

Allegato 3

Valutazioni Tecnico-Economiche

1 Introduzione

Il presente Documento, riservato al MISE e all'AEEG, 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 dei principali interventi di sviluppo in grado di dare il massimo apporto alla sicurezza del sistema, allo sviluppo dello scambio con l'Estero e alla riduzione delle congestioni.

Per quanto riguarda l'analisi costi – benefici, TERNA, a partire dal 2005, applica una metodologia basata sul confronto dei costi e dei benefici dei principali interventi di sviluppo ai fini del calcolo dell'indice IP (indice di profittabilità per il sistema). TERNA ogni anno aggiorna i principali parametri per la valorizzazione dei potenziali benefici apportati all'intero sistema elettrico nazionale.

Dal 2013, in linea con le indicazioni ricevute dall'AEEG, TERNA ha peraltro avviato una graduale rivisitazione delle analisi di sostenibilità economica al fine di dare maggiore trasparenza al processo di valorizzazione dei benefici e dei costi di investimento, in funzione delle principali assunzioni relative agli scenari e ai modelli di calcolo adottati.

I suddetti progressi saranno realizzati tenendo nella dovuta considerazione la metodologia *Cost Benefit Analysis* (CBA) di ENTSO-e in via di definizione¹ in ambito europeo secondo quanto previsto dalla normativa comunitaria.

¹ In accordo a quanto previsto all'Art. 11 del Regolamento 347/2013 tale metodologia riceverà entro febbraio 2014 il parere formulato da ACER. A valle di tale parere, EC e stati Membri avranno altri 3 mesi a disposizione per definire il loro parere ed informare ENTSO-E (entro maggio 2014). ENTSO-E a sua volta avrà altri 3 mesi a disposizione (entro agosto 2014) per adattare la propria metodologia in base ai commenti ed alle opinioni ricevute, prima di sottoporre alla sola Commissione la versione finale della metodologia CBA per l'approvazione definitiva, prevista entro settembre 2014.

2 Contenuti del documento

Il presente documento, nel capitolo 3, fornisce un quadro di sintesi sullo stato di avanzamento dei principali interventi di sviluppo previsti nei Piani di Sviluppo precedenti e una descrizione sintetica delle problematiche riscontrabili nella realizzazione delle opere che possono portare ad un ritardo rispetto alla data indicata come entrata in esercizio degli asset in costruzione.

Il capitolo 0 è dedicato alle analisi tecnico – economiche, con evidenza della metodologia attualmente in uso, delle assunzioni alla base delle analisi, e dei risultati in termini di benefici e indice di profittabilità (IP) per i principali interventi di sviluppo della RTN classificati in base alla finalità principale, ovvero al principale beneficio elettrico che

apportano al sistema. E' importante precisare che tale classificazione non descrive univocamente ed in maniera esaustiva l'effetto degli interventi di sviluppo poiché ogni singolo intervento, con le opere che lo accompagnano, può avere una valenza molteplice. Non si può escludere inoltre che le singole componenti di beneficio possano variare nel tempo, in relazione anche al mutare delle condizioni al contorno e dei relativi scenari ipotizzati nell'analisi previsionale.

Il capitolo 5 è dedicato ad una descrizione dello stato di avanzamento della sperimentazione sui sistemi di accumulo diffuso.

3 Stato di avanzamento attività di sviluppo della RTN

Di seguito si fornisce un quadro dettagliato sullo stato di avanzamento degli interventi di sviluppo previsti nei Piani di Sviluppo precedenti. In particolare:

- nel paragrafo 3.1, con riferimento agli interventi previsti nei precedenti Piani, sono descritte tutte le attività completate nel corso del 2013;
- nel paragrafo 3.2 sono riportate le principali opere di sviluppo in corso di realizzazione con indicazione delle opere che, nel corso del 2013 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 paragrafo 3.3 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 2013 e quelle il cui iter autorizzativo è stato avviato negli anni precedenti al 2013;
- nel paragrafo 3.4 sono riportate le principali opere di sviluppo in fase di concertazione per la definizione della migliore localizzazione sul territorio.

Per una migliore lettura delle tabelle di avanzamento è 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 propedeutiche² alla realizzazione (es. predisposizione montanti in stazione, adeguamento sezioni in impianti esistenti, ecc.);

2. **opere connesse:** sono quelle attinenti all'opera principale facenti parte dell'intervento previsto nel PdS, ma realizzabili 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 e la massimizzazione dei benefici) la cui realizzazione può essere successiva alla realizzazione dell'opera principale.

Pertanto, a seconda dello stato di avanzamento delle opere che lo compongono, uno stesso Intervento potrà essere richiamato in più tabelle.

Il paragrafo 3.5 riporta inoltre l'elenco delle principali opere di sviluppo in valutazione (ossia opere riportate in piani precedenti già approvati, per le quali non si prevede al momento l'avvio delle attività nell'orizzonte di piano) la cui selezione è stata effettuata sulla base dell'analisi delle condizioni di reale fattibilità e della variazione degli scenari/contexto di riferimento.

² Opere propedeutiche: sono le opere propedeutiche alla realizzazione dell'opera principale che potrebbero seguire un iter autorizzativo/realizzativo differente da quello dell'opera principale.

3.1 Opere di sviluppo ultimate

Nel corso del 2013 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* che accompagna il PdS 2014.

In Tabella 1, Tabella 2 e Tabella 3 sono riportate, rispettivamente, le opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni e quelle ultimate per le connessioni di impianti da produzione rinnovabile e di impianti di distribuzione (CP) ed RFI nel periodo Gennaio-Dicembre 2013 con indicazione dell'impegno economico (costi di investimento) sostenuto per l'entrata in esercizio.

Tabella 1 – Principali opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni nel corso del 2013

Principali opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni nel corso del 2013					
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opere completate	Data ultimazione lavori RTN	Impegno economico sostenuto opera (M€)
Piemonte	3-P	Potenziamento interconnessione Italia - Francia	Rimozione limitazioni elettrodotti 380 kV Villarodin – Venaus e Venaus – Piossasco	set-13	28
Piemonte	6-P	Razionalizzazione 220/132 kV Provincia di Torino	Elettrodotto 220 kV Stura – TO Centro	ott-13	7,8
Piemonte	13-P	Potenziamento rete 132 kV tra Novara e Biella	Ricostruzione elettrodotto a 132 kV Cerreto Castello – Biella Est	giu-13	6,6
Lombardia	130-P	Linea 132 kV “Peschiera – Vaiano Valle – Bolgiano” (Ex Stazione 220 kV Sud Milano)	Elettrodotto 132 kV Peschiera – Vaiano Valle – Snam S.Donato M.se	giu-13	3,4
Lombardia	134-P	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)	Interramento dell’ elettrodotto 220 kV Taio – Cedegolo (nel tratto Temù – Passo del Tonale)	ott-2013	5
			Interramento dell’elettrodotto 132 kV Temù – Cogolo (nel tratto Temù – Passo del Tonale)	ott-13	13
			Installazione reattanza di 100 MVar presso la SE 220 kV Cedegolo	ott-13	1,6
Lombardia	135-P	Razionalizzazione 220 kV Alta Valtellina (Fase A2)	Interramento di porzione della linea a 220 kV Glorenza – Cesano tra Bagni di Bormio e Piazza	dic-13	8,4
Lombardia	115-P	Razionalizzazione 220 kV città di Milano	Elettrodotto in cavo 220 kV Baggio – Ric. Ovest	ago-13	12,3
Friuli-Venezia Giulia	215-P	Razionalizzazione 220 kV Monfalcone	Realizzazione nuova linea elettrica a 132 kV in cavo interrato Randaccio – Lisert e demolizione della linea aerea 132 kV Randaccio – Opicina	ago-13	3,3
			Nuova stazione di smistamento 132 kV di Duino e raccordi alla linea 132 kV Randaccio – Lisert	ago-13	3,8
Friuli-Venezia Giulia	244-P	Stazione 220 kV Udine N.E.	Rifacimento delle sezioni 132 e 220 kV, con la realizzazione della seconda sbarra 220 kV della SE Udine N.E.	giu-13	7,8

Principali opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni nel corso del 2013					
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opere completate	Data ultimazione lavori RTN	Impegno economico sostenuto opera (M€)
Friuli-Venezia Giulia	243-P	Rete AT area Nord di Udine	Rimozione limitazioni elettrodotto 132 kV Tarvisio – Chiusaforte	ott-13	2
Friuli-Venezia Giulia / Veneto	223-P	Potenziamento rete 132 kV fra Planais e Salgareda	Rimozione limitazioni elettrodotti 132 kV Caorle – Bibione e Lignano – Bibione	nov-13	1,1
Veneto	242-P	Elettrodotto 132 kV Dugale-Chiampo	Rimozione limitazioni elettrodotto 132 kV Dugale – Chiampo	dic-13	1
Veneto	226-P	Rete 132 kV area Nord Venezia	Rimozione limitazioni elettrodotto 132kV Treviso Est-Venezia Nord	set-13	0,7
Emilia-Romagna	332-P	Stazione 380 kV Marginone	Installazione reattanza 200 MVar sulla sezione 380 kV della SE Marginone	nov-13	2,8
Toscana	303-P	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	nov-13	12,8
Toscana	313-P	Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze – Larderello	Declassamento a 132 kV e collegamento dell' elettrodotto (ex 220 kV) Tavarnuzze – S. Dalmazio a Larderello raccordo rispetto alle linee a 132 kV Certaldo – Poggibonsi e Gabbro – Larderello	set-13	0,8
Toscana	305-P	Razionalizzazione di Arezzo	Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 132 kV Pian della Speranza – Siena B	apr-13	0,2
Abruzzo	402-P	Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	Nuova sezione 150 kV della SE di Villanova (PE) e separazione delle sezioni 132 kV e 150 kV	lug-13	4,5
Lazio	418-P	Riassetto rete AT Roma Sud/Latina/Garigliano	Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Latina – Pontinia ZI	nov-13	1,2
Campania	514-P	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Nuovo ATR 380/220 kV presso la SE S. Maria C.V.	dic-13	3,4
Campania	504-P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Rimozione limitazioni sull'elettrodotto 150 kV Lettere – Scafati	apr-13	0,6
Campania	518-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile in Campania	Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Lauria – Padula	giu-13	2,8
			Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Bisaccia SE – Bisaccia CP	dic-13	0,3

