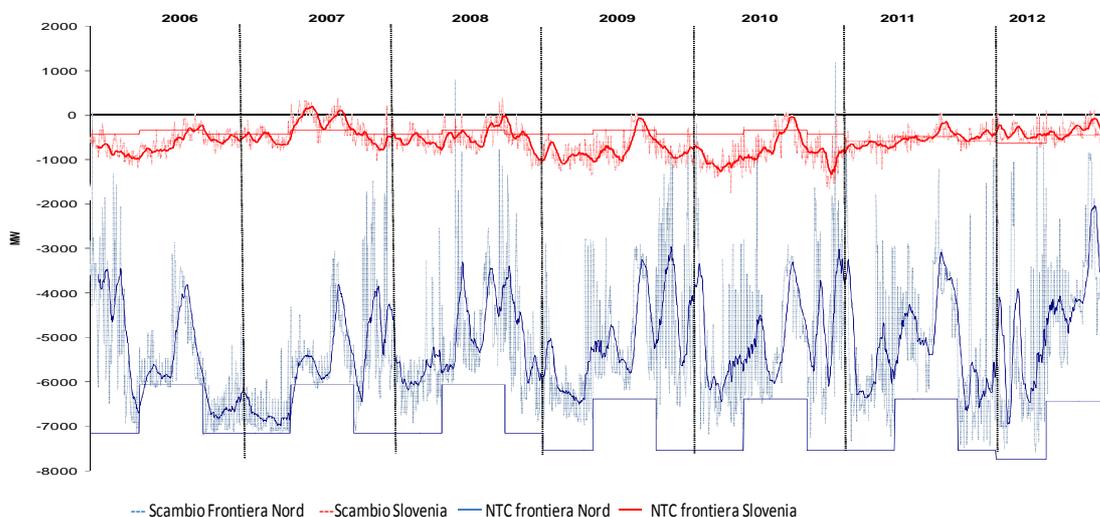


Figura 15 - Scambi sulla frontiera Nord Italiana – ore piene

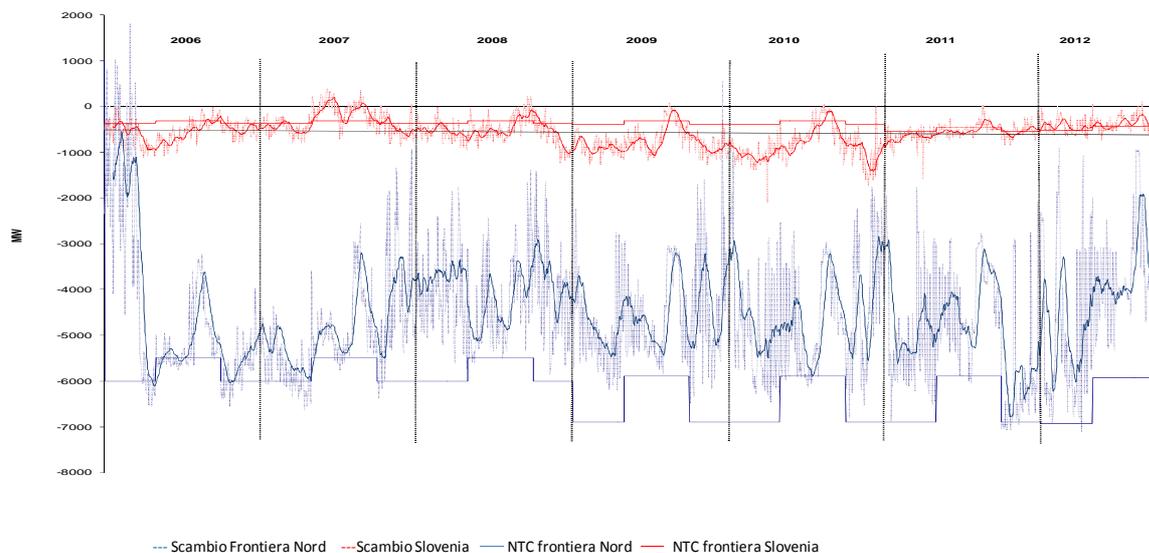


Figura 16 - Scambi sulla frontiera Nord Italiana – ore vuote

Nel 2012 (cifr. Figura 17) si nota una maggiore variabilità dell'import rispetto al passato, con una deviazione standard di circa il 20% maggiore rispetto al 2011 e al 2010. Tale fenomeno, in parte riconducibile alla rapida evoluzione del mix

produttivo in Europa (principalmente a seguito delle politiche di nuclear phase – out e sviluppo generazione da fonti rinnovabile) potrebbe tuttavia modificarsi in funzione della generazione dell'Est Europa nel medio-lungo periodo.

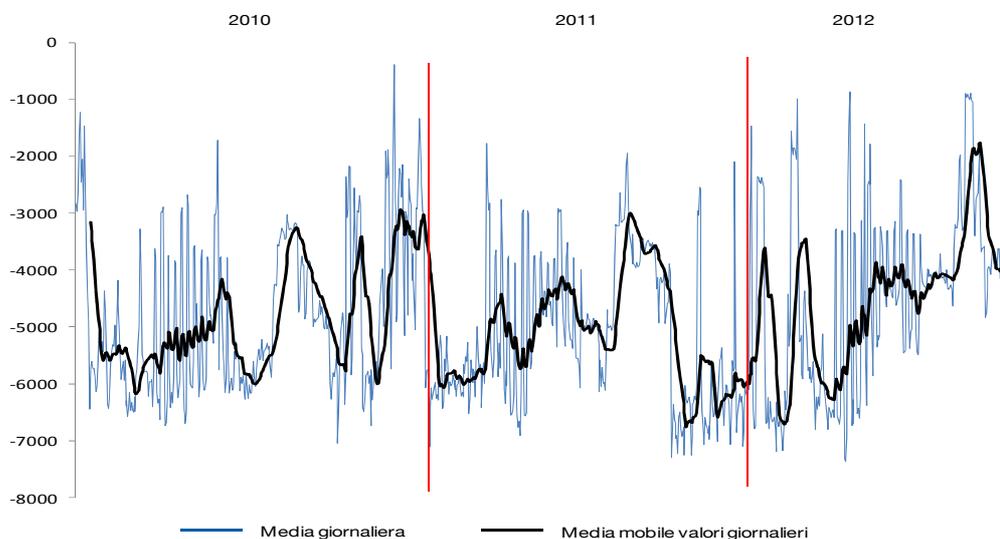


Figura 17 - Scambi frontiera Nord

1.2 Segnali provenienti dal mercato dell'energia elettrica

Oltre ad assicurare la continuità degli approvvigionamenti e l'efficienza ed economicità del servizio di trasmissione, Terna ha il compito di risolvere i problemi legati alla presenza di congestioni di rete, anche al fine di ridurre il più possibile eventuali vincoli che rischiano di condizionare gli operatori elettrici.

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

In particolare, risultano rilevanti le evidenze desumibili dall'analisi:

- della separazione in zone nel Mercato del Giorno Prima (congestioni interzonali determinate da vincoli di rete esistenti); questa separazione determina da un lato una minore efficienza derivante dall'utilizzazione di impianti di produzione meno competitivi a scapito di quelli più convenienti e dall'altro la formazione di prezzi differenti tra le diverse zone in cui è suddiviso il mercato;
- dell'approvvigionamento nell'ambito del Mercato dei Servizi di Dispacciamento di capacità produttiva a livello locale per risolvere le congestioni intrazonali, regolare le tensioni, oltre che fornire la riserva operativa necessaria alla gestione in sicurezza della rete

anche in considerazione del forte sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili.

A tale riguardo, gli obiettivi della pianificazione consistono principalmente nel superamento dei vincoli alla produzione dei poli limitati e nella riduzione delle congestioni sia tra macro aree di mercato sia a livello locale, per consentire un migliore sfruttamento del parco di generazione nazionale, una maggiore integrazione e competitività del mercato e, conseguentemente, una possibile riduzione del prezzo dell'energia per i clienti del mercato.

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

Nel corso del 2012 i prezzi del mercato italiano, si confermano ancora mediamente molto superiori a quelli dell'Europa continentale con scarti superiori rispetto all'anno passato (Figura 18). Risulta una differenza media tra il mercato italiano ed i principali mercati esteri che si attesta attorno ai 33 €/MWh in più rispetto al mercato tedesco/austriaco ed intorno ai 29 €/MWh in più rispetto al mercato francese. Fenomeni contingenti quali fattori climatici o geopolitici con impatto nelle fonti primarie di approvvigionamento ed eventuali fuori servizio di elementi di rete strategici o importanti gruppi di generazione all'estero (fenomeni questi ultimi che si verificano molto di rado), possono contribuire a ridurre o ad annullare, in particolari situazioni, la differenza di prezzo tra le diverse borse elettriche europee prese in esame. Ne

è esempio il periodo di febbraio 2012 caratterizzato da temperature rigide con conseguente aumento della richiesta di energia elettrica per riscaldamento. Diametralmente opposto ciò che si è registrato nella settimana dal 23 al 29 dicembre

2012: nelle ore tra la mezzanotte e le otto del mattino per i giorni 25, 26 si sono registrati prezzi negativi sul mercato tedesco con picchi orari negativi fino a 200 €/MWh per effetto del surplus di produzione.

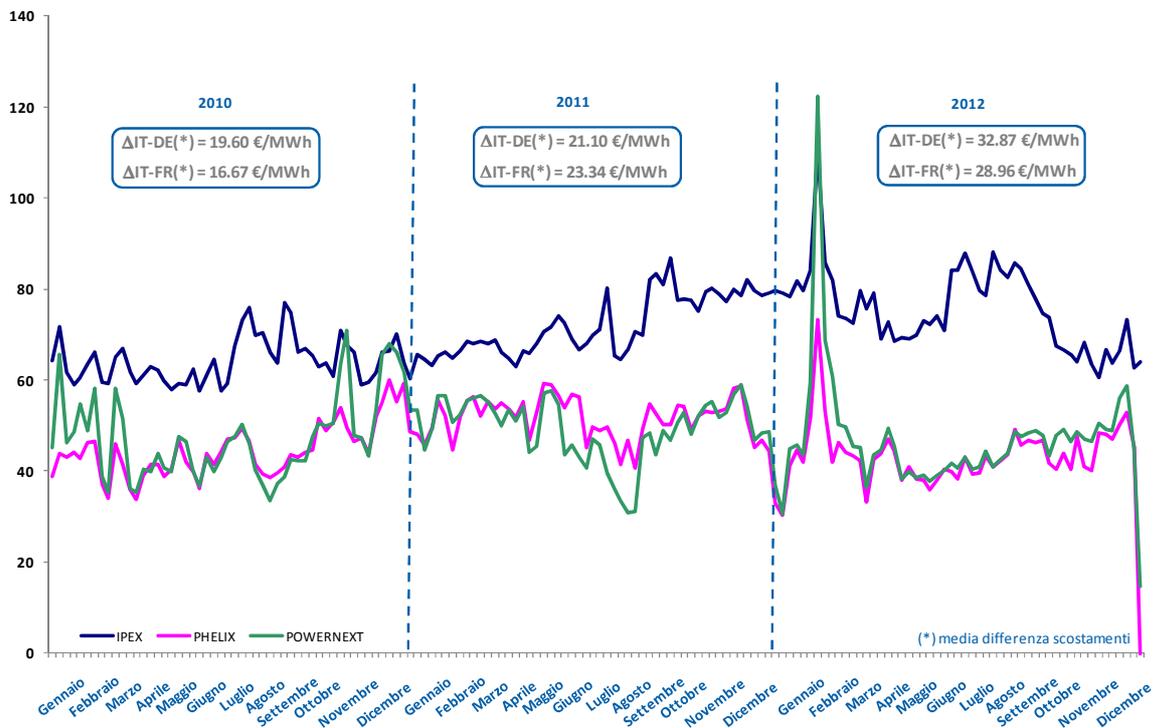


Figura 18 - Andamento settimanale Borse Europee, Gennaio 2010 – Dicembre 2012

1.2.2 Market Coupling Italia-Slovenia

Il grafico di seguito riportato (Figura 19) rappresenta l'andamento dei flussi di energia elettrica legati al coupling con la Slovenia nel corso del 2012 per ogni data e ora, nonché il differenziale tra il prezzo MGP della zona Nord e il prezzo della borsa slovena (BSP). I flussi in importazione riflettono uno spread positivo per la maggior parte

delle ore, laddove casi di esportazione verso la Slovenia si verificano in ore in cui lo spread è negativo (o nullo). Si noti che nel corso del 2012 si è avuta convergenza dei prezzi nel 20% delle ore, mentre in media lo Spread Nord-BSP è stato pari a 21,03 €/MWh. Per quanto riguarda la capacità allocata attraverso il coupling, essa in media è stata pari a 414 MW.

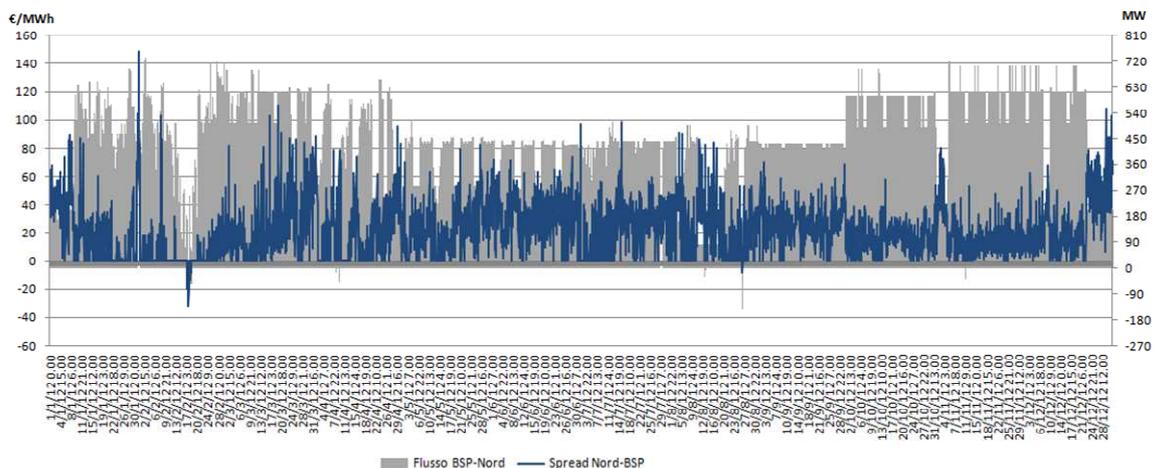


Figura 19 - Flusso BSP-Nord e Spread Nord-BSP 2012

1.2.3 Principali vincoli nel Mercato del Giorno Prima

Nel mercato dell'energia elettrica una zona geografica o virtuale è una porzione di rete rilevante in cui l'equilibrio tra domanda e offerta viene determinato tenendo conto, ai fini della sicurezza, dei limiti fisici di scambio dell'energia con altre zone geografiche confinanti. Tali limiti sono determinati ricorrendo a un modello di valutazione della sicurezza del sistema.

Inoltre sono individuate aree di produzione locale, denominate "poli di produzione limitata", che costituiscono delle zone virtuali, la cui produzione risulta affetta da vincoli per la gestione in sicurezza del sistema elettrico. I vincoli restrittivi sulla produzione massima dei poli di produzione possono

essere in parte controllati, ricorrendo a dispositivi di telescatto sulle unità di produzione in questione, attivati a seguito di predefiniti eventi, o possibilmente annullati a seguito dello sviluppo della rete elettrica locale o nelle aree limitrofe.

L'individuazione delle zone nasce dall'analisi della struttura della rete di trasmissione a 380 e 220 kV, dei flussi di potenza, che nelle situazioni di esercizio più frequenti interessano tali collegamenti, dalla dislocazione delle centrali di produzione sul territorio nazionale e dalle importazioni di energia dall'estero. Tale analisi è stata effettuata sulla base del criterio di sicurezza N-1, considerando diversi scenari della rete elettrica e diversi periodi stagionali dell'anno.