Principali opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni nel corso del 2013					
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opere completate	Data ultimazione lavori RTN	Impegno economico sostenuto opera (M€)
Campania	511-P	Stazione 380 kV S. Sofia	Elettrodotto 150 kV Airola – Palo 1 (Maddaloni) cd. Durazzano	giu-13	0,3
Campania	516-P	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	Elettrodotto in cavo 150 kV Cuma – Patria	giu-13	18,6
Puglia	526-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Puglia	Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Stornara – Trompiello	ago-13	5
			Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Foggia Ind. – Carapelle	ago-13	
			Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Carapelle – Ortanova	set-13	
			Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Ortanova – Trompiello	set-13	
			Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Troia SE – Troia CP	dic-13	
			Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Troia – Orsara	dic-13	
			Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV SE Cianfurro – SE Pisciole	ott-13	
			Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Cerignola – Canosa	nov-13	
			Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Altamura – Altamura All.	dic-13	
			Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Altamura All. – Gravina	dic-13	
			Rimozione limitazioni sull' elettrodotto 150 kV Cerignola – Stornara	ott-13	
Puglia	522-P	Elettrodotto 150 kV Sural – Taranto Ovest	Rimozione limitazioni elettrodotto 150 kV Taranto N. – Grottaglie	mag-13	1,4
			Rimozione limitazioni elettrodotto 150 kV Palagiano – Taranto Nord	nov-13	1,8

Principali opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni nel corso del 2013					
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opere completate	Data ultimazione lavori RTN	Impegno economico sostenuto opera (M€)
Calabria	509-P	Riassetto rete Nord Calabria	SE 380 kV di Aliano: raccordi linea 150 kV Pisticci – Senise ; Demolizione elettrodotto 150 kV Rotonda – Agri	lug-13/ago-13	28,1
Calabria	521-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Calabria	Rimozione limitazioni elettrodotto 150 kV Crotone – Isola C.R.	mag-13	0,8
Calabria	508-P	Elettrodotto 380 kV Trasversale calabra	Nuovo elettrodotto 380 kV tra la SE 380 kV di Maida e la SE 380 kV di Feroletto	nov-13	11,5
Sicilia	501-P	Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi	Ampliamento della sezione 380 kV della SE 380/220/150 kV Sorgente, ATR 380/220 kV e reattore di sbarra 380 kV da 258 Mvar	giu-13	26,3
Sardegna	706-P	Elettrodotto 150 kV Fiumesanto – Porto Torres	Rimozione limitazioni elettrodotto 150 kV Fiumesanto – P. Torres	dic-13	1

Tabella 2 – Principali opere di sviluppo ultimate per le connessioni di impianti da produzione rinnovabile nel corso del 2013 - nuove stazioni elettriche

Regione	Codice Intervento	Opere completate	Data ultimazione lavori RTN	Impegno economico sostenuto (M€)
Trentino-Alto Adige	607-C	Nuova SE 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	set-13	9,1
Molise	700-C	Ampliamento SE 380/150 kV di Larino	ott-13	2,9
Lazio	711-C	Nuova SE 150 kV Arlena da inserire in entra – esce alla linea a 150 kV Canino – S. Savino	feb-13	4,4
Calabria	1111-C	Nuovo ATR 380/150kV e nuova sezione 150kV presso la SE Scandale	ott-13	6,7
Sicilia	508-C	Nuova SE 150 kV Mistretta da inserire in entra - esce alla linea 150 kV Serra Matarocco All. - Troina CP	dic-13	4,1

Tabella 3 – Principali opere di sviluppo ultimate per le connessioni di impianti di distribuzione (CP) e impianti RFI nel corso del 2013

Regione	Codice Intervento	Opere completate	Data ultimazione lavori RTN	Impegno economico sostenuto (M€)
Lombardia	921-C	Raccordi della CP di Settimo Milanese alla linea a 132 kV Seguro – Ut. italtel	nov-2013	0,3
Veneto	655-C	Raccordi della CP Padova Z.I di Enel Distribuzione alla linea 132 kV Acegas PAS – Padova	dic-2013	0,1
Liguria	1014-C	Raccordi della CP di Enel Distribuzione in loc. Quartaie alla linea 132 kV Molassana – San Colombano	mag-2013	0,7
Emilia-Romagna	841-C	Raccordi della CP Bedonia di Enel Distribuzione alla linea 132 kV Borgonovo – Borgotaro	ott-2013	2,4
Sicilia	576-C	Raccordi della CP Mazzarino di Enel Distribuzione alla linea 150 kV Ravanusa – S.Cono	set-2013	0,1

3.2 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 2013 (Tabella 4);
- le principali opere di sviluppo in realizzazione con iter autorizzativo conseguito negli anni precedenti al 2013 (Tabella 5);
- le principali 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 (Tabella 5).

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 dei costi di investimento si tratta della migliore previsione al 31 dicembre 2013 e potrebbe pertanto essere oggetto di rivisitazione fino all'entrata in esercizio dell'opera.

La stima dei tempi di entrata in esercizio delle diverse opere indicate nelle tabelle sullo stato di avanzamento degli interventi è funzione di una serie di fattori che possono riassumersi in:

- lunghezza dell'elettrodotto in linea aerea e difficoltà derivanti dal territorio in cui si sviluppa;
- lunghezza di eventuali tratti in cavo e dei tempi di fornitura degli stessi (funzione del carico di lavoro delle fabbriche);
- accessibilità ai cantieri per la realizzazione delle fondazioni e il montaggio dei sostegni;
- organizzazione del cantiere e risorse disponibili
- velocità di installazione dei cavi secondo tipologia di zona (urbana, suburbana, extraurbana);
- presenza o meno nelle stazioni di macchinario destinato alla trasformazione (durata di fabbricazione di almeno 12 mesi);
- presenza o meno nelle stazioni di sezioni isolate in SF6 (durata di fabbricazione di circa 12 – 14 mesi);
- fattori climatici nelle esecuzioni delle opere (periodi invernali condizionano l'esecuzione di attività di cantiere per gli elettrodotti);
- caratteristiche dei terreni sui cui ricadono gli impianti da sviluppare³;
- standardizzazione o meno dei componenti e delle opere;
- procedure e regolamenti adottati per forniture e appalti;
- politiche di committenza (ad es. suddivisione in lotti);
- situazioni del mercato degli appaltatori e fornitori nel settore specifico;

³ Si possono incontrare difficoltà realizzative per la natura del terreno (alta montagna, terreni cedevoli con necessità di consolidamento, terreni ricadenti in aree SIN ovvero inquinati con necessità di bonifica). In particolare, per elettrodotti in cavo interrato, possono verificarsi difficoltà per la presenza di attraversamenti (fiumi, strade) o la presenza di aree fortemente urbanizzate come le aree metropolitane. Per quanto riguarda la realizzazione di nuove stazioni, la morfologia del terreno può rendere particolarmente lunghi e complessi i lavori quando, ad esempio, esso presenti forti pendenze con necessità di consistenti sbancamenti oppure quando risulti inquinato e quindi interessato da opere di bonifica.

- possibili problematiche successive allo svolgimento dell'iter autorizzativo⁴.

⁴ Si possono verificare ulteriori scostamenti rispetto ai tempi stimati nei documenti tecnici a corredo del procedimento autorizzativo in fase di progettazione esecutiva e/o dell'avvio dei cantieri delle opere. Possono infatti verificarsi, a titolo esemplificativo:

- prescrizioni indicate nel decreto autorizzativo sia di tipo ambientale che archeologico (ad esempio: limitazione lavori in determinati periodi dell'anno in casi di aree interessate dalla presenza di specie faunistiche protette, vincoli di osservazione/monitoraggio preventivi degli habitat naturali e dei flussi faunistici migratori, particolari limitazioni in ambienti oggetto di tutela, bonifica da ordigni bellici da eseguire prima dell'apertura del cantiere, caratterizzazioni ed eventuali bonifiche dei siti, ecc.);
- rallentamenti o sospensioni del cantiere conseguenti al ritrovamento di reperti archeologici;
- smantellamenti di elettrodotti aerei preliminarmente all'avvio del cantiere dell'opera principale in modo da assicurare un saldo positivo o nullo tra assets esistenti e nuove realizzazioni;
- rallentamenti per problematiche correlate all'accesso ai fondi dovute in alcuni casi alla mancanza di accordi bonari che necessitano quindi dell'attivazione di procedure più complesse di accesso coattivo ed esproprio, in altri della non certa individuazione dei proprietari dei fondi e in altri casi ancora per la presenza di aree o fondi gravate da usi civici che comporta una specifica procedura di svincolo;
- Presenza di vincoli giudiziari su terreni o accertamenti del Genio Civile su aree interessate da dissesti idrogeologici (tipicamente frane e alluvioni);
- Presenza e/o vicinanza di aree militari;
- Presenza di vincoli su attraversamenti o interferenze con altre infrastrutture (porti, strade, ferrovie, canali navigabili, ecc...) che comportano limiti sui periodi di lavorazione;
- opposizioni territoriali da parte dei cittadini, Comuni o Associazioni.

Tabella 4 – Principali opere di sviluppo in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2013

Principali opere in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2013						
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data ottenimento autorizzazione opera	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera ⁵ (M€)
Lombardia	129-P	Stazione 220 kV Musocco	Intervento di riqualificazione ed interrimento delle linee appartenenti alla RTN nell'ambito EXPO 2015 e del Protocollo di Intesa per la razionalizzazione della Città di Milano, Bollate, Pero, Rho, Arese e Baranzate in Provincia di Milano (Il stralcio) (EL-265b)	Mag-2013	2015	16,2
Lombardia	907-C	Connessione impianto utente Duferco S. Zeno	Nuovo elettrodotto aereo a 132 kV "Flero –S.Zeno" in doppia terna per collegamento utente S.Zeno Acciai – Duferco" alla SE di Flero (EL-143)	Lug 2013	2015	3,9
Friuli-Venezia Giulia	207-P	Elettrodotto a 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Nuovo elettrodotto a 380 kV Udine Ovest - Redipuglia (EL-146)	Mar-2013	2016	63,4
Abruzzo	402-P	Elettrodotto 380 kV Foggia - Villanova	Realizzazione nuovo elettrodotto 380 kV tra le SE di Gissi e Villanova (EL-195) ⁶	Gen-2013	2015	102
Campania	514-P	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Interramento elettrodotto 150 kV Fratta-Gricignano e smantellamento della linea d.t. 150/60 Fratta-Gricignano e Aversa-Fratta (EL-257)	Mar-2013	2015	10,2
			Linee in cavo a 220 kV Acerra-Casalnuovo e Poggioreale-Secondigliano (EL-244)	Lug-2013	2018	30,6

⁵ Stime aggiornate al 31 dicembre 2013.

⁶ L'autorizzazione è stata conseguita da Abruzzo Energia ed in seguito volturata a TERNA.

Principali opere in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2013

Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data ottenimento autorizzazione opera	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera⁵ (M€)
Campania	518-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile in Campania	Sperimentazione di sistemi di accumulo diffuso direttrice 150 kV Benevento II – Volturara – Celle S. Vito (impianto di Ginestra)(EL-293)	Ago-13	2014	52
			Sperimentazione di sistemi di accumulo diffuso direttrice 150 kV Benevento II – Bisaccia (impianto di Flumeri) (EL-300)	Set-13	2014	52
Puglia	512-P	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)	Nov-13	2016/2017	22
Calabria/Basilicata	509-P	Riassetto rete nord Calabria	Realizzazione del collegamento in cavo 150 kV tra le SE di Laino (CS) e Rotonda (PZ) (EL-256)	Nov-13	2017	4,4

Tabella 5 – Altre principali opere di sviluppo in realizzazione con iter autorizzativo 239/04 conseguito negli anni precedenti al 2013

Principali opere in realizzazione con iter autorizzativo 239/04 conseguito negli anni precedenti al 2013						
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/04 ⁷ (rif.procedimento EL-n)	Data ottenimento autorizzazione opera	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera ⁸ (M€)
Piemonte	6-P	Razionalizzazione 220/132 kV Provincia di Torino	Stazione 220 kV Politecnico in blindato (EL-207)	24-mag-12	2014	7,1
			Elettrodotto in cavo interrato 220 kV Politecnico - TO Centro (EL-208)	24-mag-12	2014	3,6
			Elettrodotto interrato 220 kV Martinetto - Levanna (EL-324)	22-nov-12	2014	0,8
			Elettrodotto interrato 220 kV TO Sud – Politecnico (EL-237)	22-nov-12	2014	5,7
			Elettrodotto interrato 220 kV Pianezza - Pellerina (EL-236)	22-nov-12	2015	3,4
			El. 220 kV Pellerina - Politecnico (EL-160)	22-set-10	2014	5,9
Piemonte	3-P	Interconnessione HVDC Italia - Francia	Interconnessione in cavo HVDC denominata Piemonte-Savoia (EL-177)	07-apr-11	2019	417
Piemonte	18-P	Rete Sud Torino	El. 132 kV “Villanova – Villafranca”	09-ago-07	2014	0,5
Piemonte	32-C	CP Ivrea	Allacciamento della CP di proprietà ENEL D. all’elettrodotto 132 kV “S.Bernardo - Ivrea” (EL-181)	30-gen-12	2014	0,5
Piemonte/Lombardia	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella	Nuova linea in doppia terna a 380 kV tra le stazioni elettriche di Trino (VC) e Lacchiarella (MI) (EL-147) ed opere connesse	17-nov-10	2014	140

⁷ Sono altresì presenti interventi di sviluppo sulla rete 150 kV in Sicilia, che seguono l’iter autorizzativo secondo il Decreto Legislativo 2 agosto 2007, n.140

⁸ Stime aggiornate al 31 dicembre 2013

Principali opere in realizzazione con iter autorizzativo 239/04 conseguito negli anni precedenti al 2013						
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/04 ⁷ (rif.procedimento EL-n)	Data ottenimento autorizzazione opera	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera ⁸ (M€)
Lombardia	134-P	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-feb-12	2014	8
Lombardia	129-P	Stazione 220/132 kV Musocco	Nuova stazione 220/132 kV Musocco ed ai raccordi relativi alla rete 220 e 132 kV (EL-265 a[2])	26-set-12	2015	52
Veneto	203-P	Razionalizzazione Rete Elettrica AT nelle aree di Venezia e Padova	El. 380 kV Dolo – Camin e opere connesse (EL-105)	07-apr-11	da definire ⁹	110
			Elettrodotti in cavo 132 kV Fusina 2 – C.P. Sacca Fisola e C.P. Sacca Serenella – C.P. Cavallino (EL-106)	06-ago-09		34,6
Emilia-Romagna	336-P	Stazione di smistamento 132 kV nel Ravennate	S.E. 132 kV Ravenna Zona Industriale e raccordi in cavo interrato (EL-180)	30-gen-12	2016	3,5
Toscana	309-P	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente e riassetto rete area di Piombino	Ricostruzione linea aerea 132 kV “S.Giuseppe - Portoferraio” (EL-75)	02-dic-08	2014	13
Toscana	317-P	Rete metropolitana di Firenze	Raccordi della CP 132 kV di Faentina alla linea “Calenzano – Pontassieve der. Varlungo” (EL-220)	26-gen-12	2014	4,1

⁹ In data 10 giugno 2013 il Consiglio di Stato (Sezione Sesta), con sentenza n. 03205/2013.REG.PROV.COLL., rilevando che “non appare congruamente motivato” il parere emesso dalla Direzione Generale per il Paesaggio, l’Architettura e l’Arte Contemporanee con prot. DGPBAAC/34.19.04/7126 del 20 ottobre 2009, ha annullato il provvedimento di compatibilità ambientale n. DVA-DEC-2010-0000003 del 2 febbraio 2010 ed il successivo decreto di autorizzazione alla costruzione ed esercizio n. 239/EL-105/143/2011 del 07 aprile 2011.

Principali opere in realizzazione con iter autorizzativo 239/04 conseguito negli anni precedenti al 2013

Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/04 ⁷ (rif.procedimento EL-n)	Data ottenimento autorizzazione opera	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera ⁸ (M€)
Abruzzo	402-P	Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	SE Villanova: installazione terzo ATR 380/132 kV, due nuovi ATR 380/150 kV e riduzione dell'attuale sezione 220 kV in un unico modulo con duplice funzione di secondario ATR 380/220 kV (esistente) e montante linea per direttrice 220 kV Candia – Villanova	03-giu-09	2014	30,5
Abruzzo	401-P	Interconnessione Italia - Montenegro	Interconnessione in corrente continua HVDC Italia - Montenegro ed opere accessorie (EL-189)	28-lug-11	2017/2019	1100
Lazio	404-P	Riassetto Area Metropolitana di Roma	Elettrodotto 220 kV in cavo interrato SE Roma Nord – CP Tiburtina (EL-127)	19-dic-08	2014	11,3 ¹⁰
Campania	506-P	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 in doppia terna a 150 kV SE Avellino Nord - C.P. FMA Pratola Serra e in aereo singola terna FMA Pratola Serra - C.P. di Prata PU (EL-129)	05-ago-10	2016	52,5
Campania	516-P	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	Elettrodotto in cavo sottomarino 150 kV Nuova SE Capri - Torre Centro e Nuova SE 150 kV Capri (EL-210)	09-nov-12	2016	108

¹⁰ Include anche la parte già realizzata relativa a "CP Tiburtina – CP P. Dante".

Principali opere in realizzazione con iter autorizzativo 239/04 conseguito negli anni precedenti al 2013

Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/04 ⁷ (rif.procedimento EL-n)	Data ottenimento autorizzazione opera	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera ⁸ (M€)
Campania	504-P	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-nov-12	2014	5,5
Campania/Puglia	502-P	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevent II	Potenziamento elettrodotto 380 kV “Foggia – Benevento II” (EL-77)	21 giugno 2011	2014	64
Calabria/Basilicata	509-P	Riassetto rete Nord Calabria	Realizzazione SE 220 kV Rotonda	17-mag-10	2015	15,6
Calabria/Sicilia	501-P	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-feb-09	2015	515
			Elettrodotto a 380 kV in doppia terna Sorgente – Rizziconi: tratti aerei Sorgente – Villafranca Tirrena e Scilla – Rizziconi ed opere connesse (EL-76; EL-113)	07-lug-10	2015	126
Sicilia	603-P	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-gen-11	2016	33
Sardegna	709-P	Elettrodotto 150 kV Cagliari Sud - Rumianca	Elettrodotto 150 kV in cavo interrato Cagliari Sud – Rumianca ed opere connesse (EL-114)	26-mag-10	2015	19,4