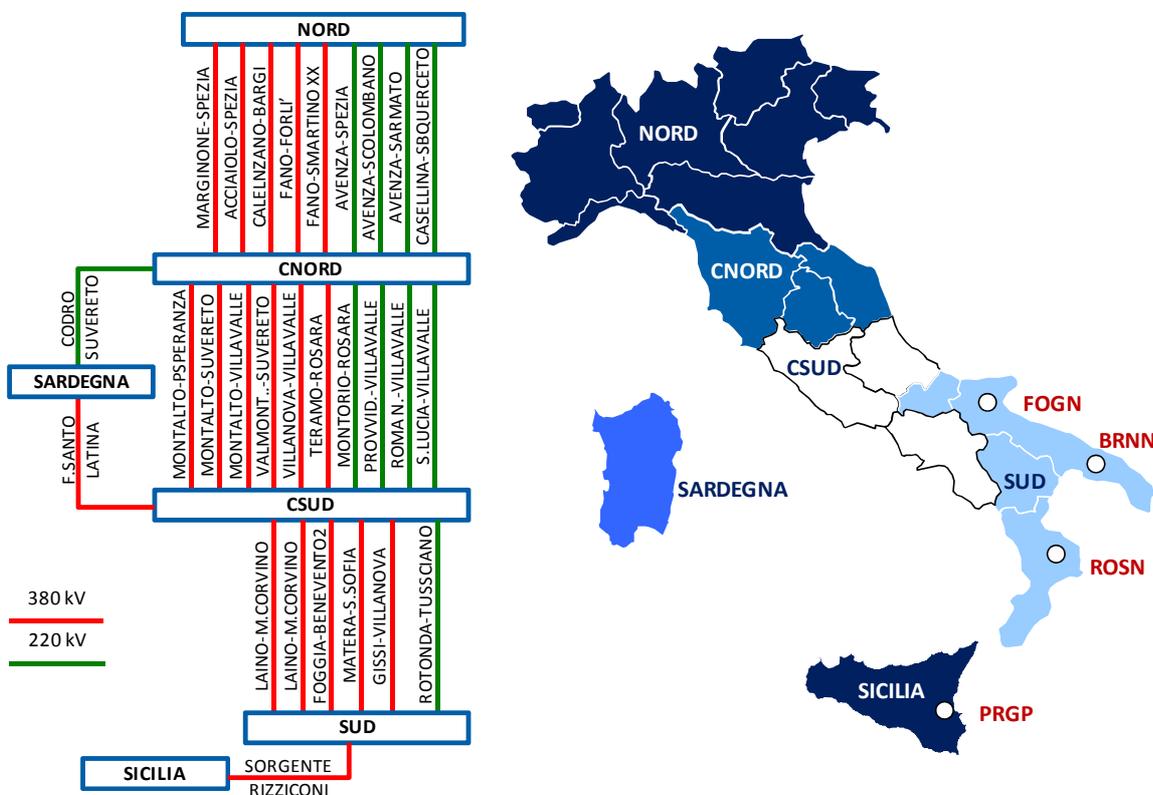


Figura 20 - Assetto zonale

La configurazione, così come indicato in Figura 20, è quella in vigore dal 1 gennaio 2012.

Nella Figura 21 sono inoltre indicati i prezzi medi definiti a livello zonale nell'MGP e sono evidenziate le sezioni con la maggiore frequenza di congestione. Quanto più frequente è la differenza di prezzo tra le zone a ridosso delle sezioni di separazione, oltre che rispetto al PUN (prezzo unico nazionale), tanto più consistenti sono le congestioni di rete che impediscono lo sfruttamento delle risorse di produzione maggiormente competitive. Si conferma la tendenza del prezzo al Sud che si attesta a valori inferiori rispetto al Nord sempre per effetto della nuova configurazione zonale e dell'ingresso di nuova capacità produttiva competitiva. Rispetto allo

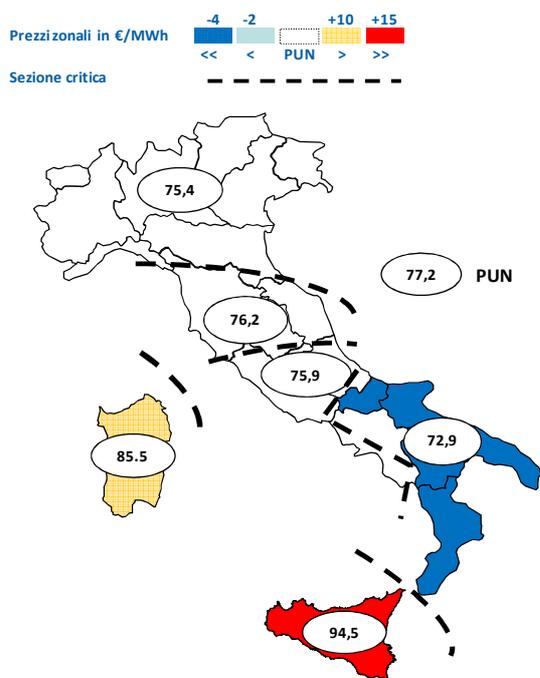
stesso periodo indicato nel Piano di Sviluppo 2012 si evidenzia un aumento dei prezzi dovuto anche all'incremento dei costi dell'energia.

In particolare, il prezzo zonale più elevato rispetto al PUN è stato registrato in Sicilia, confermando la vetustà ed i relativi costi elevati del parco di generazione dell'isola. Tale differenza di prezzo potrebbe essere considerevolmente ridotta con l'entrata in esercizio degli interventi di rinforzo previsti nell'Isola e con il Continente.

Per quanto riguarda la Sardegna, il differenziale di prezzo ancora visibile nel periodo in esame a cavallo del 2011 e 2012 (che ancora sconta gli effetti di una attivazione parziale del SAPEI) risulta

sostanzialmente annullato nella seconda parte del 2012 che ha visto un sostanziale allineamento dei prezzi tra Sardegna e Centro Sud.

La Figura 22 rappresenta l'andamento della rendita complessiva raccolta su MGP negli ultimi 4 anni. Per l'anno 2012 si è registrato un ammontare complessivo di circa 212 milioni di Euro superiore rispetto alla rendita registrata nell'anno 2011 in gran parte dovuto all'aumento del delta dei differenziali di prezzo registrati sul mercato.



Fonte dati: GME

Figura 21 - Esiti del Mercato del Giorno Prima (luglio 2011 – giugno 2012)

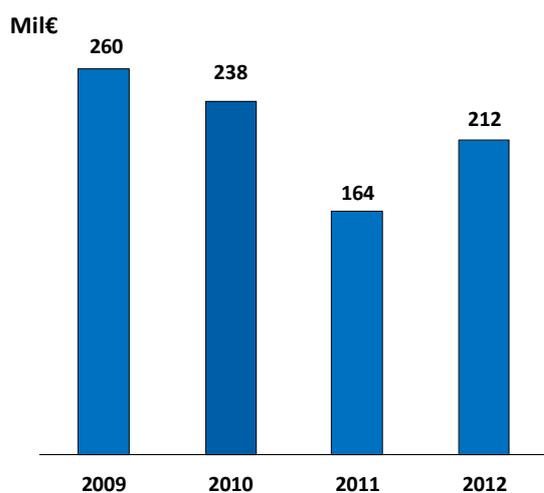


Figura 22 - Rendita complessiva sul Mercato del Giorno Prima

Un indice significativo per valutare lo squilibrio nell'allocatione delle risorse tra le zone di mercato e/o di inefficienza strutturale della rete è costituito

dalla frequenza con cui si è verificata la saturazione del margine di scambio tra le zone di mercato in esito al Mercato del Giorno Prima.

La Tabella 1 riporta i dati sul numero di ore e sulla frequenza con cui, nel periodo luglio 2011 – giugno 2012, si sono manifestate le citate limitazioni di rete. Sono inoltre riportati i relativi pesi in termini di impatto sulla rendita da congestione.

Rispetto al medesimo periodo relativo agli anni 2010/2011, si è verificato un sostanziale aumento della saturazione tra zone di mercato in particolare sullo scambio tra Rossano e Sicilia.

Tabella 1 - Saturazione dei margini di scambio tra zone di mercato ed effetto su rendita da congestione (luglio 2011 – giugno 2012)

Zone interessate	Ore congestione	Frequenza	Peso su rendita
Sud → Centro Sud	1.449	8%	34%
Centro Sud → Sardegna	1.562	9%	15%
Brindisi/Foggia → Sud	838	5%	14%
Rossano → Sicilia	5.797	33%	10%
Nord → Centro Nord	433	3%	7%
C.Sud → C. Nord	284	2%	2%
Sicilia → Rossano	876	5%	1%

Le rendite da congestione (particolarmente alte tra le zone Sud/Centro Sud, Brindisi-Foggia/Sud e Rossano/Sicilia) sono un chiaro indice del differenziale di prezzo zonale che nasce dalla saturazione dei limiti di transito tra le zone di mercato. Le ore di congestione riscontrate sul collegamento Centro Sud/Sardegna si sono, come precedentemente spiegato, sensibilmente ridotte nella seconda parte del 2012.

Dall'analisi del comportamento del mercato, risultano saturate nell'attuale configurazione zonale:

- la sezione Sud – Centro Sud⁹, nel verso sud – nord;
- le sezioni che limitano i poli di generazione Brindisi e Foggia verso la zona Sud;
- la sezione Sicilia – Rossano, in entrambi i versi continente – isola, con il maggiore differenziale di prezzo tra le zone coinvolte, a testimonianza di problemi principalmente strutturali.

Le congestioni rilevate sulla rete primaria hanno una serie di implicazioni negative: limitano la

⁹ Tale situazione è leggermente migliorata con l'incremento di +150 MW del limite di transito Sud-Centro Sud a fine 2012.

competizione in alcune zone riducendo l'efficienza e l'economicità del sistema, non consentono di sfruttare a pieno la capacità produttiva potenzialmente disponibile e talvolta scoraggiano l'ingresso di nuova capacità, con maggiori rischi per la copertura in sicurezza del fabbisogno.

Nella Figura 23 sono indicati i prezzi medi settimanali relativi al periodo gennaio – dicembre 2012 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.

La settimana n. 7 (06/02/2012 – 12/02/2012) caratterizzata dagli eccezionali eventi metereologici che hanno visto neve e temperature polari in gran parte d'Italia ed in Europa, ha registrato il costo medio più elevato delle ore di picco pari a circa 158 €/MWh a fronte di un valore massimo del PUN settimanale registrato nella stessa settimana pari a circa 112 €/MWh.

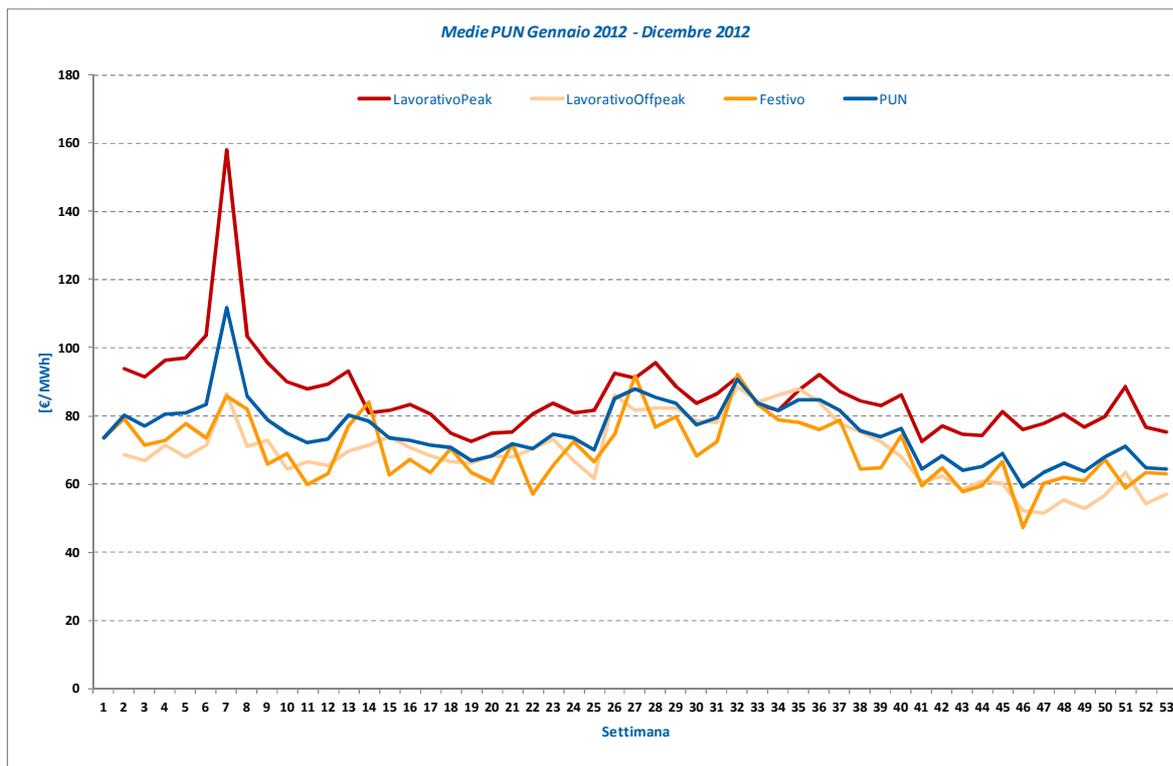


Figura 23 - Media settimanale dei PUN divisa per tipologia di ore (gennaio 2012 – settembre 2012)

Analisi dei livelli di contendibilità sul MGP

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

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

A parità di offerta di acquisto e vendita, miglioramenti della contendibilità del mercato sono possibili a seguito del potenziamento delle linee di interconnessione tra zone caratterizzate da diversi livelli di indispensabilità degli operatori e, in particolare, dell'operatore maggiormente dominante.

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

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

Si ritiene opportuno precisare che i risultati di tali analisi sono riconducibili alle problematiche di breve termine, mentre potrebbero essere inquadrati in ottiche differenti nel contesto degli scenari previsionali di sviluppo del sistema elettrico nazionale, in particolare quelli di medio – lungo periodo. Infatti, tali valutazioni possono essere modificate in modo significativo se si considerano le importanti differenze nella distribuzione territoriale e nella titolarità della capacità di generazione che si verrà a determinare nell'orizzonte di Piano.

1.2.4 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 (attraverso la costruzione di nuove linee, il

potenziamento delle trasformazioni, la disponibilità di nuova capacità di generazione, ecc.) non rimuovano le cause che vincolano la loro presenza in servizio.

Per il 2013 l'applicazione della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza è limitata agli impianti indicati nella Tabella 2.

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

Tabella 2 - Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Impianto	Motivazione
Bari	La c.le risulta essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete 150 kV locale. Tali criticità potranno essere superate in seguito alla realizzazione della nuova SE 380/150 kV di Palo del Colle e dei collegamenti alla locale rete a 150 kV
Centro Energia Ferrara	La c.le risulta essenziale per garantire l'alimentazione in sicurezza dell'area, in particolare la zona industriale di Ferrara, ed una migliore distribuzione dei flussi di energia sulla rete. Tali criticità potranno essere superate a valle della realizzazione delle opere per il Riassetto rete di Ferrara.
Milazzo	La c.le risulta essenziale per garantire la gestione in sicurezza della porzione di rete 150 kV locale in presenza di indisponibilità di impianti di produzione. Tali criticità saranno superate con la realizzazione del nuovo collegamento 380 kV Sorgente-Rizziconi e opere connesse.
Monte Martini	Il gruppo turbogas della c.le, connesso alla rete 150 kV, risulta essenziale per il piano di emergenza città di Roma.
Ottana	La c.le risulta essenziale per la regolazione e la gestione in sicurezza del sistema elettrico sardo particolarmente nei periodi di esercizio degradati della rete. Le iniziative per la risoluzione prevedono l'individuazione di misure opportune per il ripristino degli adeguati livelli di regolazione secondaria da parte delle unità di produzione dell'isola e la valutazione su

Impianto	Motivazione
	possibilità di migliorare la capacità di regolazione in assenza di uno dei collegamenti di interconnessione anche attraverso le nuove tecnologie disponibili sul mercato.
Porcari	La c.le risulta essenziale per garantire l'alimentazione in sicurezza ed un adeguato profilo di tensione sulla rete AT dell'area. Tali criticità saranno superate in seguito alla realizzazione della nuova SE di trasformazione 380/132 kV nei pressi della CP Filettole.
Porto Empedocle	La c.le risulta essenziale per la regolazione della tensione nell'area sud occidentale della Sicilia. Il vincolo all'essenzialità potrà essere ridotto in seguito alla installazione del reattore nella stazione 220 kV Cattolica Eraclea. Ulteriori vincoli per la sicurezza della rete locale potranno essere superati con la realizzazione delle opere di piano previste nell'area.
San Filippo del Mela 220 kV	La c.le risulta essenziale per il 2013 per il soddisfacimento a programma della domanda con adeguati margini di riserva terziaria di sostituzione. Le iniziative ad oggi previste nel PdS comprendono la realizzazione del nuovo collegamento 380 kV Sorgente – Rizziconi e opere connesse.
San Filippo del Mela 150 kV	La c.le risulta essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete 150 kV locale e per il soddisfacimento a programma della domanda con adeguati margini di riserva terziaria di sostituzione. Tali criticità saranno superate con la realizzazione del nuovo collegamento 380 kV Sorgente-Rizziconi e opere connesse.
Sulcis	La c.le risulta essenziale per la regolazione della tensione nell'area sud della Sardegna. Il vincolo sarà ridotto in seguito all'installazione presso la SE 220/150 kV Sulcis di una batteria di condensatori.
Trapani turbogs	La centrale risulta essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete 220 kV della Sicilia occidentale in particolari assetti di esercizio e per il soddisfacimento a programma della domanda con adeguati margini di riserva terziaria di sostituzione. Tali criticità saranno notevolmente ridotte in seguito alla realizzazione dell'elettrodotto 380 kV Partanna-Ciminna e dell'elettrodotto 220 kV Partinico-Fulgatore e dalla stazione 220/150 kV di Fulgatore.

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

Isola del territorio nazionale	Nome impianto	Proprietario
Isola del Giglio	Centrale Campese	Società Impianti Elettrici S.I.E. Srl
Isola di Alicudi	Alicudi	Enel Produzione Spa
Isola di Capraia	Capraia - Capraia Isola	Enel Produzione Spa
Isola di 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.