Tabella 6 – 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

Regione	Codice Intervento	Intervento autorizzato ai sensi del D. Lgs. 387/2003 ¹¹
Toscana	806-C	Nuova SE 132 kV Lajatico da inserire in entra - esce alla linea a 132 kV Terricciola – Saline
Toscana	804-C	Nuova SE 132 kV Carpinaccio da inserire in entra - esce alla linea a 132 kV Querceto – Barberino der. Firenzuola
Lazio	726-C	Nuova SE 380/150 kV Tuscania da inserire in entra - esce alla linea 380 kV Montalto - Villavalle
Lazio	722-C	Nuova SE 150 kV Osteria Nuova in entra – esce alla linea Cesano - Crocicchie
Lazio	719-C	Nuova SE 150 kV Canino da inserire in entra – esce alla linea a 150 kV Montalto-Canino der. Viagg. Montalto
Lazio	725-C	Nuova SE 150 kV Lanuvio da inserire in entra - esce alla linea 150 kV Santa Palomba – Velletri e a cui collegare l'attuale derivazione rigida Albano All.
Molise	727-C	Nuova SE 150 kV Acquavive Collecroce da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV Roccapivara – Larino
Puglia	1121-C	Ampliamento SE 380/150 kV Foggia
Puglia	1148-C	Nuova SE 150 kV Innanzi da inserire in entra – esce alla linea 150 kV Foggia - Manfredonia
Puglia	1130-C	Ampliamento SE 380/150 kV Galatina
Puglia	1116-C	Nuova SE 150 kV Camerelle da collegare con doppio collegamento in cavo 150 kV alla sez. 150 kV della SE Deliceto
Puglia	1126-C	Nuova SE 150 kV Valle da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV Ciro Marina – Cariati
Puglia	1133-C	Realizzazione nuova linea 150 kV Goletto – Castelnuovo
Puglia	1117-C	Nuova SE 380/150 kV Manfredonia da inserire in entra - esce alla linea 380 kV Foggia - Andria
Campania	1125-C	Nuova Stazione 220/150 kV Montesano nella Marcellana da inserire in entra - esce alla linea 220 kV Rotonda – Tusciano
Basilicata	1140-C	Nuova SE 150 kV Viggiano da inserire in entra – esce alla linea 150 kV Viggiano – Montemurro
Basilicata	1104-C	Nuova SE 380/150 kV Genzano da inserire in entra - esce alla linea 380 kV Matera–Bisaccia e opere RTN connesse a 150 kV
Calabria	510-P	Nuova SE 380/150 kV Belcastro da inserire in entra - esce alla linea 380 kV Scandale – Rizziconi

¹¹ 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".

Regione	Codice Intervento	Intervento autorizzato ai sensi del D. Lgs. 387/2003 ¹¹
Calabria	1126-C	Nuova SE 150 kV Cirò da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV Cirò Marina – Cariati
Calabria	1127-C	Nuova SE 150 kV Cittanova da inserire in entra – esce alla linea 150 kV Locri – Taurianova
Calabria	1142-C	Nuova SE 150 kV Chiaravalle da inserire in entra – esce alla linea 150 kV Soverato – Serra S. Bruno; Potenziamento elettrodotto 150 kV Chiaravalle – Soverato
Calabria	1123-C	Nuova SE 150 kV S.Sostene da inserire in entra – esce alla linea 150 kV Soverato – Badolato
Sicilia	509-C	Nuova SE 150 kV Carlentini da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV Sortino – Vizzini
Sicilia	526-C	Nuova SE 150 kV Racalmuto da inserire in entra - esce alla linea 150 kV Canicattì – Racalmuto

3.3 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 riportate rispettivamente le principali opere di sviluppo per le quali è stato avviato l'iter autorizzativo alla costruzione e all'esercizio nel corso dell'anno 2013 (Tabella 7) e quelle il cui iter autorizzativo è stato avviato negli anni precedenti al 2013 (Tabella 8).

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 l'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 dei costi di investimento (CAPEX), si tratta della migliore previsione effettuata al momento dell'avvio della domanda autorizzativa alle Autorità competenti, che pertanto potrebbe variare in funzione dell'esito dell'iter stesso e fino all'entrata in esercizio dell'opera.

Tabella 7 – Principali opere di sviluppo con iter autorizzativo avviato nel corso del 2013 ai sensi della L.239/04

Principali opere con iter autorizzativo avviato nel corso del 2013					
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹²
Valle d'Aosta	5-P	Razionalizzazione Valle d'Aosta	Raccordi a 132 kV della linea Signayes – Villeneuve alla nuova CP Aosta Ovest (EL-318)	21-nov-13	0,9
Piemonte	14-P	Elettrodotto 132 kV "Magliano Alpi – Fossano" e scrocio di Murazzo	Elettrodotto 132 kV "Magliano Alpi – Fossano"	05-dic-13	7,1
Lombardia	104-P	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia	Ampliamento della stazione elettrica 380/132kV di Chiari nel Comune di Chiari in Provincia di Brescia (EL-311)	27-giu-13	3,7
			Riqualificazione a 380 kV dell'elettrodotto aereo "Cassano – Ric.Ovest Brescia" nella tratta compresa tra le città di Cassano d'Adda e Chiari ed opere connesse	9-dic-13	38,9
Veneto	224-P	Potenziamento della rete AT a nord di Schio	Potenziamento a 132 kV dell'elettrodotto Schio-Arsiero (EL-317)	12-nov-13	7,5
Veneto	237-P	Stazione 220 kV Schio	SE 220/132 kV Malo e relativi raccordi	23-dic-13	13,7
Toscana	306-P	Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca	Nuova SE di Lucca Ovest 380/132 kV e relativi raccordi della linea 380 kV "La Spezia – Acciaiole" e delle linee 132 kV "Viareggio – Filettole" e "Filettole – Lucca Ronco"	18-nov-13	23
Toscana	311-P	Elettrodotto 132 kV "Grosseto FS – Orbetello FS"	Raccordi a 132 kV della linea Piancastagnaio 2 - Acquapendente der. Piancastagnaio alla Centrale Piancastagnaio 3 (EL-320)	18-nov-13	0,3

¹² Stima riferita alla redazione del progetto al momento dell'avvio della domanda autorizzativa.

Principali opere con iter autorizzativo avviato nel corso del 2013

Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera¹²
Toscana/Emilia-Romagna	302-P	Elettrodotto 380 kV Calenzano – S. Benedetto del Querceto – Colunga	SE Vaiano 380/132 kV e raccordi alla linea 380 kV Bargi –Calenzano	18-dic-13	31,9
Molise	414-P	Stazione 380 kV Rotello	Elettrodotto aereo a 150 kV in semplice terna “SE Rotello – Rotello smistamento”	4-dic-13	0,8
Lazio	416-P	Stazione 380 kV Tuscania	Raccordo aereo a 150 kV in doppia terna della linea 150 kV Canino - Arlena alla SE Tuscania (EL-310)	04-giu-13	2,9
Sicilia	501-P	Elettrodotto 380 kV "Sorgente - Rizziconi"	SE Villafranca – CP Villafranca	26-nov-13	1,3
Sardegna	707-P	Elettrodotto 150 kV S. Teresa – Buddusò	Elettrodotto 150 kV “Santa Teresa – Tempio – Buddusò” e nuove stazioni 150 kV di Tempio e Buddusò e relativi raccordi	18-nov-13	34,5

Tabella 8 – Principali opere di sviluppo con iter autorizzativo avviato prima del 2013 ai sensi della L.239/04

Principali opere con iter autorizzativo avviato prima del 2013					
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹³
Piemonte	1006-C	Stazione 132 kV Leseugno (connessione utente Riva Acciai)	Stazione 132 kV Leseugno e raccordi 132 kV ed opere connesse (EL-264)	20-set-11	7,7
Piemonte/Lombardia	1-I	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-ott-12	875 ¹⁴
Piemonte/Lombardia	4-P	Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella	Variante 220 kV "Ponte-Verampio" (Razionalizzazione rete AT Val Formazza) (EL-275) ¹⁵	07-set-11	93,9
Lombardia	115-P	Riassetto rete 220 kV città di Milano	Elettrodotto in cavo 220 kV Ric. Sud - Porta Venezia (EL-259)	02-set-11	8,5
			Elettrodotti in cavo 220 KV- Ricevitrice Ovest - Ricevitrice Sud; Gadio-Ricv.Ovest; Gadio-Ricv.Nord e P. Venezia-P. Volta (EL-276)	12-dic-11	27,5
Lombardia	109-P	Elettrodotto 132 kV Bergamo – Bas	Nuovo collegamento in cavo 132 kV Malpensata – Bergamo BAS (EL-255)	18-lug-11	3,6
Lombardia	114-P	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-mar-11	58,6
Lombardia	116-P	Razionalizzazione Valle Sabbia	Nuova stazione 220/132 kV di Agnosine ed opere connesse (EL-274)	29-dic-11	24,7
Lombardia	113-P	Razionalizzazione provincia di Lodi	Razionalizzazione della rete AT in Prov. di Lodi (EL-282)	22-dic-11	20,5

¹³ Stima riferita alla redazione del progetto al momento dell'avvio della domanda autorizzativa.

¹⁴ Costi lato Italia a carico di finanziatori privati ai sensi della L. 99/09 e ss. mm.

¹⁵ L'opera risulta funzionale anche alla realizzazione all'interconnector Italia - Svizzera ai sensi della legge 99/2009

Principali opere con iter autorizzativo avviato prima del 2013					
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹³
Veneto	200-I	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 (EL-308)	13-set-12	358 ¹⁴
Veneto	203-P	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-mag-12	6,7
			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-feb-08	10,7
Veneto	219-P	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-lug-12	9,5
Veneto	216-P	Razionalizzazione rete media valle del Piave	Stazione 220 kV Polpet (Razionalizzazione e sviluppo della RTN nella Media valle del Piave – EL-251)	26-ago-11	37,9
			Elettrodotto 132 kV Desedan – Forno di Zoldo (Razionalizzazione e sviluppo della RTN nella Media valle del Piave – EL-251)	26-ago-11	4
			Riassetto rete alto Bellunese (Razionalizzazione e sviluppo della RTN nella Media valle del Piave – EL-251)	26-ago-11	17,4
Veneto	206-P	Stazione 380 kV Volpago	Nuova stazione 380/220/132 kV di Volpago in entra - esce all'elettrodotto 380 kV Sandrigo – Cordignano, raccordi 380, 220 e 132 kV ed opere connesse (EL-134)	22-lug-08	17,1
Veneto	227-P	Stazione 380 kV in provincia di Treviso (Vedelago)	Nuova stazione 380/132 kV di Vedelago in provincia di Treviso, raccordi 380, 132 kV ed opere connesse	22-lug-08	33,2
Trentino-Alto Adige	220-P	Razionalizzazione rete AT nell'area di S. Massenza	Connessione S. Massenza SC mediante due raccordi in cavo alle linee 132 kV S.Massenza - Cimego e Nave - Drò c.d. Italcementi Sarche	19-dic-08	1,6
Emilia-Romagna	323-P	Rete AT area di Modena	Nuovo collegamento 132 kV Modena N. - Modena E. - Modena Crocetta (EL-250)	20-set-11	7,2
Emilia-Romagna	320-P	Razionalizzazione rete 132 kV area di Reggio-Emilia	Razionalizzazione rete 132 kV Reggio Emilia (EL-278)	22-dic-11	19,8

Principali opere con iter autorizzativo avviato prima del 2013					
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹³
Emilia-Romagna	307-P	Elettrodotto 220 kV Colunga-Este	Riassetto rete 132 kV tra Colunga e Ferrara (EL-240)	29-dic-10	7,8
Emilia-Romagna/Toscana	302-P	Elettrodotto 380 kV Calenzano - S.Benedetto del Querceto - Colunga	Ricostruzione in classe 380 kV degli elettrodotti 220 kV Casellina - San Benedetto del Querceto e San Benedetto del Querceto - Colunga nel tratto tra le stazioni di Colunga e Calenzano (EL-173)	09-set-09	70
Toscana	314-P	Rete Avenza/Lucca e raccordi di Strettoia	Elettrodotto 132 kV Avenza - Massa Z.I. (EL-253)	27-mag-11	4,5
Toscana	309-P	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente	Cavo marino 132 kV Portoferraio – Colmata (EL-219)	05-lug-10	40
Toscana	305-P	Razionalizzazione di Arezzo	Nuova SE 380/220/132 kV di Monte S. Savino e relativi raccordi alla rete AAT e AT (EL-201)	23-mar-10	31,4
Marche	403-P	Rete AAT/AT medio Adriatico	Nuova SE 132 kV Caldarola e raccordi 132 kV all'elettrodotto Valcimarra-Abbadia1 (EL-284)	30-mag-12	5,8
Umbria	421-P	Razionalizzazione rete AT in Umbria	Nuovo elettrodotto RTN 150 kV Cappuccini-Camerino e connessa variante all'elettrodotto Cappuccini-Preci tra il sostegno n.83 ed il portale della SE di Cappuccini (EL-306)	27-nov-12	4,8
Molise	405-P	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-nov-11	4
Lazio	404-P	Riassetto area metropolitana di Roma	Nuovo elettrodotto 150 kV Roma Nord - Monterotondo (EL-231)	16-mar-11	5,5
			Interramento elettrodotti in cavo 150 kV Roma Sud - Laurentina 1 e Roma Sud - Laurentina 2 cd Vitinia/Valleranello (EL-266)	18-nov-11	5,5
			Realizzazione SE 380 kV di Roma Sud-Ovest (EL-223)	27-lug-10	42,7
			Realizzazione SE 380 kV di Flaminia ed elettrodotto 380 kV Roma Nord - Flaminia - Roma Ovest (EL-230)	11-nov-10	85
Lazio	733-C	SE 220 kV Castel di Decima	Stazione Elettrica 220 kV Castel di Decima e relativi raccordi (EL-296)	30-ago-12	4

Principali opere con iter autorizzativo avviato prima del 2013					
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹³
Lazio	409-P	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-lug-12	4,4
Lazio	408-P	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-feb-12	4,9
Campania	504-P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Interconnessione 150 kV CP Castellammare - CP Sorrento - Nuova SE Capri (EL-269)	23-set-11	52,9
			Stazione Elettrica 220/150 di Scafati e raccordi aerei in semplice terna (EL-280)	23-dic-11	18,5
			Interconnessione a 150 kV Sorrento - Vico Equense - Agerola - Lettere (EL-307)	13-dic-12	17
Campania	506-P	Elettrodotto 380 kV Montecorvino - Avellino Nord Benevento II	Realizzazione elettrodotto 380 kV Avellino Nord - Montecorvino (EL-209)	26-apr-10	104,8
Campania	518-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Campania	Potenziamento elettrodotto 150 kV Campagna-Montecorvino -2^ fase (EL-263)	15-set-11	9,1
			Potenziamento elettrodotto AT 150 kV singola terna Buccino - Contursi (EL-174/2009)	16-set-09	1,7
			Sperimentazione accumuli direttrice 150 kV direttrice 150 kV Benevento II - Bisaccia (impianto di Scampitella) (EL-299)	27-nov-12	48
Campania	514-P	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-mag-12	27,1
			Elettrodotti 220 kV in cavo interrato CP Napoli Direzionale - CP Castelluccia e CP Direzionale - SE Napoli Levante (EL-197)	15-mag-10	10,5
Campania/Puglia	502-P	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-set-12	23,2

Principali opere con iter autorizzativo avviato prima del 2013					
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹³
Campania/Puglia	505-P	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-nov-11	17,1
			Raccordi in doppia terna della SE di Deliceto alla linea esistente a 150 kV Accadia - Vallesaccarda (EL-268)	02-dic-11	3,8
			Nuovo elettrodotto a 150 kV doppia terna SE Troia - SE Roseto (EL-233)	22-mar-11	4,7
			Nuovo elettrodotto a 150 kV doppia terna SE Troia - SE Celle San Vito/Faeto (EL-224)	03-ago-10	3,5
			Elettrodotto aereo 150 kV doppia terna SE Troia - CP Troia - SE Troia /EOS1 ed opere connesse (EL-291)	09-ott-12	3,9
Puglia	512-P	Stazione 380/150 kV di Palo del Colle	Elettrodotto 150 kV Corato - Bari Ind. 2 e realizzazione SE 150 kV Bari Termica in blindato (EL-151)	22-apr-09	6,1
Basilicata	523-P	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-lug-11	12,2
Basilicata	520-P	Interventi sulla rete AT per raccolta di produzione rinnovabile in Basilicata	Rifacimento elettrodotti 150 kV Matera-Grottole, Grottole-Salandra cd Salandra FS e Salandra -San Mauro Forte (EL-163/2009)	24-apr-09	5,9
			Potenziamento elettrodotto 150 kV Acquaviva delle Fonti – Matera (EL-218)	13-lug-10	2,8
Calabria	509-P	Riassetto rete Nord Calabria	Razionalizzazione rete AT nel comune di Castrovillari (EL-260)	29-lug-11	4
			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-gen-08	18,6
			Nuovo elettrodotto a 380 kV tra la linea esistente Laino - Rossano 1 e l'esistente Stazione Elettrica di Altomonte (EL-190)	03-dic-09	3,8

Principali opere con iter autorizzativo avviato prima del 2013					
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04 (rif.procedimento EL-n)	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹³
Calabria	521-P	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Calabria	Elettrodotto 150 kV Calusia – Mesoraca (EL-232)	25-mar-11	2,6
			Potenziamento elettrodotto 150 kV Catanzaro – Mesoraca (EL-049)	06-dic-11	4
			Potenziamento elettrodotto 150 kV Catanzaro – Calusia (EL-273)	06-dic-11	4,2
Sicilia	616-P	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 (EL-316)	11-dic-12	27,1
Sicilia	602-P	Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi - Ciminna	Realizzazione nuovo collegamento 380 kV tra le SE di Chiaramonte Gulfi e Ciminna (EL-279)	30-dic-11	163,3
Sicilia	608-P	Riassetto area metropolitana di Palermo	Raccordi SE Casuzze in e-e all'elettrodotto 150 kV Ciminna – Mulini	28-dic-11	10,7
			Elettrodotto 150 kV Tommaso Natale – Pallavicino	30-dic-11	4,7
Sicilia	603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo	Realizzazione nuovo elettrodotto 380 kV tra la SE di Paternò e la nuova SE a 380 kV di Priolo (EL-227)	28-ott-10	75
			Elettrodotto 150 kV Augusta – Augusta 2	06-ott-11	6,3
Sardegna	715-P	Stazione a 150 kV di Selegas	Nuova stazione di smistamento in corrispondenza dell'incrocio delle direttrici "Goni – S-Miali" e "Villasor - Nurri"	10-set-12	4,3
Sardegna	716-P	Stazione a 150 kV di Nuraminis	Nuova stazione di smistamento in entra-esce alla linea a 150 kV Villasor – Nurri (EL-298)	11-set-12	3,4
Sardegna	707-P	Elettrodotto 150 kV S.Teresa - Buddusò	Stazione Elettrica 150 kV Santa Teresa ed opere connesse (EL-297)	24-set-12	3,3
Sardegna	711-P	Riassetto rete 150 kV area Cagliari	Elettrodotto 150 kV in cavo interrato S. Gilla – Portocanale (EL-302)	24-set-12	3,5
			Elettrodotto a 150 kV in cavo interrato tra la CP di Quartu e la CP di Quartaciu (EL-304)	12-set-12	4,7

3.4 Opere di sviluppo in concertazione

In Tabella 9 sono riportate le principali opere in fase di concertazione.