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 31/12/2013 (cfr. Codice di rete – Allegato A.27). In Tabella 3 si riporta l'elenco delle suddette unità.

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

Nell'ambito della programmazione delle risorse necessarie per l'attività di dispacciamento, si approvvigionano, oltre alla quantità di riserva operativa necessaria per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale (aggiuntiva rispetto a quella disponibile in esito al MGP), anche 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, richiede 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, meno frequentemente, riducendo la produzione di unità localizzate in particolari nodi della rete elettrica. Qualora il controllo della presenza o assenza in servizio delle suddette unità di produzione risulti non verificato in esito al Mercato dell'energia (MGP e MI), se ne effettua la selezione sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD-ex ante e MB), programmando un avviamento o una riduzione/spengimento della centrale. Queste selezioni avvengono di norma nel rispetto dell'ordine di merito economico, dando priorità alle unità di produzione più efficaci alla risoluzione del vincolo, con la conseguente possibilità che restino escluse dal processo di selezione sull'MSD delle unità meno efficaci, cui corrisponderebbero invece prezzi di offerta più economici rispetto a quelli selezionati.

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

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

Per questo la presenza di avviamenti a programma rappresenta un onere per il sistema, dato il differenziale tipicamente positivo tra i prezzi offerti

per la disponibilità all'aumento e quelli offerti per la disponibilità alla riduzione del livello di produzione.

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

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

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

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

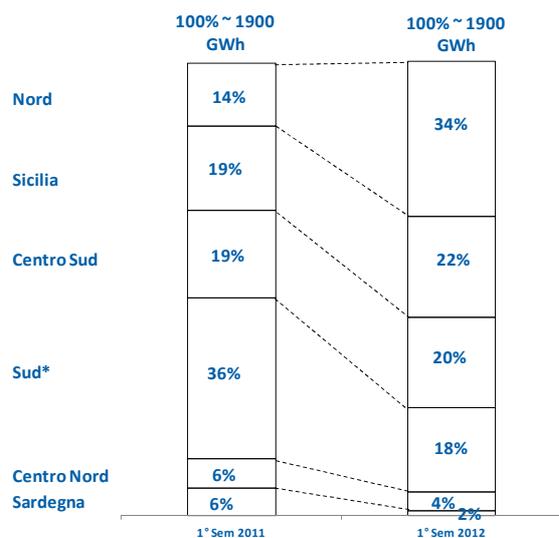
In particolare, il problema del controllo delle tensioni ricorre generalmente nelle ore e nei giorni di basso carico (come i giorni festivi, in cui le tensioni sono tendenzialmente elevate) o nei periodi durante i quali si registrano elevati prelievi di energia (come nel periodo estivo, in cui la richiesta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

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

Nella Figura 24 si riporta la suddivisione tra zone di mercato degli avviamenti di unità a programma, avvenuti – nel periodo compreso tra gennaio e giugno 2011/2012 – per le suddette motivazioni tecniche, a prescindere dall'ordine di merito economico per le sole unità termiche. Si può osservare come la gran parte degli avviamenti a programma in percentuale sia concentrata nelle zone Sicilia e Nord. I dati si riferiscono all'energia movimentata. Si riscontra una sostanziale stabilità.

Ciò è in parte dovuto, da un lato (Sicilia) alla necessità di garantire adeguati margini di riserva e disponibilità di risorse per il servizio di dispacciamento, dall'altro (Nord) alla maggiore incidenza delle importazioni di energia a basso costo dall'estero, ed in generale da

problemi di congestioni e tensione che condizionano l'impiego degli impianti di produzione.



*Comprende i poli limitati di Foggia, Brindisi e Rossano

Figura 24 - Distribuzione avviamenti a programma per area di mercato

Nella Figura 25 è indicata la ripartizione nelle diverse zone di mercato degli oneri associati alle movimentazioni a programma di unità produttive nel MSD ex-ante nel periodo Luglio 2011 – Giugno 2012, confrontati con la previsione di domanda zonale utilizzata ai fini dello svolgimento del MSD. 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, nel periodo luglio 2011- giugno 2012 si è riscontrata una spesa sostanzialmente in linea rispetto al periodo luglio 2010 – giugno 2011.

Dall'analisi della Figura 25 si può notare che oltre il 50% degli oneri di dispacciamento viene generato dalla Sicilia e dal Centro Sud che rappresentano circa il 25% del fabbisogno di energia elettrica del Paese registrato nel periodo di riferimento.

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

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

- dell'area nord – orientale dell'Isola, con particolare riferimento alla necessità di garantire adeguati profili di tensione sulla rete a 150 kV del messinese;
- della rete a 150 kV del siracusano, anche in caso di fuori servizio di linee a 150 kV dell'area;
- della rete di trasporto nell'area di Palermo;
- della rete a 220 e 150 kV che alimenta il carico dell'area occidentale dell'Isola.

In Sardegna¹⁰, le unità chiamate a produrre nel MSD sono funzionali a:

- controllare le tensioni e garantire la stabilità del sistema in caso di avaria di unità di produzione;
- assicurare adeguati margini di riserva di potenza.

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

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

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

- al mantenimento degli adeguati livelli di tensione sulla rete nell'area di Roma; in particolare in condizioni di basso carico (ad esempio nel fine settimana) risulta necessario regolare la tensione utilizzando i poli produttivi dell'alto Lazio per modulare la potenza reattiva sulla rete;
- alla sicurezza di esercizio della rete primaria in Toscana e in particolare alla necessità di mantenere gli adeguati livelli di tensione nell'area di Firenze, Siena ed Arezzo (in condizioni di alto carico);

¹⁰ Nell'ultima parte dell'anno, in Sardegna si è registrato un maggior ricorso a risorse di dispacciamento, anche in relazione alle mutate condizioni di esercizio del sistema sardo.

- alla regolazione dei transiti tra le zone di mercato Nord e Centro – Nord;
- ad assicurare in caso di gravi disservizi un efficace servizio di riaccensione della porzione della rete in questione;
- alla mancanza di una adeguata riserva di potenza per la rete locale in AT che alimenta il carico nell'area di Livorno, Pisa e Lucca.

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

L'elevato aumento del peso della zona Nord, nel periodo analizzato, è dovuto anche ai lavori necessari per la realizzazione della nuova linea 380 kV Chignolo Po – Maleo.

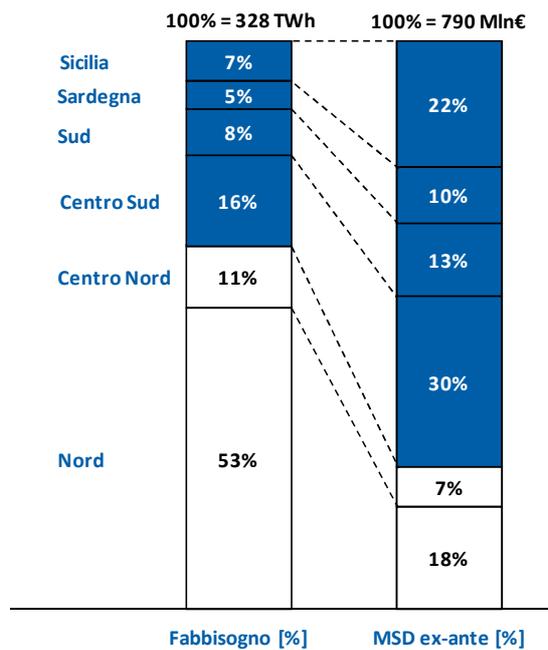


Figura 25 - Oneri MSD su consumi per zona di mercato (luglio 2011 – giugno 2012)

Allegato 3

**Valutazioni Tecnico - Economiche
2013**

1 Introduzione

Il presente Documento è redatto ai sensi del Decreto del Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) del 20 Aprile 2005, così come aggiornato il 15 Dicembre 2010, il quale prevede che il Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale venga corredato, tra l'altro, delle seguenti informazioni:

- una relazione sugli interventi effettuati nel corso dell'anno precedente con l'indicazione delle cause delle mancate realizzazioni o dei ritardi, dei tempi effettivi di realizzazione e dell'impegno economico sostenuto;
- l'indicazione dei tempi previsti di esecuzione e dell'impegno economico preventivato;
- un'analisi costi – benefici degli interventi di sviluppo e l'individuazione degli interventi prioritari, in quanto in grado di dare il massimo apporto alla sicurezza del sistema, allo sviluppo dello scambio con l'Estero e alla riduzione delle congestioni;
- un impegno di Terna a conseguire un piano minimo di realizzazioni nel periodo di riferimento, in particolare per quanto riguarda la riduzione delle congestioni ma perseguendo anche gli altri obiettivi di potenziamento dell'interconnessione con l'Estero, di incremento della sicurezza e miglioramento della qualità del servizio.

Il documento, nei capitoli 2-5, fornisce un quadro dettagliato sullo stato di avanzamento degli interventi di sviluppo previsti nei Piani di Sviluppo precedenti. In particolare:

- nel capitolo 2, con riferimento agli interventi previsti nei precedenti Piani, sono descritte tutte le attività completate nel corso del 2012;
- nel capitolo 3 sono riportate le principali opere di sviluppo in corso di realizzazione con indicazione delle opere che, nel corso del 2012 e negli anni precedenti, hanno ottenuto l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio ai sensi della Legge 239/04, e delle opere connesse ad impianti da fonte rinnovabile che hanno conseguito l'autorizzazione alla realizzazione e all'esercizio ai sensi del D.lgs. 387/03;
- nel capitolo 4 sono riportate le principali opere di sviluppo per le quali è stato avviato l'iter autorizzativo alla costruzione e all'esercizio nel corso dell'anno 2012 e

quelle il cui iter autorizzativo è stato avviato negli anni precedenti al 2012;

- nel capitolo 5 sono riportate le principali opere di sviluppo in fase di concertazione per la definizione della migliore localizzazione sul territorio.

Per un migliore lettura delle tabelle e' necessario precisare che nella maggior parte dei casi un Intervento di Sviluppo è composto da:

1. opera Principale: consiste nell'infrastruttura elettrica principale a cui sono associati i maggiori benefici; essa è corredata anche dalle opere interferenti (es. varianti di opere esistenti e oggetto dello stesso iter autorizzativo) e dalle opere propedeutiche¹ alla realizzazione (es. predisposizione montanti, sezioni in stazione, ecc.);
2. opere connesse: sono quelle attinenti all'opera principale in quanto facente parte dell'intervento previsto nel PdS, ma realizzabile in fase temporalmente differente rispetto all'opera principale (es. potenziamenti di elettrodotti, raccordi, riclassamenti, varianti in cavo, ampliamento di sezioni, demolizioni);
3. opere di Razionalizzazione associate: consistono nelle razionalizzazioni elettriche (talvolta previste da protocolli di intesa sottoscritti con Regioni ed EE.LL.) non tecnicamente necessarie per l'opera principale ma ad esse complementari per garantire l'accettabilità dell'intervento massimizzandone i benefici, la cui realizzazione può essere successiva alla realizzazione dell'opera principale.

Il capitolo 6 è dedicato alle analisi economiche degli investimenti di sviluppo, con i risultati delle analisi costi-benefici dei principali interventi.

¹ Opere propedeutiche: sono le opere propedeutiche alla realizzazione dell'opera principale che potrebbero seguire un iter autorizzativo/realizzativo differente da quello dell'opera principale.

A tal fine gli interventi sono classificati in base alla finalità principale – fermo restando che oggetto di valutazione è l'insieme dei benefici apportati – collocabile in cinque categorie:

- incremento della capacità di trasporto sull'interconnessione con l'Estero;
- riduzione limitati delle congestioni tra zone di mercato e dei poli limitati;
- riduzione delle congestioni intrazonali;
- interventi nelle aree metropolitane;
- miglioramento della sicurezza e qualità di alimentazione del carico locale.

E' importante precisare che tale classificazione non descrive univocamente l'intero intervento poiché ogni singolo intervento, con le opere che lo accompagnano, può avere una valenza molteplice e variabile nel tempo in relazione anche al mutare delle condizioni al contorno e dei relativi scenari ipotizzati nell'analisi previsionale.

Il capitolo 7 è dedicato ad una descrizione dello stato di avanzamento della sperimentazione sui sistemi di accumulo diffuso.

2.1 Opere di sviluppo ultimate

Nel corso del 2012 gli sforzi nell'implementazione degli interventi di sviluppo hanno portato alla realizzazione di nuovi impianti di trasmissione di significativa importanza per il funzionamento della rete. Una completa descrizione delle singole opere viene riportata anche nel documento Avanzamento dei Piani precedenti.

In Tabella 1 e Tabella 2 sono riportate, rispettivamente, le opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni e quelle ultimate per le connessioni di impianti terzi alla rete di trasmissione nazionale (principalmente nuove stazioni di trasformazione e smistamento) nel periodo Gennaio-Dicembre 2012 con indicazione dell'impegno economico sostenuto per l'entrata in esercizio.

Tabella 1 – Principali opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni nel corso del 2012

Principali opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni nel corso del 2012				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/04 ²	Data ultimazione lavori RTN	Impegno economico sostenuto opera (M€) ³
Piemonte	Interconnessione HVDC Italia - Francia	SE Piossasco: nuove sezioni 380 - 220 - 132 kV in SF6	dicembre 2012	54
Piemonte	Razionalizzazione 220 kV città di Torino	Nuova SE 220 kV di Pellerina (EL-158)	novembre 2012	10
		Elettrodotti in cavo 220 kV "Pellerina – Levanna", (EL-159) "Pellerina – Torino Ovest" (EL-161), "Pellerina – Martinetto" (EL-162)	novembre 2012	8
Piemonte	Interventi per adeguamento portate elettrodotti 380 e 220 kV	Rimozione limitazioni elettrodotto 220 kV "Vignole – S. Colombano"	dicembre 2012	0,4
Friuli-Venezia Giulia	Razionalizzazione 220 kV Monfalcone	Dismissione dalla RTN della SE 220 kV Monfalcone Z.I. e riassetto sezione 220 kV della centrale di Monfalcone. Potenziamento linea 220 kV "Monfalcone – Padriciano" (EL-102)	maggio 2012	8,2
Emilia-Romagna	Stazione 132 kV Massa Lombarda	Raccordi interrati della CP Fusignano alla linea 132 kV "Colunga - Ravenna Canala"(EL-116)	luglio 2012	4,4
Emilia-Romagna	Stazione 380/132 kV Carpi Fossoli	El. 132 kV dt "Carpi Sud-Carpi Fossoli" ⁴	novembre 2012	0,8
Toscana	Elettrodotto 380 kV Casellina – Tavarnuzze - S. Barbara	Realizzazione stazione transizione aereo/cavo di Fontelupo per ingresso dell'elettrodotto 380 kV "Tavarnuzze - S.Barbara" alla SE 380 kV Tavarnuzze	dicembre 2012	5,5
Toscana	Razionalizzazione di Arezzo	El. 132 kV "Pian della Speranza – Siena A"	aprile 2012	0,5

² L.239/04, "Riordino del settore energetico nonche' delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia"

³ Stime aggiornate al 31 dicembre 2012

⁴ Con il completamento di quest'opera si è concluso l'intervento di sviluppo Stazione 380/132 kV Carpi Fossoli

Principali opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni nel corso del 2012				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/04 ²	Data ultimazione lavori RTN	Impegno economico sostenuto opera (M€) ³
Abruzzo	Elettrodotto 150 kV Popoli – Alanno	El.150 kV “Popoli – Alanno” (EL-038)	marzo 2012	9
Abruzzo	Razionalizzazione 220 kV S. Giacomo	Stazione 380 kV S. Giacomo: realizzazione di una sezione 220 kV (EL-112)	dicembre 2012	6,7
Abruzzo	Elettrodotto 380 kV Foggia - Villanova	Installazione PST stazione 380 kV Villanova (EL-211)	novembre 2012	34
Lazio	Stazione 380 kV Aurelia	Installazione banco di reattanze 380 kV da 285 MVAR	aprile 2012	4,6
Lazio	Stazione 380 kV Montalto	Installazione banco di reattanze 380 kV da 285 MVAR	febbraio 2012	3,6
Campania	Stazione 380 kV S. Sofia	Installazione banco di reattanze 380 kV da 285 MVAR	ottobre 2012	4
Campania	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Tratti in cavo 220 kV “Fratta – Casoria” e “Fratta – Secondigliano” (limitatamente al tratto Fratta - Casoria)	maggio 2012	14,2
		Tratto in cavo 150 kV “FIAT – Poggio Reale F.S.”	dicembre 2012	1,3
Campania	Riassetto Rete AT Penisola Sorrentina	Potenziamento elettrodotto 150 kV “Lettere – Montecorvino”	novembre 2012	2,1
Campania	Direttrici 150 kV per produzione eolica in Campania	Potenziamento el.150 kV “Campagna – Sicignano - Contursi” e “Flumeri – Lacedonia – Contursi”	novembre 2012	10
		Potenziamento el.150 kV “Buccino – Tanagro”	dicembre 2012	1,2
Campania/Puglia	Elettrodotto 380 kV Foggia - Benevento II	Installazione PST stazione 380 kV Foggia (EL-205)	luglio 2012	36,1
Campania/Puglia	Stazioni 380 kV aree Foggia e Benevento	Installazione III ATR 380/150 kV nella SE 380/150 kV Bisaccia	giugno 2012	1,1
Puglia	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Puglia	Potenziamento el.150 kV “Bovino – Agip Deliceto”, el.150 kV “Agip Deliceto – Deliceto – Ascoli S.”, el.150 kV “Lucera –Troia”; el.150 kV “Andria - Canosa”	novembre 2012	4,0
Calabria	Riassetto rete Nord Calabria	Realizzazione nuova SE 380 kV di Aliano e relativi raccordi alla linea 380 kV “Laino - Matera” ed alla rete 150 kV (EL-107)	settembre 2012	50
Calabria	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Calabria	Potenziamento el. 150 kV “Belcastro - Simeri” (EL-172), el.150 kV “S. Eufemia Ind - Feroletto”	dicembre 2012	5,4
Calabria	Stazione 380 kV Feroletto	Installazione banco di reattanze 380 kV da 285 MVAR	dicembre 2012	3,2