Tabella 9 – Principali interventi di sviluppo in concertazione

Principali interventi in fase di concertazione			
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Descrizione opera in concertazione
Lombardia	126-P	Stazione 380 kV Magenta	Realizzazione nuova sezione 380 kV nella SE 220 kV di Magenta
Campania	506-P	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
Sicilia	604-P 619-P	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	607-P	Elettrodotto 220 kV Partinico – Fulgatore	Nuovo collegamento a 220 kV in classe 380 kV tra le stazioni di Partinico e Fulgatore
Sicilia	612-P	Interventi nell'area a nord di Catania	Realizzazione nuova SE 220/150 kV nell'area a nord di Catania
Sardegna	708-P	Nuovo elettrodotto 150 kV Selargius – Goni	Realizzazione nuovo elettrodotto a 150 kV tra la SE RTN di Selargius e la nuova SE 150 kV RTN di Goni

3.5 Opere di sviluppo in valutazione

Nel presente paragrafo sono elencate le principali opere di sviluppo già previste/approvate in piani precedenti che Terna ha ritenuto di porre in valutazione da questa edizione del PdS. Tale decisione s'inserisce nell'attuale quadro macroeconomico caratterizzato dal protrarsi della crisi economica e finanziaria, che impone di razionalizzare le risorse di cui il Paese dispone, al fine di dotare già nel breve e medio periodo la rete e il sistema delle infrastrutture indispensabili per un funzionamento sicuro ma soprattutto efficiente che favorisca la ripresa.

A tal riguardo, tenuto anche conto delle esigenze manifestate dal Regolatore in ordine ad una sempre maggiore selettività degli investimenti sulla RTN a beneficio degli utenti del sistema elettrico, nella presente edizione del Piano di Sviluppo Terna ha posto la massima attenzione alla razionalizzazione degli interventi di sviluppo, selezionando tra questi i progetti prioritari e quelli in valutazione.

La selezione delle opere in valutazione è stata effettuata sulla base dei seguenti elementi:

- **Incertezza relativa alla fattibilità delle opere nell'orizzonte di piano:** evidenza di un elevato grado di incertezza delle fasi di condivisione preventiva con gli Enti Locali della migliore soluzione localizzativa, dei tempi di rilascio delle necessarie autorizzazioni da parte delle Amministrazioni preposte e di tutte le attività che precedono l'avvio della realizzazione dell'opera; tali incertezze sono incompatibili la definizione delle condizioni di reale fattibilità nell'orizzonte temporale di Piano;
- **Variazione degli scenari:** mutamento delle previsioni di generazione, domanda e scambi con l'estero nell'orizzonte di Piano, che comporta la necessità di riesaminare le criticità/esigenze di sviluppo precedentemente individuate;
- **Incertezza delle condizioni al contorno:** alto grado di incertezza delle principali variabili prese a riferimento al momento della pianificazione dell'opera (modifica esigenze connessione, dismissione centrali esistenti, modifica condizioni contrattuali di dispacciamento unità produttive, chiusura utenze industriali, ecc.);
- **Nuove soluzioni tecnologiche:** opportunità offerte dallo sviluppo delle tecnologie, che in alcuni casi consentono di potenziare la

rete esistente, massimizzandone l'efficienza.

Per le opere in valutazione non si prevede al momento l'avvio delle attività nell'orizzonte di piano, fatta salva l'eventualità di una futura modifica delle esigenze/condizioni al contorno che consenta di superare le attuali incertezze riprogrammando le opere in argomento nei prossimi Piani di Sviluppo.

Alla luce di quanto sopra, nel paragrafo 4.5 non sono più esposti i risultati delle analisi costi-benefici degli interventi di sviluppo in valutazione, la cui realizzazione non è al momento prevista nell'orizzonte di Piano.

Nella Tabella 10 è riportato l'elenco delle opere in valutazione: per le informazioni di dettaglio si rimanda al documento "Stato di avanzamento dei Piani precedenti".

Tabella 10 - Interventi di sviluppo in valutazione

Interventi di sviluppo in valutazione			
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Descrizione opera in valutazione
Piemonte	11-S	Razionalizzazione rete tra Val D'Aosta e Piemonte	Riassetto rete 132 kV nell'area compresa tra le C.li di Pont Saint Martin e Quincinetto e la stazione di Montestrutto
Piemonte	23-S	Elettrodotto 380 kV Casanova - Asti - Vignole	Riclassamento a 380 kV dell'attuale elettrodotto a 220 kV "Casanova – Vignole" e collegamento in entrata nuova stazione di trasformazione 380/132 kV nell'area di Asti
Piemonte	110-S	Stazione 220 kV Novara Sud	Le attività prevedono la ricostruzione in doppia sbarra della sezione 220 kV della stazione di Novara Sud
Piemonte	20-S	Stazione 380 kV Castelnuovo	Le attività prevedono l'installazione di una nuova macchina 380/132 kV e la realizzazione di un nuovo sistema 132 kV in doppia sbarra per consentire l'esercizio a sbarre separate presso la SE 380/132 kV di Castelnuovo
Piemonte	13-S	Linea 132 kV "Borgomanero Nord – Bornate"	Le attività prevedono il potenziamento della linea Borgomanero Nord – Bornate
Liguria	9-S	Stazione 380 kV S. Colombano	Ricostruzione in doppia sbarra 380 kV dell'attuale sezione 220 kV della stazione di S. Colombano (GE), predisponendola per la connessione alla vicina linea 380 kV Vignole – La Spezia. Realizzazione raccordi a 380 kV in luogo degli attuali a 220 kV in doppia terna

Interventi di sviluppo in valutazione			
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Descrizione opera in valutazione
Liguria	15-S	Elettrodotto 132 kV "Imperia – S. Remo"	Le attività riguardano la rimozione delle limitazioni sull'esistente porzione di rete a 132 kV tra Imperia e S. Remo. In aggiunta al potenziamento della capacità di trasporto dell'attuale linea in singola terna 132 kV "Imperia – IC Arma di Taggia – Arma di Taggia – S. Remo", sarà verificata la fattibilità di un raddoppio dell'attuale collegamento a 132 kV
Lombardia	112-S	Razionalizzazione Media Valtellina (Fase B)	Realizzazione dei seguenti impianti a livello 380 kV: - nuove stazioni di trasformazione 380 kV di Grosio/Grosotto, Venina e Tirano; - raccordi a 380 kV tra SE di Tirano e d.t. "S. Fiorano – Robbia"; - raccordi a 380 kV tra SE di Grosio/Grosotto e una delle linee della d.t. "S. Fiorano – Robbia"; - nuova direttrice a 380 kV "Tirano – Venina – Verderio". Una volta realizzati i sopra descritti interventi sul livello 380 kV, verranno eseguite le attività correlate sui livelli di tensione inferiori
Lombardia	107-S	Elettrodotto 132 kV "Solaro – Arese"	Rimozione limitazioni sull'elettrodotto "Solaro – Arese" e contestuale verifica sulla possibilità di superare l'attuale configurazione in derivazione rigida su Ospiate
Lombardia	131-S	Nuova stazione 132 kV Salò	Nuova stazione di smistamento 132 kV in posizione baricentrica rispetto alle principali utenze dell'area nell'area Est della provincia di Brescia, a cui raccordare la rete esistente, con la contestuale rimozione delle derivazioni rigide di Toscolano e Salò
Lombardia	133-S	Nuova stazione 132 kV Ternate	Nuova stazione 132 kV di smistamento in luogo delle attuali derivazioni rigide di Holcim e Whirpool

Interventi di sviluppo in valutazione			
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Descrizione opera in valutazione
Lombardia/Piemonte	110-S	Elettrodotto 132 kV "Novara Sud – Magenta"	Rimozione limitazioni direttrice a 132 kV "Novara Sud – Sarpom (NO) – Reno dei Medici (MI) – Edison Boffalora (MI) – Magenta (MI)"
Lombardia	119-S	Linea 132 kV "Cella Dati-Piadena"	Nuovo collegamento tra Cella Dati e Piadena
Lombardia	130-S	Stazione 220 kV Sud Milano	Nuova stazione 132 kV di trasformazione 220/132 kV collegata in entra – esce ad una delle due terne dell'elettrodotto a 220 kV Cassano – Ricevitrice Sud, raccordata opportunamente alla limitrofa rete 132 kV
Lombardia/Emilia Romagna	105-S	Elettrodotto 380 kV tra Pavia e Piacenza	Realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV tra la rete AAT della provincia di Pavia e la rete a 380 kV afferente il nodo di La Casella (PC)
Lombardia/Emilia Romagna	122-S	Riassetto rete tra Lodi e Piacenza	Potenziamento delle due direttrici 132 kV che collegano l'impianto di S.Rocco con i nodi di Piacenza Ovest e Piacenza Est
Trentino Alto Adige	222-S	Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	Realizzazione di un collegamento a 220 kV fra gli impianti di Castelbello e Naturno
Veneto	228-S	Stazione 380 kV Vicenza Industriale	Realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV nell'area industriale di Vicenza, da inserire in entra – esce all'elettrodotto 380 kV Sandrigo – Dugale. La nuova stazione sarà raccordata alla rete a 132 kV presente nella zona
Friuli Venezia Giulia	213-S	Razionalizzazione rete AAT/AT Pordenone	Realizzazione di una nuova sezione 380 kV presso l'esistente impianto 220/132 kV di Pordenone da inserire in entra – esce alla linea 380 kV Udine Ovest – Cordignano, mediante due brevi raccordi
Veneto	206-S	Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	Realizzazione di un collegamento a 380 kV tra le direttrici RTN "Sandrigo – Cordignano" e "Venezia Nord – Salgareda"

Interventi di sviluppo in valutazione			
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Descrizione opera in valutazione
Veneto	232-S	Stazione 220 kV Stazione I	Incremento della capacità di trasformazione 220/132 kV nella stazione 220 kV "Stazione I". Contestuale riassetto per superare l'attuale schema di connessione a tre estremi "Villabona – Stazione I – der.Azotati" mediante realizzazione collegamento in entra – esce della linea sulla sezione 132 kV della stazione 220 kV Stazione I
Veneto	214-S	Nuova stazione 220/132 kV a Nord Ovest di Padova	Nuova stazione di trasformazione 220/132 kV, collegata in entra – esce all'elettrodotto 220 kV "Dugale – Marghera Stazione 1" e raccordata alla locale rete AT
Emilia Romagna/Lombardia	304-S	Elettrodotto a 380 kV tra Mantova e Modena	Realizzazione di un nuovo collegamento a 380 kV tra il polo produttivo della provincia di Mantova e i centri di carico del modenese.
Emilia Romagna	326-S	Stazione 380 kV a Nord di Bologna	Realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV a Nord di Bologna e opere correlate
Lazio	406-S	Smistamento 150 kV Mazzocchio	Nuova stazione di smistamento 150 kV
Emilia Romagna	325-S	Rete AT provincia di Piacenza	Incremento della capacità di trasporto fra l'impianto 132 kV di Siet e il nodo 132 kV di Borgonovo sfruttando gli asset esistenti
Emilia Romagna	321-S	Rete area Forlì/Cesena	Realizzazione di una direttrice 132 kV di trasporto fra gli impianti di Forlì VO e Gambettola e di una seconda via di alimentazione dalla stazione 400/132 kV S. Martino XX verso la direttrice 132 kV che da Rimini Nord si collega alla SE 400 kV di Forlì
Emilia Romagna	328-S	ATR 380/132 kV Stazione Forlì	Installazione di un nuovo ATR 380/132 kV presso l'impianto 380 kV di Forlì

Interventi di sviluppo in valutazione			
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Descrizione opera in valutazione
Sardegna/Toscana/Corsica	301-S	Progetto SA.CO.I 3	Potenziamento della capacità di trasporto dell'intero collegamento HVDC tri-terminale tra Sardegna (Codrongianos), Corsica (Lucciana) e Toscana (Suvereto) comprendente lo sviluppo delle stazioni di conversione HVDC di Codrongianos e Suvereto
Lazio/Umbria	407-S	Direttrice 150 kV Villavalle - Leonessa	Richiusura della CP di Leonessa sulla SE di Villavalle, sfruttando asset esistente (ex linea 220 kV Villavalle – Provvidenza all.)
Abruzzo/Lazio	411-S	Riassetto rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Abruzzo e Lazio	Nuova stazione di smistamento 150 kV Castelmadama e ricostruzione degli elettrodotti 150 kV Torrione - Pettino, Pettino – Bazzano, Morino – Guarcino e Guarcino – Canterno
Marche/Abruzzo	168-S	Elettrodotto 380 kV "Fano – Teramo"	Realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV tra la stazione di Fano e la stazione di Teramo, al quale verrà raccordata in entra – esce una futura stazione 380/132 kV in provincia di Macerata. Collegamento di tre stazioni di trasformazione e riassetto della rete 132 kV dell' area
Lazio	404-S	Razionalizzazione rete AAT/AT di Roma	Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell'area Sud Ovest della città di Roma e di una nuova sezione a 380 kV nell'attuale stazione elettrica a 220 kV di Flaminia da collegare in entra – esce alla nuova direttrice a 380 kV tra le stazioni elettriche di Roma Nord e Roma Ovest. Nuova stazione elettrica 380/150 kV nell'area Sud Ovest della città di Roma da collegare in entra – esce alle attuali linee a 380 kV "Aurelia – Roma Sud" e "Roma Ovest – Roma Sud", realizzando i necessari raccordi. Interventi di riassetto della rete AT in prossimità della nuova stazione elettrica
Lazio	418-S	Dorsale tirrenica 150 kV nel basso Lazio	Ricostruzione in doppia terna dell'attuale direttrice 150 kV Ceprano – Ceprano CP – RFI Ceprano – RFI Fondi

Interventi di sviluppo in valutazione			
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Descrizione opera in valutazione
Lazio	408-S	Stazione 150 kV nell'area di Cassino	Realizzazione di una SE 150 kV nelle vicinanze dell'attuale impianto di Sud Europa Tissue
Campania/Basilicata	503-S	Elettrodotto 380 kV "Aliano – Tito – Montecorvino"	Realizzazione di una nuova stazione di trasformazione 380/150 kV nell'area di Potenza, da raccordare opportunamente ad un nuovo collegamento a 380 kV tra la stazione di Aliano e la stazione di Montecorvino.
Puglia	512-S	Raccordi stazione 380/150 kV di Palo del Colle	Realizzazione degli ulteriori raccordi in entra – esce alla linea a 380 kV "Brindisi Sud – Andria" della SE 380 kV Palo del Colle
Sicilia	605-S	Elettrodotto 380 kV Partanna – Ciminna	Realizzazione di due nuovi collegamenti a 380 kV tra le stazioni elettriche di Partanna e di Ciminna e opere correlate
Sicilia	617-S	SE 220 kV di Agrigento	Realizzazione di una nuova stazione elettrica 220/150 kV nell'area ad ovest di Agrigento, collegata in entra – esce ad una delle due terne della linea 220 kV in d.t. "Partanna – Favara" alla rete AT
Sicilia	618-S	Stazione 220 kV Noto	Realizzazione di una nuova stazione elettrica 220/150 kV nell'area ad ovest di Ragusa in classe 380 kV, esercita a 220 kV. La nuova SE sarà collegata in entra – esce ad una delle due terne della linea 220 kV in d.t. Melilli – Ragusa. Alla nuova stazione di trasformazione sarà raccordato in entra – esce l'elettrodotto a 150 kV Rosolini – Pachino
Sicilia	611-S	Ulteriori interventi sulla rete AT nell'area di Catania	Ricostruzione della linea 150 kV Villa Bellini – Catania N. e della direttrice a 150 kV Misterbianco – Villa Bellini – Catania Centro
Sicilia	612-S	Ulteriori interventi nell'area a nord di Catania	Realizzazione di un collegamento a 150 kV, in parte già costruito, fra la CP di Roccalumera (ME) e il punto in derivazione rigida per la CP di S. Venerina (CT) della linea a 150 kV S. Venerina – S. Venerina all.. Con la nuova linea si eliminerà la derivazione stessa e si realizzerà la linea Roccalumera – S. Venerina. Infine si prevede la realizzazione di una nuova stazione di smistamento 150 kV a cui collegare la suddetta direttrice 150 kV potenziata e la futura linea Roccalumera – S. Venerina

Interventi di sviluppo in valutazione			
Regione	Codice Intervento	Intervento Piano di Sviluppo	Descrizione opera in valutazione
Sardegna	712-S	Riassetto rete AT Carbonia - Iglesias	Realizzazione di una nuova stazione di smistamento 150 kV sulla direttrice 150 kV che collega l'impianto di Serbariu alla sezione AT della stazione di Sulcis, in prossimità dell'esistente impianto di utenza Nuraxi Figus
Sardegna	714-S	Stazione 220 kV Sulcis (CI)	Installazione batteria di condensatori presso la stazione 220 kV di Sulcis

4 Analisi costi e benefici

4.1 Metodologia per l'elaborazione delle analisi costi/benefici

La metodologia utilizzata per l'analisi degli interventi di sviluppo previsti sulla rete di trasmissione nazionale (RTN) è basata sul confronto dei costi e dei benefici degli interventi stessi, che sono valutati dal punto di vista degli obiettivi di miglioramento del sistema elettrico.

I costi ed i benefici valutati sono pertanto da intendersi come costi e benefici per il sistema, rispetto al quale sono quindi sviluppate le relative analisi costo/opportunità.

Le voci di costo considerate nelle ACB e descritte nel paragrafo 4.3 sono:

- I costi capitale (CAPEX) di realizzazione delle opere
- I costi per eventuali demolizioni
- Gli oneri di esercizio e manutenzione (OPEX)

I benefici considerati e valorizzati come descritto nel paragrafo 4.4 sono:

- BT1: aumento degli scambi con l'estero
- BT2: riduzione delle perdite di rete
- BT3: riduzione energia non fornita
- BT4: riduzione di congestioni su sezioni critiche e poli limitati
- BT5: riduzione dei vincoli che limitano la produzione da fonti rinnovabili
- BT6: investimenti evitati
- BT7: riduzione dei costi per servizi di rete
- BT8: riduzione dell'emissioni di CO2

Per il confronto tra i costi e i benefici viene utilizzato l'indicatore di prestazione *Indice di Profittabilità*. Come meglio descritto nel paragrafo 4.5 dei risultati dell'analisi, l'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 per il sistema. L'indice di profittabilità è il rapporto tra i benefici attualizzati e i costi attualizzati dell'investimento.

4.2 Scenari di riferimento e modelli di simulazione

La valutazione dei benefici degli interventi è effettuata in esito ad apposite simulazioni del

funzionamento del sistema elettrico negli orizzonti previsionali.

I modelli alla base di tali simulazioni sono ottenuti partendo dagli scenari di riferimento (generazione, domanda, scambi con l'estero) di medio e di lungo periodo descritti nel Piano di Sviluppo, unitamente alle assunzioni tecniche e macroeconomiche, oltre che ai criteri utilizzati per l'elaborazione degli stessi. Come riportato nel Piano di Sviluppo (cfr. PdS 2014, Cap. 2) tali scenari sono costruiti in coerenza con la SEN (Strategia Energetica Nazionale) e con gli scenari di sviluppo del sistema europeo.

I modelli di rete previsionale necessari per simulare il comportamento del sistema sono utilizzati per specifiche analisi di rete e di mercato che consentono di individuare il quadro complessivo delle criticità e le relative esigenze di sviluppo.