Principali opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni nel corso del 2012				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/04 ²	Data ultimazione lavori RTN	Impegno economico sostenuto opera (M€) ³
Calabria/Sicilia	Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi	SE 380 kV Scilla: realizzazione sez 150 kV e relativi raccordi in cavo alla RTN	luglio 2012	12,3
Sicilia	Riassetto area metropolitana di Palermo	Nuovo collegamento in cavo interrato 150kV "SE Bellolampo – Uditore CP" (EL-194)	dicembre 2012	3,9

Tabella 2 – Principali opere di sviluppo ultimate per le connessioni nel corso del 2012 - nuove stazioni elettriche

Principali opere di sviluppo ultimate per le connessioni nel 2012 (nuove stazioni)				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera	Data ultimazione lavori RTN	Impegno economico sostenuto (M€)
Abruzzo	Stazione 150 kV Collarmele	Nuova stazione elettrica 150 kV di Collarmele in doppia sbarra, alla quale verranno collegati gli elettrodotti a 150 kV della RTN	aprile 2012	7,1
Lazio	Stazione 150 kV Aprilia	Nuova stazione 150 kV in e-e alla linea "Campo di Carne - Santa Rita, der. AVIR"	maggio 2012	10
Campania	SE 380/150 kV Benevento	Installazione 3° ATR 380/150 kV da 250 MVA nella 2° sezione	dicembre 2012	2,4
Campania	Stazione 220 kV Maddaloni	Potenziamento trasformazioni esistenti	dicembre 2012	3,8
Campania	Stazione 150 kV Taverna	Nuova SE 150 kV in entra - esce alla linea 150 kV "Ariano I.- Flumeri"	dicembre 2012	6,8
Puglia	Stazione 380/150 kV Brindisi Sud	Ampliamento SE di Brindisi Sud	maggio 2012	17,5
Puglia	Stazione 380/150 kV Castellaneta	Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV da inserire in entra - esce alla linea 380 kV "Matera – Taranto"	giugno 2012	28
Puglia	Stazione 220 kV Villa Castelli	Nuova stazione 220 kV in e-e alla linea 220 kV "Taranto N.- Brindisi"	novembre 2012	6,7
Puglia	Stazione 380/150 kV Erchie	Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV da inserire in entra - esce alla linea 380 kV "Galatina - Taranto N2"	dicembre 2012	17,6
Calabria	SE 220 kV Terranova	Nuova stazione a 220 kV da inserire in entra – esce alla linea 220 kV "Rotonda – Mucone 2S cd Mucone 1S"	dicembre 2012	3,7
Calabria	Stazione 150 kV Stornara	Nuova stazione 150 kV in e-e sull'elettrodotto "Cerignola – Trompiello"	giugno 2012	5,7
Calabria	Stazione 150 kV Melissa	Nuova stazione 150 kV in e-e alla linea "Cirò Marina - Strongoli"	marzo 2012	5,4
Sicilia	Stazione 150 kV Ucria	Nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV "Bronte – Ucria"	ottobre 2012	6,0
Sicilia	Stazione 150 kV Francavilla	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV "Castiglione-Castroreale"	ottobre 2012	7,8

3.1 Opere di sviluppo in realizzazione

Di seguito sono riportate le principali opere di sviluppo in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2012 (Tabella 3) e le principali opere di sviluppo in realizzazione con iter autorizzativo conseguito negli anni precedenti al 2012 (Tabella 4).

Le date di messa in servizio previste e le stime dei costi di realizzazione si riferiscono all'entrata in esercizio delle principali opere descritte e possono differire da quelle relative all'intero intervento. Per quanto riguarda in particolare la stima del capex si tratta della migliore previsione al 31 dicembre 2012 e potrebbe pertanto essere oggetto di rivisitazione fino all'entrata in esercizio dell'opera.

Tabella 3 – Principali opere di sviluppo in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2012

Principali opere in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2012					
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/041	Data ottenimento autorizzazione opera	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera ⁵
Piemonte	Razionalizzazione 220/132 kV Provincia di Torino	Elettrodotto 220 kV "Stura - TO Centro" (EL-171)	24 maggio 2012	2013	8,3
		Stazione 220 kV Politecnico in blindato (EL-207)	24 maggio 2012	2014	7
		Elettrodotto in cavo interrato 220 kV "Politecnico - TO Centro" (EL-208)	24 maggio 2012	2014	0,6
		Elettrodotto interrato 220 kV "Martinetto - Levanna" (EL-324)	22 novembre 2012	2014	7,1
		Elettrodotto interrato 220 kV "TO Sud – Politecnico" (EL-237)	22 novembre 2012	2014	9,7
		Elettrodotto interrato 220 kV "Pianezza - Pellerina" (EL-236)	22 novembre 2012	2015	8,2
Piemonte	Potenziamento rete 132 kV tra Novara e Biella	Ricostruzione elettrodotto a 132 kV "Cerreto Castello - Biella Est" (EL-118)	22 novembre 2012	2014	5,7
Piemonte	CP Ivrea	Allacciamento della C.P. di ENEL D. all'elettrodotto 132 kV "San Bernardo – Ivrea" (EL-181)	30 gennaio 2012	2013	0,5
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)	Variante linee in cavo 132/220 kV della Valcamonica tra i Comuni di Malonno e Cedegolo (EL-198)	29 febbraio 2012	2013/2014	8
Lombardia	Stazione 220/132 kV Musocco	Nuova stazione 220/132 kV Musocco ed ai raccordi relativi alla rete 220 e 132 kV (EL-265 a ⁶)	26 settembre 2012	2015/2016	52

⁵ Stime aggiornate al 31 dicembre 2012

⁶ Esclusi i tratti in cavo interrato a 132 kV e 220 kV tra SE Ospiate e CP Fiera, attualmente in corso di autorizzazione

Principali opere in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2012					
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/041	Data ottenimento autorizzazione opera	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera ⁵
Lombardia	Razionalizzazione provincia di Lodi	Varianti elettrodotti 220 e 132 kV nei comuni di Tavazzano, Villavesco e Lodi per razionalizzazione in provincia di Lodi (EL-204)	22 novembre 2012	da definire	20
Emilia-Romagna	Stazione di smistamento 132 kV nel Ravennate	S.E. 132 kV Ravenna Zona Industriale e raccordi in cavo interrato (EL-180)	30 gennaio 2012	2016	5,3
Toscana	Rete metropolitana di Firenze	Raccordi della CP 132 kV di Faentina alla linea "Calenzano – Pontassieve der. Varlungo" (EL-220)	26 gennaio 2012	2013	4
Abruzzo/Puglia	Elettrodotto 380 kV Foggia - Villanova	Realizzazione nuovo elettrodotto 380 kV tra le SE di Gissi e Villanova (EL-195)	15 gennaio 2013 ⁷	2015	59,3
Campania	Stazione 380 kV S. Sofia	Elettrodotto 150 kV "Airola - Palo 1 (Maddaloni) cd. Durazzano" (EL-229)	25 luglio 2012	2013	0,5
Campania	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	Elettrodotto in cavo 150 kV Cuma CP - Patria SE (EL-214)	14 marzo 2012	2013	18,3
		Elettrodotto in cavo sottomarino 150 kV "Nuova SE Capri - Torre Centro" e Nuova SE 150 kV Capri (EL-210)	09 novembre 2012	2015	105
Campania	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Raccordi 150 kV alla CP Sorrento e rimozione limitazioni fino al sostegno "n. 31A" dell'elettrodotto aereo a 60 kV "Sorrento - Castellammare der. Vico Equense" (EL-222)	22 novembre 2012	2014	5,5
Calabria	Elettrodotto 380 kV Trasversale calabra	Nuovo elettrodotto 380 kV tra la SE 380 kV di Maida e la SE 380 kV di Feroletto (EL-156)	24 maggio 2012	2016	9,5

⁷ L'opera è stata autorizzata in data 15 gennaio 2013 con decreto di autorizzazione del Ministero dello Sviluppo Economico EL-195

Tabella 4 – Altre principali opere di sviluppo in realizzazione con iter autorizzativo conseguito negli anni precedenti al 2012

Principali opere in realizzazione con iter autorizzativo conseguito negli anni precedenti al 2012					
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/041	Data ottenimento autorizzazione opera	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera ⁸
Piemonte	Interconnessione HVDC Italia - Francia	Interconnessione in cavo HVDC denominata "Piemonte-Savoia" (EL-177)	7 aprile 2011	2019	317
Piemonte	Razionalizzazione 220 kV città di Torino	El. 220 kV Pellerina - Politecnico (EL-160)	22 settembre 2010	2014	5,9
Piemonte	Rete Sud Torino	El. 132 kV "Villanova – Villafranca"	09 agosto 2007	2014	1,2
Piemonte/Lombardia	Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella	Nuova linea in dt a 380 kV tra le stazioni elettriche di Trino (VC) e Lacchiarella (MI) (EL-147) ed opere connesse	17 novembre 2010	2014	140
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV città di Milano	Elettrodotto in cavo 220 kV "Baggio - Ric. Ovest" (EL-193)	18 ottobre 2011	2014	11,8
Lombardia	Stazione 220 kV Sud Milano	El. 132 kV "Peschiera - Vaiano Valle - Snam S.Donato M.se" (EL-130)	23 maggio 2011	2013	3,9
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)	Trasformazione in cavo interrato elettrodotto 132 kV "Temù – Cogolo C.P.": nel tratto Temù - Passo del Tonale (EL-16).	10 ottobre 2008	2013	12,8
		Interramento linea 220 kV "Taio - Cedegolo" (EL-31). Realizzazione nuovo elettrodotto in cavo 132 kV "Cedegolo – Forno C.le" (ex linea "S. Fiorano C.P. – Forno C.le") (EL-14)	06 luglio 2007	2014	5

⁸ Stime aggiornate al 31 dicembre 2012

Principali opere in realizzazione con iter autorizzativo conseguito negli anni precedenti al 2012					
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/041	Data ottenimento autorizzazione opera	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera ⁸
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV Alta Valtellina (Fase A2)	Dismissione dalla RTN delle linee a 132 kV: "Lovero – Grosotto" e "Stazzona – Lovero"; trasformazione in cavo interrato di porzione della linea a 220 kV Glorenza - Cesano tra Bagni di Bormio e Piazza (EL-17-27-28-36)	18 aprile 2008	2013	17,1
Veneto	Razionalizzazione Rete Elettrica AT nelle aree di Venezia e Padova	El. 380 kV "Dolo – Camin" e opere connesse (EL-105)	07 aprile 2011	2015	110
		Elettrodotti in cavo 132 kV "Fusina 2 – C.P. Sacca Fisola " e "C.P. Sacca Serenella – C.P. Cavallino" (EL-106)	06 agosto 2009	2015	34,6
Emilia-Romagna	Elettrodotto 132 kV Borgonovo – Bardi - Borgotaro	Allacciamento CP Bedonia (EL-176)	20 ottobre 2011	2013	2,1
Toscana	Elettrodotto 380 kV Casellina – Tavarnuzze - S. Barbara	Realizzazione elettrodotto in cavo 380 kV tra la SE di transizione aereo/cavo collegamento Fontelupo e la SE 380 kV Tavarnuzze	03 agosto 2007	2014	29
Toscana	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente e riassetto rete area di Piombino	Ricostruzione linea aerea 132 kV "S.Giuseppe - Portoferraio" (EL-75)	02 dicembre 2008	2014	0,6
Abruzzo	Razionalizzazione 220 kV S. Giacomo	Demolizione SE 220 kV Collepiano (EL-112).	12 maggio 2010	2013	3,3
Abruzzo	Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	SE Villanova. separazione sezioni 132 e 150 kV ed installazione terzo ATR 380/132 kV, due nuovi ATR 380/150 kV e riduzione dell'attuale sezione 220 kV con duplice funzione di secondario ATR 380/220 kV (esistente) e montante linea per direttrice 220 kV "Candia – Villanova"	03 giugno 2009	2014	29,2
Abruzzo	Interconnessione Italia - Balcani	Interconnessione in corrente continua HVDC "Italia - Montenegro" ed opere accessorie (EL-189)	28 luglio 2011	2017	990 ⁹

⁹ La stima non tiene conto di eventuali costi per attività specifiche che potrebbero rendersi necessarie in corso d'opera, anche in relazione ad eventuali prescrizioni autorizzative in territorio estero.

Principali opere in realizzazione con iter autorizzativo conseguito negli anni precedenti al 2012

Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/041	Data ottenimento autorizzazione opera	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera ⁸
Lazio	Riassetto Area Metropolitana di Roma	Elettrodotti 220 kV in cavo "SE Roma Nord – CP Tiburtina" e "CP Tiburtina – CP P. Dante" (EL-127)	19 dicembre 2008	2013	11,3
Campania	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord Benevento II	SE 380/150 kV di Avellino Nord e raccordi aerei all'elettrodotto 380 kV Matera - S.Sofia, elettrodotto dt in cavo a 150 kV "SE Avellino Nord - C.P. FMA Pratola Serra" e in aereo st FMA Pratola Serra - C.P. di Prata PU (EL-129)	05 agosto 2010	2016	52,5
Campania/Puglia	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II	Potenziamento elettrodotto 380 kV "Foggia – Benevento II" (EL-77)	21 giugno 2011	2014	64
Calabria/Basilicata	Riassetto rete Nord Calabria	Realizz. SE Rotonda in AIS con MCM	17 maggio 2010	2015	13,5
		SE 380 kV di Aliano: raccordi 150 kV in cavo ed aerei alla RTN (EL-107)	06 agosto 2009	2014	25,5
Calabria/Sicilia	Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi	Nuova SE 380 kV di Villafranca Tirrena e nuovo collegamento parte in cavo terrestre e parte in cavo marino tra le SE di Villafranca Tirrena (ME) e Scilla (RC) (239/EL-76/82/2009)	20 febbraio 2009	2015	533
		Elettrodotto a 380 kV dt "Sorgente – Rizziconi": tratti aerei "Sorgente – Villafranca Tirrena" e "Scilla – Rizziconi" ed opere connesse (EL-76 & 113)	07 luglio 2010	2015	88
Sicilia	Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo e riassetto rete 150 kV nell'area di Catania e Siracusa	Raccordi in cavo interrato 380 kV tra le SE di Priolo Gargallo e Melilli ed opere connesse (EL-165)	12 gennaio 2011	2015	33
Sardegna	Elettrodotto 150 kV Cagliari Sud - Rumianca	Elettrodotto 150 kV in cavo interrato "Cagliari Sud – Rumianca" ed opere connesse (EL-114)	26 maggio 2010	2015	19,2

Tabella 5 – Opere di sviluppo in realizzazione autorizzate ai sensi del D. Lgs. 387/03 per le connessioni, relativi a stazioni elettriche di trasformazione (nuove stazioni elettriche ed ampliamenti di trasformazioni esistenti) e nuove stazioni di smistamento

Opere in realizzazione autorizzate ai sensi del D. Lgs. 387/03 per le connessioni relative a stazioni elettriche		
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Intervento autorizzato ai sensi del D. Lgs. 387/2003 ¹⁰
Trentino-Alto Adige	SE 132 kV Molini di Tures	Nuova stazione 132 kV di Molini di Tures e relativi raccordi aerei in entra - esce alle linee 132 kV "Molini di Tures - CP Brunico" e "Molini di Tures – Brunico ME"
Toscana	SE 132 kV Lajatico	Nuova stazione a 132 kV da inserire in entra - esce alla linea a 132 kV "Terricciola – Saline"
Toscana	SE 132 kV Carpinaccio	Nuova stazione a 132 kV da inserire in entra - esce alla linea a 132 kV "Querceto – Barberino der. Firenzuola"
Lazio	SE 380/150 kV Tuscania	Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV da inserire in entra - esce alla linea 380 kV "Montalto - Villavalle"
Lazio	SE 150 kV Osteria Nuova	Nuova stazione 150 kV in e-e alla linea "Cesano - Crocicchie"
Lazio	SE 150 kV Arlena	Nuova stazione di smistamento da inserire in entra – esce alla linea a 150 kV "Canino – S. Savino"
Lazio	SE 150 kV Canino	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea a 150 kV "Montalto-Canino der. Viagg. Montalto"
Lazio	Se 150 kV Lanuvio	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra - esce alla linea 150 kV Santa Palomba – Velletri" a cui collegare l'attuale derivazione rigida "Albano All."
Molise	SE 380/150 kV Rotello	Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV da inserire in entra - esce alla linea 380 kV "Larino – Foggia"
Molise	SE 380/150 kV Larino	Ampliamento SE 150 kV di Larino
Molise	SE 150 kV Acquavive Collecroce	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV "Roccavivara – Larino"
Campania	SE 150 kV Andretta	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea 150 kV "Bisaccia - Calitri"
Puglia	SE 380/150 kV Galatina	Ampliamento SE di Galatina

¹⁰ D. Lgs. 387/03, "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità".

Opere in realizzazione autorizzate ai sensi del D. Lgs. 387/03 per le connessioni relative a stazioni elettriche		
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Intervento autorizzato ai sensi del D. Lgs. 387/2003 ¹⁰
Puglia	SE 380/150 kV Foggia	Ampliamento SE di Foggia
Puglia	SE 150 kV Innanzi	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea 150 kV “Foggia - Manfredonia”
Puglia	SE 150 kV Camerelle	Nuova stazione a 150 kV da collegare con doppio collegamento in cavo 150 kV alla sez. 150 kV della SE Deliceto
Puglia	SE 150 kV Valle	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV “Ciro Marina – Cariati”
Puglia	El. 150 kV “Goletto – Castelnuovo”	Realizzazione nuova linea 150 kV “Goletto – Castelnuovo”
Puglia	SE 380/150 kV Spinazzola	Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV da inserire in entra - esce alla linea 380 kV “Matera - S.Sofia”
Puglia	SE 380/150 kV Gravina	Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV da inserire in entra - esce alla linea 380 kV “Matera – S. Sofia”
Puglia	SE 380/150 kV Manfredonia	Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV da inserire in entra - esce alla linea 380 kV “Foggia - Andria”
Puglia	SE 380/150 kV Cerignola	Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV da inserire in entra - esce alla linea 380 kV “Foggia - Bari O.”
Basilicata	Stazione 220/150 kV Montesano nella Marcellana	Nuova stazione di trasformazione 220/150 kV (in classe 380 kV) da inserire in entra - esce alla linea 220 kV “Rotonda – Tusciano”
Basilicata	SE 150 kV Viggiano	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea 150 kV “Viggiano – Montemurro”
Calabria	SE 380/150 kV Scandale - ampliamento	Ampliamento sez. 150 kV stazione 380/150 kV Scandale
Calabria	SE 380/150 kV Belcastro	Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV da inserire in entra - esce alla linea 380 kV “Scandale – Rizziconi”
Calabria	SE 150 kV Cirò	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV “Ciro Marina – Cariati”
Calabria	SE 150 kV Belcastro	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra - esce alla linea 150 kV “Belcastro – Cutro”
Calabria	SE 150 kV Cittanova	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea 150 kV “Locri – Taurianova”
Calabria	SE 150 kV Chiaravalle	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea 150 kV “Soverato – Serra S. Bruno”
Calabria	SE 150 kV S.Sostene	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea 150 kV “Soverato – Badolato”
Calabria	El. 150 kV Chiaravalle – Soverato	Potenziamento elettrodotto 150 kV “Chiaravalle – Soverato”

Opere in realizzazione autorizzate ai sensi del D. Lgs. 387/03 per le connessioni relative a stazioni elettriche		
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Intervento autorizzato ai sensi del D. Lgs. 387/2003 ¹⁰
Sicilia	SE 150 kV Carlentini	Nuova stazione 150 kV da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV "Sortino – Vizzini"
Sicilia	SE 150 kV Mistretta	Nuova stazione 150 kV da inserire in entra - esce alla linea 150 kV "Serra Matarocco All. - Troina CP"
Sicilia	SE 150 kV Racalmuto	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra - esce alla linea 150 kV "Canicattì – Racalmuto"

4 Opere in autorizzazione

4.1 Opere di sviluppo in autorizzazione

Relativamente agli interventi di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale con iter autorizzativo attualmente in corso presso gli enti competenti, di seguito sono riportati rispettivamente le principali opere di sviluppo per le quali è stato avviato l'iter autorizzativo alla costruzione e all'esercizio nel corso dell'anno 2012 (Tabella 6) e quelle il cui iter autorizzativo è stato avviato negli anni precedenti al 2012 (Tabella 7).

Per le opere in autorizzazione la data prevista di entrata in esercizio è stata considerata "da definire" in quanto l'avvio delle attività realizzative e, conseguentemente, la data di entrata in servizio è al momento condizionata:

- alle tempistiche per la eventuale condivisione preventiva con gli Enti Locali della migliore soluzione localizzativa;
- ai tempi di rilascio delle necessarie autorizzazioni da parte delle Amministrazioni preposte.

Per quanto riguarda la stima del capex si tratta della migliore previsione effettuata al momento dell'avvio della domanda autorizzativa, pertanto potrebbe variare a seconda dell'esito dell'iter stesso e fino all'entrata in esercizio dell'opera.

Tabella 6 – Principali opere di sviluppo con iter autorizzativo avviato nel corso del 2012 ai sensi della L.239/04

Principali opere con iter autorizzativo avviato nel corso del 2012				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹¹
Piemonte/Lombardia	Incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge 99/2009	Realizzazione di una nuova interconnessione Italia - Svizzera per l'aumento della capacità di trasporto sulla frontiera svizzera	03 ottobre 2012	1000
Veneto	Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia ai sensi della legge 99/2009	Realizzazione di una nuova interconnessione Italia - Slovenia per l'aumento della capacità di trasporto sulla frontiera slovena	13 settembre 2012	350
Veneto	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	Nuova S.E. 220 kV "Marghera Stazione V" e nuova direttrice in cavo interrato a 220 kV (EL-283)	31 maggio 2012	6,7
Veneto	Potenziamento rete AT Vicenza	Costruzione nuovi tratti di elettrodotti a 132 kV interrati ed aerei con conseguenti demolizioni della rete a 132 kV e 50 kV (EL-289)	02 luglio 2012	9,5
Marche	Elettrodotto a 380 kV Fano - Teramo	Nuova SE 132 kV Caldarola e raccordi 132 kV all'elettrodotto "Valcimarra-Abbadia1" (EL-284)	30 maggio 2012	5,8
Umbria	Riassetto rete AT in Umbria	Nuovo elettrodotto 150 kV "Cappuccini - Camerino" e connessa variante all'elettrodotto "Cappuccini - Preci"	27 novembre 2012	4,8
Abruzzo/Molise/Puglia	Elettrodotto a 380 kV Foggia - Villanova	Realizzazione elettrodotto aereo 380 kV in DT "Gissi-Larino-Foggia" ed opere connesse (EL-285)	25 luglio 2012	101,6
Lazio	Stazione Elettrica 220 kV Castel di Decima	Stazione Elettrica 220 kV Castel di Decima e relativi raccordi	30 agosto 2012	3,1
Lazio	Potenziamento rete AT Terni - Roma	Ricostruzione e potenziamento dell'elettrodotto in st 150 kV tipo misto denominato "Nazzano-Fiano" e conseguenti demolizioni dell'esistente elettrodotto (EL-286)	11 luglio 2012	4,4
Lazio	Sviluppi di rete nell'area di Cassino	Nuova SE 150 kV di Pontecorvo e relativi raccordi e nuovo elettrodotto a 150 kV "SE Pontecorvo - Cassino smist." (EL-271)	29 febbraio 2012	4,9

¹¹ Stima riferita alla redazione del progetto al momento dell'avvio della domanda autorizzativa

Principali opere con iter autorizzativo avviato nel corso del 2012

Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera¹¹
Campania	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Nuova SE 220 kV Fuorigrotta e collegamenti 220 kV in cavo interrato alle esistenti Cabine Primarie di Astroni, Fuorigrotta e Napoli Centro (EL-288)	31 maggio 2012	27,1
Campania	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Campania	Sperimentazione di sistemi di accumulo diffuso direttrice 150 kV Benevento II – Volturara – Celle S. Vito	16 ottobre 2012	88,5
		Sperimentazione accumuli direttrice 150 kV direttrice 150 kV Benevento II – Bisaccia	27 novembre 2012	88,5
Campania	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Interconnessione a 150 kV "Sorrento - Vico Equense – Agerola - Lettere"	13 dicembre 2012	17,0
Campania/Puglia	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II	Stazione elettrica 380/150 kV di Benevento III, raccordi aerei 380 kV e 150 kV alla RTN (EL-290)	04 settembre 2012	23,2
Puglia	Stazioni 380 kV di raccolta di impianti eolici nell'area tra Foggia e Benevento	Elettrodotto aereo 150 kV dt "SE TROIA - CP TROIA - SE TROIA/EOS1" ed opere connesse (EL-291)	09 ottobre 2012	3,9
Sicilia	Stazione 380 kV di Vizzini (ex SE Mineo)	Nuova stazione elettrica 380/150 kV di Vizzini (ex SE Mineo), raccordi aerei 380 e 150 kV alla RTN ed opere connesse.	11 dicembre 2012	27,1
Sardegna	Stazione a 150 kV di Selegas	Nuova stazione di smistamento in corrispondenza dell'incrocio delle direttrici "Goni – S. Miali" e "Villasor – Nurri"	10 settembre 2012	4,3
Sardegna	Stazione a 150 kV di Nuraminis	Nuova stazione di smistamento in entra-esce alla linea a 150 kV "VILLASOR - NURRI"	11 settembre 2012	3,4
Sardegna	Elettrodotto 150 kV S.Teresa - Buddusò	Stazione Elettrica 150 kV Santa Teresa ed opere connesse	24 settembre 2012	3,3
Sardegna	Riassetto rete 150 kV area Cagliari	Elettrodotto 150 kV in cavo interrato "S. Gilla - Portocanale"	24 settembre 2012	3,5
		Elettrodotto a 150 kV in cavo interrato tra la CP di Quartu e la CP di Quartacciu	12 settembre 2012	4,7

Tabella 7 – Principali opere di sviluppo con iter autorizzativo avviato prima del 2012 ai sensi della L.239/04

Principali opere con iter autorizzativo avviato prima del 2012				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹²
Piemonte	Rivacciao S.p.A. (cfr. Allegato connessioni).	Stazione 132 kV "Lesegno" raccordi 132 kV ed opere connesse (EL-264)	20 settembre 2011	7,7
Piemonte	Riassetto rete Val Sesia	El. 132 kV "Fervento – Riva Valdobbia" (EL-254)	27 ottobre 2011	2,7
Piemonte/Lombardia	Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella	Variante 220 kV "Ponte - Verampio" (Razionalizzazione rete AT Val Formazza) (EL-275)	07 settembre 2011	93,9
Lombardia	Riassetto rete 220 kV città di Milano	Elettrodotto in cavo 220 kV "Ric. Sud - Porta Venezia" (EL-259)	02 settembre 2011	8,5
		Elettrodotti in cavo 220 kV- "Ricevitrice Ovest - Ricevitrice Sud"; "Gadio-Ricv.Ovest"; "Gadio-Ricv.Nord" e "P. Venezia-P. Volta"	12 dicembre 2011	27,5
Lombardia	Elettrodotto 132 kV "Bergamo – Bas"	Nuovo collegamento in cavo 132 kV "Malpensata – Bergamo BAS" (EL-255)	18 luglio 2011	3,6
Lombardia	Razionalizzazione 380 – 132 kV di Brescia	Realizzazione nuova SE 380 kV nell'area a Sud Est di Brescia e relative opere connesse (EL-243)	21 marzo 2011	58,6
Lombardia	Razionalizzazione Valle Sabbia	Nuova stazione 220/132 kV di Agnosine ed opere connesse	29 dicembre 2011	24,7
Lombardia	Razionalizzazione provincia di Lodi	Razionalizzazione della rete AT in Prov. di Lodi (EL-282)	22 dicembre 2011	20,5
Veneto	Razionalizzazione rete media Valle del Piave	Stazione 220 kV Polpet (Razionalizzazione e sviluppo della RTN nella Media valle del Piave – EL-251)	26 agosto 2011	37,9

¹² Stima riferita alla redazione del progetto al momento dell'avvio della domanda autorizzativa

Principali opere con iter autorizzativo avviato prima del 2012				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹²
		Elettrodotto 132 kV "Desedan – forno di Zoldo" (Razionalizzazione e sviluppo della RTN nella Media valle del Piave – EL-251)	29 agosto 2011	4,0
Veneto	Riassetto rete Alto Bellunese	Riassetto rete alto Bellunese (Razionalizzazione e sviluppo della RTN nella Media valle del Piave – EL-251)	16 marzo 2011	17,4
Veneto	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	Nuova direttrice in cavo interrato AT a 220 kV "Stazione IV-Stazione V ALCOA" e nuova SE 220 kV Marghera Stazione V (EL-157)	27 febbraio 2008	10,7
Veneto	Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	Nuova stazione 380/220/132 kV in entra - esce all'elettrodotto 380 kV "Sandrigo – Cordignano", raccordi 380, 220 e 132 kV ed opere connesse (EL-134)	22 luglio 2008	17,1
Veneto	Stazione 380 kV in provincia di Treviso	Nuova stazione 380/132 kV in provincia di Treviso, raccordi 380, 132 kV ed opere connesse	22 luglio 2008	33,2
Trentino-Alto Adige	Razionalizzazione rete AT nell'area di S. Massenza	Connessione S. Massenza SC mediante due raccordi in cavo alle linee 132 kV "S.Massenza - Cimago" e "Nave - Drò c.d. Italcementi Sarche"	19 dicembre 2008	1,6
Friuli-Venezia Giulia	Razionalizzazione 220 kV Monfalcone	Realizzazione nuova linea elettrica a 132 kV in cavo interrato "Randaccio – Lisert" e demolizione della linea "Randaccio – Opicina"	10 dicembre 2007	2,6
Friuli-Venezia Giulia	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Nuovo elettrodotto 380 kV dt tra le stazioni di Udine Ovest e Redipuglia e nuova SE (EL – 146)	23 dicembre 2008	65
Emilia-Romagna	Stazione 380 kV a Nord di Bologna	Nuova SE 380/132 kV a nord di Bologna e relativi raccordi alla rete AAT e AT con interramenti di tratti di linee a 132 kV esistenti (EL-246)	12 luglio 2011	28,0
Emilia-Romagna	Rete AT area di Modena	Nuovo collegamento 132 kV "Modena N. - Modena E. - Modena Crocetta" (EL-250)	20 settembre 2011	7,2
Emilia-Romagna	Razionalizzazione rete 132 kV area di Reggio-Emilia	Razionalizzazione rete 132 kV Reggio-Emilia (EL-278)	22 dicembre 2011	19,8
Emilia-Romagna	Elettrodotto 220 kV Colunga-Este	Riassetto rete 132 kV tra Colunga e Ferrara (EL-240)	29 dicembre 2010	7,8
Emilia-Romagna/Toscana	Elettrodotto 380 kV Calenzano - S.Benedetto del Querceto - Colunga	Ricostruzione in classe 380 kV degli elettrodotti 220 kV Casellina - San Benedetto de Querceto e San Benedetto del Querceto - Colunga nel tratto tra le stazioni di Colunga e Calenzano (EL-173)	09 settembre 2009	70
Toscana	Rete Avenza/Lucca e raccordi di Strettoia	Elettrodotto 132 kV "Avenza - Massa Z.I." (EL-253)	27 maggio 2011	4,5

Principali opere con iter autorizzativo avviato prima del 2012				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹²
Toscana	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente	Cavo marino 132 kV "Portoferraio – Colmata" (EL-219)	05 luglio 2010	40
Toscana	Razionalizzazione di Arezzo	Nuova SE 380/220/132 kV di Monte S. Savino e relativi raccordi alla rete AAT e AT (EL-201)	23 marzo 2010	31,4
Abruzzo	Elettrodotto 150 kV Portocannone - S.Salvo Z.I. e nuovo smistamento	Nuova SE 150 kV San Salvo smistamento e relativi raccordi in e-e alla linea "Gissi - Montecilfone" e potenziamento della linea 150 kV di connessione alla CP San Salvo (EL-252)	16 novembre 2011	4,1
Abruzzo	Stazione 150 kV Celano	Realizzazione di una nuova stazione di smistamento 150 kV e relativi raccordi alla RTN (EL-239)	11 maggio 2011	8,8
Molise	Elettrodotto 150 kV Portocannone - S. Salvo Z.I. e nuovo smistamento	Nuova SE 150 kV San Salvo smistamento e relativi raccordi in e-e alla linea "Gissi - Montecilfone" e potenziamento della linea 150 kV di connessione alla CP San Salvo	16 novembre 2011	3,6
Lazio	Riassetto area metropolitana di Roma	Nuovo elettrodotto 150 kV "Roma Nord - Monterotondo" (EL-231)	16 marzo 2011	5,5
		Interramento elettrodotti in cavo 150 kV "Roma Sud - Laurentina 1" e "Roma Sud - Laurentina 2 cd Vitinia/Valleranello" (EL-266)	18 novembre 2011	5,5
		Realizzazione SE 380 kV di Roma Sud-Ovest (EL-223)	27 luglio 2010	42,7
		Realizzazione SE 380 kV di Flaminia ed elettrodotto 380 kV Roma Nord - Flaminia - Roma Ovest (EL-230)	11 novembre 2010	85,0
Campania	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Interramento el. 150 kV "Frattamaggiore – Gricignano" e smantellamento linea d.t. 150/60 kV "Fratta - Gricignano" e "Aversa - Fratta" (EL-257)	01 settembre 2011	8,9
		Varianti in cavo Acerra - Casalnuovo e Poggioreale - Secondigliano (EL-244)	14 luglio 2011	24,6
		Elettrodotti 220 kV in cavo interrato CP Napoli Direzionale – CP Castelluccia e CP Direzionale – SE Napoli Levante (EL-197)	15 maggio 2010	9,6
Campania	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Interconnessione 150 kV "CP Castellammare - CP Sorrento - Nuova SE Capri" (EL-269)	23 settembre 2011	52,9
		Stazione Elettrica 220/150 di Scafati e raccordi aerei in semplice terna (EL-280)	23 dicembre 2011	18,5
Campania	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord Benevento II	Realizzazione elettrodotto 380 kV "Avellino Nord – Montecorvino" (EL-209)	26 aprile 2010	104,8

Principali opere con iter autorizzativo avviato prima del 2012				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹²
Campania	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Campania	Potenziamento elettrodotto 150 kV "Campagna-Montecorvino" -2^ fase (EL-263)	15 settembre 2011	9,1
		Potenziamento elettrodotto AT 150 kV s.t. "Buccino – Contursi" (EL-174/2009)	16 settembre 2009	1,7
Campania/Puglia	Stazioni 380 kV di raccolta di impianti eolici nell'area tra Foggia e Benevento	Nuovo elettrodotto a 380 kV tra la SE di Deliceto (FG) e la SE 380 kV di Bisaccia (AV) e opere connesse (EL-267)	16 novembre 2011	17,1
		Raccordi in doppia terna della SE di Deliceto alla linea esistente a 150 kV "Accadia - Vallesaccarda" (EL-268)	02 dicembre 2011	3,8
		Nuovo elettrodotto a 150 kV dt "SE Troia - SE Roseto" (EL-233)	22 marzo 2011	4,7
		Nuovo elettrodotto a 150 kV dt "SE Troia - SE Celle San Vito/Faeto" (EL-224)	03 agosto 2010	3,5
Puglia	Stazione 380/150 kV di Palo del Colle	SE 380 kV Palo del Colle: realizzazione nuova sezione 150 kV e raccordi a 150 kV alla linea 150 kV "Bitonto – Modugno" e nuovo el. in cavo 150 kV "Palo del Colle – Bari Termica (EL-133)	13 maggio 2009	15,6
		Elettrodotto 150 kV "Corato - Bari Ind. 2" e realizzazione SE 150 kV Bari Termica in blindato (EL-151)	22 aprile 2009	6,1
Basilicata	Elettrodotto a 150 kV Castrocuoco – Maratea	Realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV tra la centrale di Castrocuoco e la stazione elettrica di Maratea (EL-249)	13 luglio 2011	12,2
Basilicata	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Basilicata	Rifacimento elettrodotti 150 kV "Matera-Grottole", "Grottole-Salandra cd Salandra FS" e "Salandra -San Mauro Forte" (EL-163/2009)	24 aprile 2009	5,9
		Potenziamento elettrodotto 150 kV "Acquaviva delle Fonti – Matera" (EL-218)	13 luglio 2010	2,8
Basilicata/Calabria	Riassetto rete Nord Calabria	Razionalizzazione rete AT nel comune di Castrovillari (EL-260)	29 luglio 2011	4,0
		Nuova SE 380/150 kV di Lattarico (CS) e variante dell'elettrodotto a 380 kV in s.t. che collega la SE di Altomonte alla SE di Feroletto (EL-113)	17 gennaio 2008	18,6
		Nuovo elettrodotto a 380 kV tra la linea esistente "Laino - Rossano 1" e l'esistente Stazione Elettrica di Altomonte (EL-190)	03 dicembre 2009	3,8
Calabria	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Calabria	Elettrodotto 150 kV "Calusia – Mesoraca" (EL-232)	25 marzo 2011	2,6
		Potenziamento elettrodotto 150 kV "Catanzaro – Mesoraca" (EL-049)	06 dicembre 2011	4,0
		Potenziamento elettrodotto 150 kV "Catanzaro – Calusia" (EL-273)	06 dicembre 2011	4,2

Principali opere con iter autorizzativo avviato prima del 2012				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹²
Sicilia	Elettrodotto 380 kV Chiamonte Gulfi - Ciminna	Realizzazione nuovo collegamento 380 kV tra le SE di Chiamonte Gulfi e Ciminna (EL-279)	30 dicembre 2011	163,3
Sicilia	Riassetto area metropolitana di Palermo	Raccordi SE Casuzze in e-e all'elettrodotto 150 kV "Ciminna – Mulini"	28 dicembre 2011	10,7
		Elettrodotto 150 kV "Tommaso Natale – Pallavicino"	30 dicembre 2011	4,7
Sicilia	Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo e riassetto rete 150 kV nell'area di Catania e Siracusa	Realizzazione nuovo elettrodotto 380 kV tra la SE di Paternò e la nuova SE a 380 kV di Priolo (EL-227)	28 ottobre 2010	75
		Elettrodotto 150 kV Augusta – Augusta 2	06 ottobre 2011	6,3

5 Opere in concertazione

5.1 Opere di sviluppo in concertazione

In Tabella 8 sono riportate le principali opere in fase di concertazione.

Tabella 8 – Principali interventi di sviluppo in concertazione

Principali interventi in fase di concertazione		
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Descrizione opera in concertazione
Piemonte	Elettrodotto 380 kV "Casanova - Asti – Vignole" e sviluppi di rete nelle province di Asti ed Alessandria	Realizzazione nuova SE 220 kV in classe 380 kV nell'area di Asti
Lombardia	Elettrodotto tra Milano e Brescia	Realizzazione elettrodotto 380 kV
Lombardia/Emilia-Romagna	Elettrodotto tra Pavia e Piacenza	Realizzazione elettrodotto 380 kV
Veneto	Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	Realizzazione di un collegamento trasversale a 380 kV tra le direttrici RTN "Sandrigo – Cordignano" e "Venezia Nord – Salgareda"
Marche/Abruzzo	Elettrodotto a 380 kV "Fano – Teramo"	Realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV che conetterà la stazione di Fano con la stazione di Teramo, raccordandosi in entra-esce alla futura stazione in provincia di Macerata
Campania	Elettrodotto 380 kV "Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II" (tratto Avellino Nord - Benevento II)	Realizzazione del nuovo elettrodotto a 380 kV "Avellino Nord – Benevento II" e adeguamenti nell'impianto di Benevento II
Basilicata	Elettrodotto 380 kV "Aliano - Tito – Montecorvino" e riassetto rete AT area di Potenza	Realizzazione di una nuova SE 380/150 kV nell'area di Potenza e nuovo riassetto della rete AT esistente nell'area limitrofa; realizzazione nuovo elettrodotto 380 kV tra la nuova SE e la SE costruenda di Aliano
Sicilia	Elettrodotto 380 kV "Assoro - Sorgente 2 – Villafranca"	Realizzazione nuovo collegamento 380 kV tra le SE di la SE di Assoro, la SE Sorgente2 e SE Villafranca
Sicilia	Elettrodotto 220 kV "Partinico – Fulgatore"	Nuovo collegamento a 220 kV in classe 380 kV tra le stazioni di Partinico e Fulgatore
Sardegna	Elettrodotto 150 kV "S. Teresa - Tempio – Buddusò"	Nuovo collegamento a 150 kV tra le stazioni 150 kV di S. Teresa, Tempio e di Buddusò

6 Analisi economiche

6.1 Metodologia per l'elaborazione delle analisi costi/benefici

La metodologia utilizzata per la valutazione degli obiettivi di miglioramento del sistema elettrico è basata sul confronto dei costi e dei benefici dei singoli investimenti e delle possibili macroalternative.

Tali alternative risultano essere in generale di tre tipi, eventualmente confrontabili tra loro:

- la costruzione di nuovi impianti di produzione (nel caso, ad esempio, di interventi che aumentino la capacità produttiva in zone deficitarie)
- investimenti nelle reti a minor livello di tensione (nel caso di investimenti per il miglioramento della qualità di distribuzione)
- la rinuncia all'investimento stesso, con i conseguenti impatti sulla riallocazione delle produzioni, sulle perdite e sul rischio di energia non fornita

A valle di questi confronti tra macroalternative, vengono riportate nel PdS le opzioni di intervento ritenute più sostenibili ed opportune dal punto di vista dello sviluppo e della sicurezza del sistema elettrico.

Le voci di costo considerate nelle ACB sono:

- i costi capitale (CAPEX);
- gli oneri di esercizio e manutenzione (OPEX);
- i costi per eventuali demolizioni.

L'ipotesi utilizzata per la collocazione dei costi capitale nelle analisi prevede di norma che l'investimento venga effettuato durante i tre anni precedenti l'entrata in servizio dell'impianto in esame.

Gli oneri annui di esercizio e manutenzione vengono stimati pari all'1,5% del CAPEX salvo specificità relative a progetti in corrente continua.

I costi per eventuali demolizioni vengono stimati approssimativamente:

- per le linee al 30% del valore a nuovo;
- per le stazioni al 10%, escludendo i trasformatori, la cui demolizione presenterebbe semmai un piccolo saldo positivo (+1%) grazie al recupero del ferro e del rame.

A seguito di analisi a consuntivo di interventi pianificati in passato, è emersa la necessità di considerare un costo aggiuntivo (pari mediamente al 10% del valore complessivo dell'opera) derivante da modifiche del progetto iniziale. Tale maggiorazione tiene conto del fatto che, in fase di pianificazione delle opere si considerano esclusivamente i costi standard, così come riportato al punto 6.2, e non quelli dovuti, per esempio, ad eventuali modifiche del progetto sia per favorirne l'accettabilità da parte delle comunità locali che per ottemperare ad eventuali prescrizioni indicate nei decreti autorizzativi. Tale costo aggiuntivo sarà aggiornato in seguito all'avanzamento dell'opera alla quale si riferisce.

I benefici considerati, a seconda dei casi negli interventi presi in esame, appartengono ad alcune tipologie ben definite:

- derivanti dall'aumento di energia importata dall'Estero: laddove il costo di produzione è minore, questi benefici si calcolano moltiplicando l'aumento della TTC (Total Transfer Capacity) stimata, convertita in energia annua (considerando generalmente un'utilizzazione per 5.000 ore/annue alla massima TTC degli impianti di interconnessione), per il differenziale tra costo estero e quello italiano, stimato mediamente pari ad un valore che oscilla tra i 10 ed i 30 €/MWh (tali valori sono puramente indicativi in quanto dipende dalla localizzazione della interconnessione), salvo casi specifici in cui sia prevedibile una maggiore disponibilità di energia importabile.
- derivanti dalla diminuzione delle perdite di rete: l'indicatore tecnico variazione delle perdite di rete viene calcolato come potenza perduta alla punta del carico mediante i programmi di simulazione. Il differenziale di potenza nei due casi, con e senza l'intervento di sviluppo in esame, viene moltiplicato per il coefficiente ore di utilizzazione delle perdite alla punta, specifico per ciascuna macro-area del Paese (v. Tabella 9), per calcolare il differenziale di energia perduta in un anno (a volte, ad es. nel caso di linee a cavallo di più aree, è opportuno riferirsi a valori medi rispetto a quelli esposti). A questo punto moltiplicando il valore dell'energia recuperata all'anno per il costo medio di

produzione dell'energia, si arriva ad una monetizzazione approssimata delle minori perdite di rete, o meglio della loro riduzione, derivante dall'entrata in servizio dell'intervento in esame.

$$\text{Beneficio annuo} = I_p \times h \times \text{CMP}$$

dove:

- I_p : perdite di rete alla punta misurate in MW, espresse dal relativo indicatore tecnico;
- h : ore di utilizzazione annue delle perdite alla punta;
- CMP: costo medio di produzione dell'energia (€/MWh).

Tabella 9 – Ore medie di utilizzazione delle perdite per area

Zona	Ore medie di utilizzazione
AAT	
TO	5500
MI	7500
VE	7000
FI	8000
RM	4500
NA	5000
Continente	6000
Isole	n. a.
AT	
Italia	3500

Come proxy del valore delle perdite (CMP) è considerato pari a 73 €/MWh, che equivale al prezzo medio di acquisto nazionale sul MGP rilevato nel periodo da luglio 2007 a giugno 2012.

È opportuno considerare che le perdite in rete calcolate alla punta variano di anno in anno al variare del fabbisogno e del dispacciamento delle centrali.

- C. derivanti dall'energia non fornita evitata: per calcolare questi costi evitati si moltiplica la stima della minore energia non fornita (ENF) media annua nella zona di rete dove insiste il nuovo intervento per il valore di 4.720 €/MWh; questo valore deriva dal rapporto tra PIL nazionale e domanda nazionale annua di energia elettrica per l'anno 2011. Per stimare l'ENF si ipotizza in genere un episodio di disalimentazione, della durata di 5 ore, ogni 1,5 anni, per

elettrodotti a 380 kV. In presenza di casi particolari, come ad esempio:

- carichi delle principali città;
- carichi industriali di prestigio (poli tecnologici, aree produttive di alto valore);
- località di particolare pregio turistico e isole;

si applica un coefficiente di valutazione moltiplicativo che può andare da 1 a 5, a seconda dell'importanza del sito.

- D. derivanti dalla eliminazione di congestioni e di poli limitati: alcuni nuovi interventi di sviluppo, specialmente elettrodotti, permettono alle centrali esistenti ed a quelle future di immettere maggiori quantità di energia nella rete, rimuovendo quelle limitazioni (bottleneck) che rendono o possono rendere inefficiente la produzione. I benefici di questo tipo hanno un duplice aspetto, in potenza ed in energia:

- evitano l'ulteriore installazione di capacità produttiva (potenza) per far fronte alla richiesta del carico. Se questa è di base, l'installazione di nuova potenza evitata si stima ai costi di impianti a Ciclo Combinato (500 k€/MW). Se invece trattasi di nuova potenza per la copertura della punta, questa viene quantificata come installazione evitata di impianti di tipo Turbo Gas (210 k€/MW);
- evitano la produzione (energia) di impianti non competitivi. Nel caso di produzione di base, si considera un minore utilizzo degli impianti di base più obsoleti rimpiazzati con Cicli Combinati (CC) di nuova generazione; nel qual caso il sovracosto in energia evitato viene stimato come differenza di costo moltiplicata per l'energia liberata (si ipotizzano in tal caso le ore di utilizzazione medie valutando caso per caso le ore di utilizzazione medie degli impianti). Nel caso di produzione di punta (Turbo Gas, TG) si stimano i sovracosti evitati con il differenziale di costo dovuto alla differenza di rendimento fra TG e CC (in questo caso le ore di utilizzazione medie per impianti Turbo Gas vengono poste

convenzionalmente pari a circa 1000 ore).

- E. derivanti dalla liberazione di energia prodotta da impianti da fonte rinnovabile: si stima un risparmio derivante dal differenziale fra il costo di combustibile di un impianto rinnovabile (nullo) e quello di un CC a metano che l'impianto a fonte rinnovabile andrebbe a rimpiazzare. In questo caso, per il calcolo dell'energia, sono state considerate 2300¹³ ore medie di possibile congestione evitata. C'è inoltre da specificare che, nel caso di benefici derivanti dall'immissione di nuova produzione da fonte rinnovabile non programmabile (di seguito FRNP), non viene considerata la componente "evitata installazione di capacità produttiva" (cfr punto D.a) data l'aleatorietà della fonte primaria.
- F. derivanti da investimenti evitati: la realizzazione di un intervento consente spesso ulteriori risparmi, in quanto permette di evitare altre soluzioni di sviluppo, altrimenti comunque necessarie, le quali peraltro potrebbero non risolvere definitivamente i problemi che si intende affrontare o li risolverebbero solo parzialmente. Gli investimenti evitati generalmente riguardano:
- rinforzi di rete AT (ad es. nel caso di stazioni di trasformazione);
 - costi di rifasamento (ad es. condensatori non più necessari con l'intervento in esame);
 - costi di installazione di centrali, come alternativa allo sviluppo rete, necessarie al fine di garantire la sicurezza di alimentazione in N-1 (e quindi per scopi diversi dallo sblocco di potenza già descritto);
 - recupero di elementi di impianto ancora in buono stato (es. ATR in altri impianti);

e. rifacimenti evitati di impianti obsoleti o da risanare.

- G. derivanti dal mancato ricorso a MSD: per ogni intervento descritto in questo documento, si è valutato l'impatto nella risoluzione di carenze di rete che richiedono il ricorso al Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD). In particolare, si è valutato come beneficio il mancato ricorso al MSD per la risoluzione di problemi di rete locale e per la gestione dei profili di tensione.
- H. riduzione della emissione di CO₂: nei casi in cui si pianifica un nuovo intervento di sviluppo della rete che permette un aumento dei limiti di scambio tra le zone di mercato esistenti, si è valutato l'eventuale incremento di produzione di energia da impianti con minore emissione di CO₂. Si è inoltre calcolata la riduzione delle emissioni di CO₂ legata alla diminuzione delle perdite. Il valore economico della tonnellata di CO₂ presa a riferimento è rappresentato dalla media degli ultimi 12 mesi del valore del mercato delle unità di emissione¹⁴.

In Tabella 10 è riportato un riepilogo dei principali dati utilizzati in queste valutazioni.

¹³ Sono state considerate 1900 ore equivalenti da fonte eolica e 1200 da fonte fotovoltaica (fonte dati GSE), supponendo la sovrapposizione delle due fonti per le sole 8 ore diurne pesandone la contemporaneità in base ai rispettivi valori di installato previsti al 2020.

¹⁴ La Direttiva 2003/87/EC istituisce un sistema per lo scambio di Unità di emissioni di gas ad effetto serra tra gli Stati membri dell'Unione Europea, al fine di promuovere la riduzione delle emissioni secondo criteri di efficacia dei costi ed efficienza economica. Tale sistema, denominato European Emission Trading Scheme (EU ETS), rientra tra i meccanismi individuati dal Protocollo di Kyoto per la riduzione delle emissioni di gas serra. Il valore economico della tonnellata di CO₂ presa a riferimento è la media registrata negli ultimi 12 mesi su EUAs (European Unit Allowances). Fonte Thomson Reuters.

Tabella 10 – Ipotesi base per il calcolo dei benefici

BENEFICI	
Differenziale prezzo energia per interconnessioni	10÷30 €/MWh
Valore delle perdite	73 €/MWh
Valore dell'ENF ¹⁵	4.720 €/MWh
Costo installazione Turbo Gas	210 k€/MW
Costo installazione Ciclo Combinato	500 k€/MW
Costo marginale dell'energia prodotta da Turbo Gas ¹⁶	160 €/MWh
Costo marginale dell'energia prodotta da Ciclo Combinato ¹³	60 €/MWh
Costo marginale dell'energia prodotta da olio combustibile ¹³	105 €/MWh
Costo marginale dell'energia prodotta dal carbone ¹³	30 €/MWh
Costo CO ₂	8 €/t

E' da menzionare che negli ultimi anni, a causa dalla recente crisi finanziaria ed economica globale, esiste una forte incertezza sull'andamento dei costi marginali dell'energia prodotta (da ogni tipo di impianto).

Una volta determinati costi e benefici di ogni progetto, si effettua un'analisi comparativa finalizzata alla determinazione dell'opportunità dell'intervento di sviluppo sotto esame o alla determinazione della soluzione ottimale di sviluppo. I benefici ed i costi vengono confrontati per ricavare flussi netti di cassa per un orizzonte temporale di 20 anni; l'attualizzazione viene effettuata alla data dell'anno di stesura del Piano di Sviluppo (PdS).

¹⁵ Rapporto PIL/domanda di energia elettrica riferito ai valori del 2011.

¹⁶ Elaborazioni Terna su fonte dati Nomisma Energia (novembre 2012). Rispetto allo scorso anno sono state riviste le stime dei costi di combustibile. In particolare per il petrolio, e conseguentemente per il gas, tale previsione al rialzo è dovuta a quanto registrato sul mercato (costi alti al livello del 2008, mercato più bilanciato) che porta verso una minor probabilità di discesa dei costi di approvvigionamento mentre per il carbone, stante la flessione già registrata sul mercato registrata durante l'anno 2012, la previsione al ribasso è confermata verso valori ancora più bassi.

Vale la pena qui ricordare che l'AEEG, nel determinare i canoni di remunerazione, ha individuato in 40 e 33 anni la vita utile rispettivamente delle linee di trasmissione e delle stazioni elettriche (Del. 05/04). Nel nostro caso invece, data la potenziale incertezza nel mantenimento nel tempo dei benefici considerati, si è ritenuto di limitare l'analisi al ventesimo anno, ottenendo così valutazioni più prudenti.

Il tasso di attualizzazione considerato è pari al 7,4%, prendendo a riferimento il valore del WACC base riconosciuto a Terna dall'AEEG per gli investimenti in attività di sviluppo della rete di trasmissione (Deliberazione AEEG n. 199/11¹⁷).

Ogni indicatore viene valutato per un nuovo intervento di sviluppo indipendentemente dagli altri interventi nuovi di quell'anno, ma considerando di norma esistenti tutti gli interventi già programmati in anni precedenti.

Nelle Analisi Costi-Benefici vengono utilizzati i seguenti indicatori di prestazione:

- Indice di Profittabilità (IP): è l'indice più utilizzato per questo tipo di analisi, in quanto è un numero puro di immediata comprensione che fornisce una valutazione diretta della convenienza dell'investimento. L'indice di profittabilità è il rapporto tra i ritorni attualizzati e gli esborsi attualizzati dell'investimento;
- Valore Attuale Netto (VAN o NPV): il VAN è il valore attualizzato dei flussi di cassa netti generati dall'investimento;
- Pay Back Period (PBP): il PBP è il periodo di tempo necessario per recuperare il capitale investito (cioè per arrivare al Break-Even Point);
- Tasso interno di Rendimento o di Ritorno (TIR): il tasso interno di ritorno è quel tasso di attualizzazione che rende nullo il VAN, nel periodo considerato.

¹⁷ Tale delibera prevede anche un corrispettivo per il cosiddetto *regulatory lag* per gli effetti finanziari del ritardo con cui gli investimenti vengono riconosciuti in tariffa.

6.2 Ipotesi alla base del calcolo dei CAPEX

6.2.1 Premessa

La valutazione dei costi di investimento degli impianti di rete a programma (elettrodotti aerei, linee in cavo e stazioni elettriche) si articola in più fasi.

- La prima fase, tipica del momento della pianificazione, si basa su un valore di costo standard dell'investimento determinato dalla valutazione di informazioni storiche sui costi a consuntivo derivanti dalla realizzazione di impianti e rielaborando i dati per riportarli ad una classificazione utile per la determinazione dei costi unitari.
- In una seconda fase, la stima di costo avviene per ciascun impianto a seguito della esecuzione di studi di fattibilità tecnico-economica (inseriti nella fase concertativa con gli enti locali) e di progetti preliminari che permettono di meglio definire gli aspetti tecnici peculiari per ciascun impianto. Questa stima consente di procedere alle valutazioni di costo necessarie per avviare gli iter autorizzativi delle opere.
- La terza fase di aggiornamento dei costi tiene conto dell'esito dell'iter autorizzativo che di norma richiede l'aggiornamento del progetto a seguito di raccomandazioni, prescrizioni, varianti richieste dagli enti o altri soggetti interessati all'opera.
- La quarta fase riguarda la determinazione del costo di investimento delle opere a seguito del progetto esecutivo e della costruzione dell'impianto. Al termine di questa fase che si conclude con la messa in servizio, si determinano i costi di investimento effettivamente consuntivati.
- L'ultima fase riguarda il monitoraggio dei nuovi prezzi di mercato scaturiti in esito alle ultime aggiudicazioni di gare significative (es. Contratti Quadro) messe in opera da Terna per l'acquisizione di risorse esterne inerenti le attività di fornitura, trasporto, montaggio e messa in servizio e considerando valori medi di costi d'asservimento, ivi inclusa la liquidazione di eventuali danni durante la costruzione.

I consuntivi di costo entrano infine come dati di input per l'elaborazione e l'aggiornamento dei valori

da adottare per la pianificazione e la programmazione di nuove opere.

La classificazione è stata adottata esclusivamente per gli impianti in corrente alternata, mentre i dati di costo stimati per impianti in corrente continua derivano da studi di fattibilità e progetti preliminari specifici.

Occorre ricordare, inoltre, che la stima dei costi unitari per tipologia di progetto si riferisce in particolare agli impianti di nuova realizzazione (es. nuove linee o stazioni green-field), e che in detta stima non sono valutabili:

- gli eventuali costi di bonifica dei siti destinati alle stazioni non altrimenti localizzabili;
- i maggiori costi per interventi su impianti esistenti ed in esercizio;
- i costi indotti da eventuali condizioni imposte in esito alle procedure autorizzative e/o di concertazione e compensazione ambientale;
- i maggiori costi per opere civili non standard (pali di sottofondazione, opere di sbancamento e contenimento);
- gli eventuali costi di dismissione di porzioni di rete esistente.

In ogni caso gli esiti della valutazione condotta sono applicabili ipotizzando un portafoglio opere, ossia non considerando le opere singolarmente.

Per quanto riguarda i costi standard di particolari opere come le linee HVDC in cavo, si rappresenta che non risulta possibile fornire a priori un parametro medio standard attendibile di tali costi proprio a causa della specificità delle singole opere. Ad es. un collegamento in corrente continua sottomarino, è fortemente influenzato dal tracciato marino, dalla profondità e natura del fondale e dalla tipologia di eventuali attività antropiche (pesca, altre infrastrutture interferenti, ecc.). Infatti la potenza da trasportare e la profondità incidono sulle caratteristiche e peso dei cavi; da queste ultime dipendono le potenzialità della nave di posa e gli accorgimenti da adottare; la natura del fondale incide pesantemente sulle modalità di posa dei cavi sotto il fondale e della loro protezione contro danneggiamenti esterni. La specificità tecnologica dei cavi sottomarini porta, inoltre, ad avere solo pochissimi fornitori al mondo con conseguente ridotta capacità produttiva. Questi aspetti portano ad una forte aleatorietà anche nella stima del costo del singolo collegamento, in particolar modo nei casi in cui questo è ancora in una fase di progetto preliminare. Le caratteristiche peculiari del singolo

intervento incidono inoltre sulla tecnologia delle stazioni di conversione che cambia in funzione della potenza e soprattutto delle caratteristiche delle reti elettriche interconnesse, quasi sempre di due nazioni diverse. In sostanza non ha senso né è possibile al momento determinare un costo unitario per chilometro; il costo dell'opera può essere stimato solo globalmente a valle di uno studio preliminare e, con più precisione, a valle del progetto definitivo e varia da impianto ad impianto.

6.2.2 Classificazione degli elementi di rete

ELETTRODOTTI IN LINEA AEREA

Ai fini della determinazione dei costi, la classificazione degli elettrodotti si basa su una suddivisione delle opere che si articola su:

- livello della tensione nominale;
- tipologia dell'elettrodotto (a semplice o doppia terna) con sostegni a traliccio tradizionale o monostelo;
- impiego del conduttore alluminio-acciaio ACSR di diametro 31,5 (adottato anche dalle norme CEI come conduttore di riferimento per la determinazione delle portate al limite termico) e del fascio trinato per ciascuna fase nel caso di linea a 380 kV;
- campata media tipica per i livelli di tensione considerati.

Le voci di costo dell'elettrodotto comprese nella stima del costo/km possono ricondursi a:

- carpenteria (sostegni);
- armamenti (isolatori e morsetteria);
- conduttori, giunti, distanziatori, funi di guardia e accessori;
- montaggio sostegni, messa a terra e tesatura conduttori;
- scavo, getto e reinterro;
- servitù, ecc.

Nella valutazione ci si riferisce ad un costo tipico medio che prescinde da:

- variabilità dovuta alle condizioni di posa in ordine al rapporto tra numero di tralici di sostegno e tralici d'amarro, alla tortuosità del tracciato della linea, al numero di attraversamenti e sorpassi di altre linee;
- incidenze di costo nell'esecuzione di opere civili qualora si operi su terreni cedevoli che devono essere consolidati (fondazioni con pali);

- variabilità dei costi delle servitù e per le attività correlate in funzione del contesto sociale e ambientale.

In particolare, una valutazione di costo, specie per il 380 kV, non può prescindere dalla natura del terreno e pertanto si è proceduto ad una suddivisione ulteriore che prevede un costo suddiviso per pianura, collina e montagna. Tipicamente la prima voce riguarda un terreno piatto con interferenze (strade, ferrovie, telecomunicazioni, ecc.) tipiche di aree come la pianura padana. La distinzione tra collina e montagna verte essenzialmente sull'andamento orografico e sulla natura dei terreni che, per esempio in elettrodotti appenninici o sub alpini, ha caratteristiche decisamente più impegnative rispetto ad un andamento collinare. La classificazione montagna non riguarda i tratti di elettrodotto alpino (quote superiori a 2000 metri) che vanno valutati in modo specifico. Per linee a 380 kV con fondazioni particolari (micropali – costruzione con l'ausilio dell'elicottero, prescrizioni ambientali particolari) è necessario considerare un aumento del 20%. Per il 220 kV e il 150 kV non si è fatta, per semplicità, distinzione sulla natura del terreno assumendo un valore medio.

Relativamente alla rimozione dei vincoli di portata degli elettrodotti, si adottano, a valle di una specifica analisi di fattibilità, soluzioni che prevedono la sostituzione di componenti degli elettrodotti (sostegni, conduttori, catene, isolatori, morsetteria aventi caratteristiche analoghe, anche in ragione delle evoluzioni tecnologiche) con costi d'investimento direttamente legati alla tipologia di componenti utilizzate ed al progetto da realizzare.

ELETTRODOTTI IN CAVO INTERRATO

La classificazione delle tipologie di cavi si basa sui seguenti criteri:

- livello della tensione nominale;
- tipologia del materiale isolante: XLPE (polietilene reticolato) o EPR (gomma etilen propilenica) realizzato per estrusione;
- materiale del conduttore: alluminio o rame;
- principali sezioni industriali disponibili dei conduttori (espresse in mm² con indicazione della portata nominale espressa in MVA per terna di cavi);
- stazioni di transizione aereo-cavo con presenza di reattanze shunt di compensazione da 200 MVA;
- per ciascuna tipologia si fa riferimento ad una posa in opera di una terna di cavi in area extra-urbana mediante

singola trincea su sedime stradale disponibile.

STAZIONI ELETTRICHE

Le tipologie di stazioni elettriche considerate sono quelle di trasformazione e di smistamento e possono anche essere classificate dal punto di vista costruttivo in relazione alla modalità di realizzazione dell'isolamento delle parti attive. Le due principali tipologie di isolamento sono:

- impianti isolati in aria;
- impianti di tipo isolato in SF₆ con parti attive in involucro metallico.

Altre tipologie di impianti (ad esempio mediante moduli multifunzione o ibridi) sono considerate speciali e sono trattate come costo sulla base di analisi eseguite sulla base dei progetti preliminari specifici.

Per la classificazione delle stazioni elettriche sono stati considerati i seguenti criteri:

- livello di tensione nominale;
- tipologia del mezzo isolante (aria o esafluoruro di zolfo);
- macchinario: autotrasformatore, rapporto di trasformazione, e potenza nominale;
- edifici o fabbricati per stazioni in aria o per stazioni isolate in SF₆ e per stazioni di smistamento;
- opere civili escluse le fondazioni delle singole apparecchiature che vengono incluse negli elementi elementari (stalli);
- acquisizione terreni;
- sistemazione delle aree.

Negli impianti tradizionali isolati in aria (AIS), ogni componente ha le parti attive isolate in aria e ciò comporta un collegamento delle parti non in tensione a quelle in tensione tramite isolatori. L'assemblaggio viene effettuato in sito al momento dell'installazione.

Negli impianti isolati in SF₆ (GIS), l'isolamento delle parti attive è ottenuto mediante apparecchiature prefabbricate con involucro metallico contenenti gas SF₆.

Il costo totale di una stazione elettrica si ottiene dalla composizione dei costi elementari suddivisi nelle seguenti voci di costo aggregate:

- impianti di potenza – apparecchiature (interruttori, sezionatori, TA, TV, scaricatori, bobine onde convogliate) e collegamenti AAT e AT, compresi

conduttori, morsetteria, isolatori, sostegni, circuiti di messa a terra, ecc.;

- impianti accessori (di automazione e ausiliari) – apparati e circuiti di protezione, comando e controllo, compresi quadri/pannelli, cavi, batterie, gruppo elettrogeno, quadro MT, alimentazioni da rete MT, trasformatori MT/BT, infrastrutture di rete e relativi materiali e apparecchiature (ad es. sistemi telefonici, sistemi teleoperazioni, canali e apparati di comunicazione ecc.) ed infrastrutture, anche non appartenenti alla rete, atte a garantire, senza alcun degrado, la continuità del servizio di telecomunicazione e/o telepilotaggio (es. onde convogliate) eventualmente presenti nella porzione di rete interessata dalla specifica stazione, ecc.;
- impianti dei servizi generali di stazione – illuminazioni esterne (torri faro, ecc.) illuminazioni interne, impianto telefonico, condizionamento, antincendio, dispositivi di controllo accessi, ecc.;
- montaggi e collaudi – posa in opera di apparecchiature e circuiti, collaudi, prove funzionali e messa in servizio;
- opere civili – sistemazione piazzali, fondazioni, sostegni, apparecchiature e portali, cunicoli e tubazioni, rete drenaggi, rete di terra principale e secondaria, recinzioni, viabilità interna e raccordo alla viabilità esterna, smaltimento acque bianche e acque nere, ecc.;
- edifici nelle configurazioni standard – edificio comandi, edificio per impianto SF₆, box di stallo (chiosco), edificio per servizi ausiliari e/o quadro MT.

Il costo totale delle opere tiene conto del costo delle realizzazioni e delle spese sostenute per la gestione degli acquisti e dei contratti d'appalto, ivi compresi il collaudo e la direzione lavori. Ai fini della determinazione del costo delle opere, si aggiunge altresì il costo dei terreni.

I costi di seguito esposti non comprendono i costi di esercizio e manutenzione, la liquidazione di eventuali danni e i costi derivanti da prescrizioni ambientali e autorizzative.

Si precisa che le voci a carattere generale quali fabbricati, opere comuni e opere civili (viabilità, recinzione, sistema di messa a terra,...) sono da

intendersi per la parte inerente alle sole necessità della stazione elettrica e sono state previste in una voce separata da quella relativa all'acquisto delle aree.

6.3 Analisi costi/benefici dei principali interventi

Nelle Tabella 11, Tabella 12, Tabella 13, Tabella 14, Tabella 15 sono rispettivamente riportati:

- Interventi di sviluppo volti ad 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 elettrico.
- Interventi di sviluppo volti a ridurre le **congestioni tra zone di mercato e dei poli di produzione limitata**, che contribuiscono alla maggiore competitività sul mercato elettrico per il pieno 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 fonte convenzionale e/o rinnovabile.
- Interventi di sviluppo per la **sicurezza e l'affidabilità della rete in aree metropolitane** con elevata concentrazione di utenza.
- Interventi per la **qualità, la continuità e la sicurezza del servizio elettrico** al fine di ridurre rischi energia non fornita, miglioramento dei profili di tensione, riduzione delle perdite di rete.

L'indice IP è calcolato attualizzando e rapportando i benefici monetizzati ed attualizzati con i costi di investimento e di esercizio, anch'essi attualizzati. Condizione necessaria per l'inserimento di questi interventi nel PdS è un valore dell'indice $IP > 1$, il che dimostra un ritorno, in termini di benefici per il sistema Paese, maggiore dell'investimento sostenuto. I valori dell'IP sono aggiornati al variare dei parametri alla base del calcolo, sia dei costi (in ragione di possibili modifiche del progetto) che dei benefici (variazione degli scenari presi a riferimento e dei parametri economici per la valorizzazione degli indicatori tecnici).

6.3.1 Interventi per il potenziamento dell'interconnessione con l'estero

I benefici derivanti da un intervento per il potenziamento dell'interconnessione con l'estero riguardano:

- la maggiore disponibilità di energia e potenza per la copertura del fabbisogno;
- un approvvigionamento a prezzi più bassi;
- l'aumento dei margini di riserva;
- il contributo del sistema interconnesso europeo alla regolazione frequenza/potenza;

Nella Tabella 11 sono riportati i principali interventi per l'incremento della capacità d'interconnessione con l'estero.

Tabella 11 - Interventi principali per incremento interconnessione con l'estero

Interventi principali per incremento interconnessione con l'estero			
Regione	Opera	Benefici	IP
Valle d'Aosta	Razionalizzazione Valle d'Aosta	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC • Riduzione perdite 	2,1
Piemonte	Elettrodotto HVDC di interconnessione Italia – Francia	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	1,5
Piemonte	Potenziamento interconnessione Italia–Francia	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	4,9
Friuli-Venezia Giulia	Rete AT area Nord di Udine	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	1,8
Veneto	Elettrodotto 380 kV interconnessione Italia–Austria	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	3,5
Trentino-Alto Adige	Linea di interconnessione a 132 kV Prati di Vizze (BZ) – Steinach (AT)	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	8,0
Friuli-Venezia Giulia	Elettrodotto 380 kV interconnessione Italia – Slovenia	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	6,2
Abruzzo	Interconnessione HVDC Italia–Balcani	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	2,2

6.3.2 Interventi di sviluppo per la riduzione delle congestioni e l'esercizio in sicurezza della rete

La realizzazione di un intervento per la risoluzione delle congestioni, oltre che ai benefici derivanti per la sicurezza del sistema che possono riguardare:

- la maggiore sicurezza di copertura del fabbisogno nazionale;
- la minore probabilità che si verifichino episodi di energia non fornita¹⁸;
- i minori costi per il riequilibrio delle tensioni;
- la minore esposizione al rischio N-1;
- l'incremento di affidabilità della rete;

può apportare i seguenti benefici:

- una maggiore competitività sul mercato elettrico per il pieno sfruttamento della capacità produttiva più efficiente;
- rendere possibile una maggiore disponibilità di potenza per il mercato con aumento della riserva complessiva;
- minori perdite di trasporto;
- minori oneri di congestione a seguito della separazione in zone di mercato;
- costi evitati di impianto.

In tale categoria di interventi vengono distinti:

- Interventi di sviluppo volti a ridurre le **congestioni tra zone di mercato ed i poli di produzione limitata**, che contribuiscono alla maggiore competitività sul mercato elettrico per il pieno sfruttamento della capacità produttiva più efficiente
- Interventi di sviluppo volti a ridurre le **congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva** che comportano un pieno sfruttamento della capacità produttiva da fonte convenzionale e/o rinnovabile.

Nella Tabella 12 sono riportati gli interventi per le riduzioni delle congestioni tra le zone di mercato e per la riduzione dei poli limitati;

Nella Tabella 13 sono riportati i principali interventi di sviluppo volti a ridurre le congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva.

¹⁸ Questa grandezza è valutata sulla base di modelli stocastici della rete e differisce in generale dai valori misurati in esercizio, includendo i rischi di disservizi diffusi che hanno normalmente probabilità bassa ma impatto di vari ordini di grandezza superiore alla norma

Tabella 12 - Interventi principali per la riduzione delle congestioni tra zone di mercato e poli limitati

Interventi principali di sviluppo per la riduzione delle congestioni tra zone di mercato e poli limitati			
Regione	Opera	Benefici	IP
Toscana, Emilia-Romagna	Elettrodotto 380 kV Calenzano – San Benedetto del Querceto – Colunga	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	7,9
Toscana, Sardegna	Sviluppo interconnessione Sardegna – Corsica – Italia (SA.CO.I 3)	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento della capacità produttiva liberata per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente • Incremento produzione da fonte rinnovabile • Riduzione emissioni di CO₂ 	1,4
Marche, Abruzzo	Elettrodotto 380 kV Fano – Teramo	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Riduzione emissioni di CO₂ 	2,6
Abruzzo, Molise, Puglia	Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente • Incremento produzione da fonte rinnovabile • Riduzione emissioni di CO₂ 	10,8
Campania, Puglia	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento da produzione rinnovabile • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Riduzione emissioni di CO₂ 	3,6
Campania, Basilicata	Elettrodotto 380 kV Aliano – Tito – Montecorvino e riassetto rete AT nell'area di Potenza	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento produzione da fonte rinnovabile 	7,6
Campania	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino N – Benevento II	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Riduzione emissioni di CO₂ • Ulteriori potenziali benefici per produzione da FER 	10,8
Calabria	Elettrodotto 380 kV Trasversale Calabria + Riassetto rete Nord Calabria	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente • Investimenti evitati per rinforzi rete AT • Ulteriori potenziali benefici per produzione da FER • Riduzione emissioni di CO₂ 	13,4

Interventi principali di sviluppo per la riduzione delle congestioni tra zone di mercato e poli limitati

Regione	Opera	Benefici	IP
Calabria, Sicilia	Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi e riassetto rete 150 kV Messina	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Rischio di isolamento Sicilia evitato • Minori costi d’esercizio dovuti alla sostituzione della produzione in Sicilia con produzione più economica • Esportazione fonte rinnovabile verso Continente • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Riduzione emissioni di CO₂ per circa • Mancato ricorso al MSD 	2,5
Sicilia	Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo e riassetto rete 150 kV nell’area di Catania e Siracusa	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento produzione da fonte rinnovabile • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD 	6,3

Tabella 13 – Interventi principali per la riduzione delle congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva

Interventi principali per la riduzione delle congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva			
Regione	Opera	Benefici	IP
Piemonte	Elettrodotto 380 kV Casanova–Asti–Vignole e sviluppi di rete nelle province di Asti ed Alessandria	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Aumento TTC • Riduzione emissioni di CO₂ 	1,4
Piemonte, Lombardia	Elettrodotto 380 kV Trino – Lacchiarella	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva in parte già disponibile per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD • Investimenti evitati per rinforzi rete AT • Riduzione emissioni di CO₂ 	3,2
Piemonte/Lombardia	Rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest + Interventi per adeguamento portate elettrodotti 380 kV e 220 kV	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente 	4,1
Lombardia	Razionalizzazione 380 kV Media Valtellina	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento produzione da fonte rinnovabile • Aumento TTC • Investimenti evitati per rinforzi rete AT • Riduzione emissioni di CO₂ 	1,6
Lombardia	Razionalizzazione in provincia di Lodi	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	2,1 ¹⁹
Lombardia	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente 	3,3
Lombardia	Stazione 380 kV Mese	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento da produzione idrica 	21,4

¹⁹ Opera principale che apporta i benefici già in servizio.

Interventi principali per la riduzione delle congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva			
Regione	Opera	Benefici	IP
Lombardia	Razionalizzazione Valcamonica Sud	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Aumento TTC 	4,6 ²⁰
Lombardia, Emilia-Romagna	Elettrodotto 380 kV fra Mantova e Modena	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente 	2,0
Lombardia, Emilia-Romagna	Elettrodotto a 380 kV tra Pavia e Piacenza	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Riduzione emissioni di CO₂ 	11,7
Trentino-Alto Adige	Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento da produzione rinnovabile 	2,6
Veneto	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD 	2,2
Veneto	Razionalizzazione rete media Valle del Piave	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento da produzione idrica 	1,3
Friuli-Venezia Giulia	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest (UD)– Redipuglia (GO)	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Aumento TTC • Mancato ricorso a MSD 	4,5
Toscana	Elettrodotto 380 kV Casellina – Tavarnuzze – S.Barbara	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento della capacità produttiva da produzione più efficiente • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	4,3 ²¹
Lazio, Abruzzo	Interventi per la raccolta di rinnovabile tra Lazio e Abruzzo	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento da produzione rinnovabile 	3,1
Campania, Puglia	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile: rinforzi rete AAT e AT nell'area tra Foggia e Benevento	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento da produzione rinnovabile • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	11,9

²⁰ L'indice di profittabilità si riferisce alle opere realizzate per la S. Fiorano – Robbia.

²¹ Opera principale che apporta i benefici già in servizio.

Interventi principali per la riduzione delle congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva

Regione	Opera	Benefici	IP
Sicilia	Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna + Elettrodotto 380 kV Assoro - Sorgente 2 e Sorgente 2 - Villafranca	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento da produzione rinnovabile 	1,4
Sicilia	Elettrodotto 220 kV Partinico – Fulgatore	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Mancato ricorso a MSD • Ulteriori potenziali benefici per produzione da FER 	2,4
Sicilia	Elettrodotto 380 kV Partanna – Ciminna	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	2,9
Sicilia	Nuova stazione 380/150 kV Mineo	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento produzione da fonte rinnovabile 	2,0
Sardegna	Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa – Buddusò	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Ulteriori potenziali benefici per produzione da FER 	1,4
Sardegna	Elettrodotto 150 kV Cagliari Sud – Rumianca	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente 	4,1
Sardegna	Nuovo elettrodotto 150 kV Taloro–Goni	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento da produzione rinnovabile 	1,9

6.3.3 Interventi nelle aree metropolitane

Nelle aree metropolitane dove, a causa di un elevato incremento dei carichi, risulta difficile garantire la sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche con la rete attuale, sono stati previsti interventi per aumentarne l'affidabilità e diminuire la probabilità dell'energia non fornita.

I benefici derivanti da un intervento per garantire la sicurezza della rete nelle aree metropolitane riguardano:

- riduzione delle perdite;
- diminuzione della probabilità di disservizi di rete locale;
- costi evitati per rinforzi rete AT ed AAT;
- riduzione del ricorso al mercato del servizio di dispacciamento (MSD).

Nella Tabella 14 sono riportati gli interventi principali nelle aree metropolitane

Tabella 14 – Interventi principali per le aree metropolitane

Interventi principali nelle aree metropolitane			
Regioni	Opera	Benefici	IP
Piemonte	Razionalizzazione 220 e 132 kV Provincia di Torino	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	4,6
Liguria	Razionalizzazione 132 kV Genova	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,4
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD 	10,0
Lombardia	Razionalizzazione 380–132 kV di Brescia	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	6,0
Toscana	Riassetto Area metropolitana di Firenze	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	1,4
Lazio	Riassetto Area metropolitana di Roma	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite di circa • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	3,1
Campania	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,4
Sicilia	Riassetto area metropolitana di Palermo	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	7,5

6.3.4 Interventi di sviluppo per la qualità del servizio

Migliorare l'affidabilità e la qualità del servizio di trasmissione comporta:

- riduzione delle perdite di trasporto;
- costi evitati per il potenziamento rete AT;
- riduzione impatto ambientale rispetto al potenziamento rete AT;
- minori rischi di interruzioni su reti a tensione inferiore, con alimentazione più sicura di specifiche zone di carico;

- recupero margini di trasporto rete AT.

Risulta più difficile valorizzare il contributo che questi interventi hanno sulla qualità della tensione in quanto a questo servizio non è direttamente associabile un beneficio monetizzabile specifico per l'utenza né è facile individuare – salvo per alcuni casi – l'investimento alternativo più efficiente da realizzare per supplire alla carenza di rete.

Nella Tabella 15 sono riportati i principali interventi per il miglioramento della qualità del servizio di alimentazione.

Tabella 15 – Interventi principali per la qualità del servizio

Interventi principali per la qualità del servizio			
Regione	Opera	Benefici	IP
Lombardia	Stazione 220 kV Sud Milano	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,2
Lombardia	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Incremento da produzione da fonte rinnovabile 	1,8
Trentino-Alto Adige	Razionalizzazione rete AT Area S. Massenza	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Incremento da produzione idrica 	2,4
Trentino-Alto Adige	Stazione 220 kV di Ala	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,3
Veneto	Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Rifasamento evitato • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	11,4
Veneto	Stazione 220 kV Schio e potenziamento rete AT	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	2,2
Veneto	Razionalizzazione 220 kV area a Nord Ovest di Padova	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,3
Veneto	Stazione a 380 kV in provincia di Treviso	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,5
Emilia-Romagna	Stazione 380 kV Nord di Bologna	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,5
Emilia-Romagna	Anello 132 kV Riccione – Rimini	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	1,2
Emilia-Romagna	Rete area Forlì Cesena	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,8
Toscana	Razionalizzazione di Arezzo	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,3
Toscana	Riassetto 380 kV e 132 kV area di Lucca	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Investimenti evitati per rinforzi rete AT • Mancato ricorso a MSD 	1,3

Interventi principali per la qualità del servizio			
Regione	Opera	Benefici	IP
Toscana	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente e Raccordi 132 kV SE Populonia	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	2,7
Umbria	Razionalizzazione Rete AT in Umbria	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,2
Abruzzo	Riassetto rete AT Teramo/Pescara	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,6
Lazio	Riassetto AT Roma Sud–Latina	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	1,9
Campania	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT • Riduzione emissioni di CO2 	3,1
Campania	Riassetto rete penisola Sorrentina	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	16,1
Sicilia	Stazione 220 kV Noto	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT • Ulteriori potenziali benefici per produzione da FER 	1,2
Sicilia	Stazione 220 kV Agrigento	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD • Investimenti evitati per rinforzi rete AT • Ulteriori potenziali benefici per produzione da FER 	1,2
Sicilia	Interventi sulla rete AT nell'area di Ragusa	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Ulteriori potenziali benefici per produzione da FER 	1,1
Sicilia	Interventi nell'area a Nord di Catania	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,15
Sicilia	Interventi sulla rete AT nell'area di Catania	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	1,1
Sardegna	Stazione 380 kV Codrongianos (SS)	<ul style="list-style-type: none"> • Mancato ricorso a MSD 	4,6

In riferimento agli interventi relativi alle attività di sviluppo che prevedono l'installazione di sistemi di accumulo diffuso su rete attuale e previsionale funzionali alla riduzione delle limitazioni alla piena produzione delle fonti rinnovabili previsti nel Piano di Sviluppo, in data 2 ottobre 2012 è stato approvato il Piano di Sviluppo 2011. In tale ambito viene approvata una sperimentazione sui sistemi di accumulo diffusi da condurre inizialmente su un programma fino a 35 MW.

Con delibera 288 del 22 luglio 2012, l'Autorità per l'Energia e il Gas ha inoltre definito le modalità e i criteri per l'ammissione all'incentivo dei programmi sperimentali di sperimentazione relativi

all'installazione di sistemi di accumulo diffuso, indicando il numero massimo di progetti e relativi requisiti da valutare con apposito indicatore di merito definito con Determinazione della Direzione Infrastrutture n. 8 del 19 ottobre 2012.

Terna ha quindi avviato le attività necessarie presso il MISE per la richiesta di autorizzazione a costruire, definendo le priorità per la selezione dei siti su cui realizzare i progetti per l'avvio della sperimentazione, individuandoli lungo alcune delle dorsali maggiormente critiche indicate nel PdS 2011, quali la Campobasso – Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito e la Benevento II – Montecorvino. Per maggiori dettagli si rimanda al documento "Avanzamento dei Piani precedenti".