In particolare, la definizione delle esigenze di sviluppo avviene attraverso l'utilizzo dello scenario più critico, ossia quello in grado di evidenziare tutte le possibili problematiche di esercizio. A partire da questo quadro, per definire le soluzioni di intervento e l'incremento di capacità di trasporto ad esse associato, vengono sviluppati studi e analisi di sensitività focalizzati sulla specifica porzione di rete interessata. In esito a tali valutazioni, le soluzioni di intervento individuate, con i relativi parametri fisici, sono sottoposte alle analisi costi-benefici finalizzate a verificarne la sostenibilità economica sulla base dello scenario di riferimento probabile (che tiene conto anche dell'orizzonte temporale, di breve-medio o di lungo periodo, in cui si colloca l'intervento). Le analisi di sostenibilità economica sono peraltro riferite ad un orizzonte ventennale, assunto convenzionalmente come rappresentativo della vita utile dell'investimento. Tale approccio è adottato cautelativamente per tenere in conto gran parte delle incertezze alla base degli scenari di riferimento utilizzati.

Le analisi per il calcolo degli IP sono effettuate sui singoli interventi confrontando il comportamento del sistema in assenza e in presenza di ciascun intervento.

I benefici vengono quindi valutati per ciascun intervento considerando di norma presenti tutti gli interventi la cui entrata in servizio è programmata nell'orizzonte temporale di riferimento per l'intervento in esame.

Nei casi in cui esista una correlazione tra diversi interventi, ossia i benefici di un intervento dipendano in modo significativo dalla presenza di un altro intervento, si fa in modo di assegnare a ciascun intervento i soli benefici incrementali rispetto agli

altri interventi correlati ad esso propedeutici o antecedenti.

Nei casi specifici in cui sia particolarmente forte la correlazione tra diversi interventi e risulti complesso identificare separatamente i benefici associati al singolo intervento, nel Piano viene data evidenza che le valutazioni sono riferite al cluster di opere correlate.

4.3 Ipotesi alla base del calcolo dei costi

4.3.1 Premessa

Le voci di costo considerate nelle ACB e descritte nel paragrafo **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** sono:

- *I costi capitale (CAPEX) di realizzazione comprendenti:*
 - i costi dell'opera principale che apporta i benefici e delle altre opere (correlate (es. razionalizzazioni associate));
 - I costi per eventuali demolizioni (nel caso di sostituzione asset esistenti).
- Gli oneri di esercizio e manutenzione (OPEX): che sono stimati pari al 1,5% del CAPEX salvo peculiarità relative a progetti speciali (es. collegamenti 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.

La valutazione dei costi di investimento necessari per la realizzazione degli impianti di rete a programma (elettrorodotti 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 unitari¹⁶.

- 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 prezzi di mercato in esito a:
 - aggiudicazioni di gare (es. Contratti Quadro) per l'acquisizione di materiali e risorse esterne inerenti le attività di fornitura, trasporto, montaggio e messa in servizio
 - valori medi dei costi d'asservimento
 - liquidazione di eventuali danni durante la costruzione

Al fine di valutare compiutamente i costi di realizzazione, gli interventi di sviluppo previsti sono

¹⁶ A seguito di analisi a consuntivo di interventi pianificati in passato, è emersa la necessità di considerare un costo aggiuntivo fino al 10% del valore complessivo dell'opera a seconda dello stato di avanzamento. Tale maggiorazione tiene conto del fatto che, in fase di pianificazione delle opere si considerano esclusivamente i costi standard 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 progressivamente aggiornato in relazione all'avanzamento del progetto tenuto conto dell'effettiva consistenza delle opere previste.

analizzati per individuare le singole opere che li compongono classificate per tipologie tipiche (elettrodotti in soluzione aerea o in cavo, apparati di stazione isolati in aria o in gas, ecc.). A ciascuna classe è attribuito un costo unitario che, moltiplicato per la consistenza dell'opera, fornisce la singola componente di costo dell'intervento in esame. La classificazione è adottata esclusivamente per gli impianti in corrente alternata, mentre i dati di costo stimati per impianti speciali, come quelli 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 inizialmente 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).

In ogni caso gli esiti della valutazione condotta sono applicabili ipotizzando un portafoglio opere, ossia non considerando le opere singolarmente.

4.3.2 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 tralicci di sostegno e tralicci 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 delle limitazioni 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 e/o soluzioni tecnologiche evolutive) 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 criteri¹⁷:

- 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);
- 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.;

¹⁷ Separatamente si considerano anche stazioni di transizione aereo-cavo con presenza di reattanze shunt di compensazione da 200 MVA.

- 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.

4.4 Ipotesi alla base del calcolo dei benefici

4.4.1 Premessa

Come accennato al paragrafo 4, i benefici degli interventi di sviluppo pianificati sono valutati dalla prospettiva del sistema, stimando i vantaggi conseguibili con la realizzazione delle nuove infrastrutture rispetto agli obiettivi (definiti dalla Concessione delle attività di trasmissione) di rimozione delle congestioni, incremento dell'efficienza e degli scambi con l'estero, garanzia della sicurezza e qualità del servizio, integrazione delle fonti rinnovabili, il tutto nel rispetto e tutela dell'ambiente.

I benefici considerati, a seconda dei casi negli interventi presi in esame, appartengono ad alcune tipologie ben definite:

- BT1: aumento degli scambi con l'estero
- BT2: riduzione delle perdite di rete
- BT3: riduzione energia non fornita
- BT4: riduzione di congestioni su sezioni critiche e poli limitati
- BT5: riduzione dei vincoli che limitano la produzione da fonti rinnovabili
- BT6: investimenti evitati
- BT7: riduzione dei costi per servizi di rete
- BT8: riduzione dell'emissioni di CO2

Tali benefici sono stimati confrontando il comportamento del sistema in assenza ed in presenza dell'intervento preso in esame. Sono quantificati in termini di benefici fisici (es. energia/anno) in ciascun anno rappresentativo del funzionamento del sistema nello scenario previsionale, e poi sono monetizzati con specifici coefficienti di valorizzazione economica.

L'analisi condotta è quindi utilizzata per stimare i benefici economici di sistema lungo l'orizzonte convenzionale di vita utile dell'intervento in esame.

4.4.2 Aumento scambi con l'estero (BT1)

E' il beneficio derivante dall'aumento di energia scambiata con l'Estero in seguito a interventi di sviluppo di nuove interconnessioni o potenziamenti di interconnessioni esistenti (anche attraverso la rimozione di vincoli sulle reti interne).

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 di costo dell'energia tra l'Italia e

l'estero, stimato 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.

Tale differenziale di costo dell'energia è stimato partendo da analisi di dati a consuntivo, ove disponibili, e sviluppando proiezioni a medio-lungo termine sulla base dell'evoluzione dei sistemi elettrici interessati dalla nuova interconnessione negli scenari di Piano.

$$\text{Beneficio annuo} = TTC_{\text{picco}} * h_{\text{eq}} * \Delta \text{prezzo}$$

4.4.3 Riduzione delle perdite di rete (BT2)

E' il beneficio derivante dalla diminuzione delle perdite di rete conseguibile con la realizzazione di interventi di sviluppo che, aumentando il livello di magliatura e la capacità di trasporto della rete, consentono di ridurre l'energia dissipata nel trasporto delle potenze dai centri di produzione alle aree di carico.

L'indicatore tecnico fornisce una stima della variazione delle perdite di rete in termini di energia persa/anno. Viene stimato partendo dal valore della variazione di potenza elettrica persa alla punta di carico (peak load) annuale, calcolata con specifici programmi di simulazione (load flow) del sistema in presenza ed in assenza dell'intervento in esame. 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 11), 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.

$$\text{Beneficio annuo} = I_p * h * CMA$$

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;
- CMA: costo medio dell'energia (€/MWh).

Tabella 11 – 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 (CMA) si assume il prezzo medio nazionale sul MGP rilevato nel periodo da luglio 2008 a giugno 2013, pari a 71 €/MWh.

4.4.4 Riduzione energia non fornita (BT3)

E' il beneficio derivante dall'energia non fornita evitata conseguibile con interventi di sviluppo generalmente finalizzati al miglioramento della sicurezza e qualità del servizio che, ad es. attraverso la realizzazione di nuove stazioni elettriche di trasformazione o smistamento o mediante la costruzione di nuovi elettrodotti, consentono di ridurre i rischi di disalimentazione delle utenze servite. Per stimare la riduzione del rischio di energia non fornita (ENF) si effettuano simulazioni di rete in statica (load flow) in presenza ed in assenza dell'intervento di sviluppo in esame. Tali simulazioni sono focalizzate sulla parte di rete interessata e possono essere condotte con riferimento a situazioni tipiche di funzionamento del sistema (peak load) in cui sono maggiori le criticità attese o, con l'ausilio di strumenti di simulazione probabilistici, su orizzonte annuale. Solitamente l'uso di simulazioni probabilistiche (Montecarlo) è limitato ai casi più complessi che riguardano interventi con impatto su porzioni di rete molto estese (es. sistema 380 kV) o caratterizzate da condizioni di funzionamento molto variabili e difficilmente rappresentabili con uno o più snapshot tipici. In questo caso i coefficienti di probabilità associati agli elementi di rete tengono conto dei valori medi di indisponibilità registrati sugli asset in esercizio, differenziati per tipologia e livello di tensione nelle diverse condizioni probabili. Negli altri casi, tipicamente relativi a porzioni di reti di subtrasmissione funzionali ad alimentare il carico

locale (es. isole di esercizio in AT alimentate da stazioni di trasformazione), le analisi effettuate sono load flow alla punta di carico, in cui il funzionamento della rete è simulato in N (a rete integra) ed in tutti gli N-1 (indisponibilità di un elemento di rete) critici in termini di alimentazione del carico. In questi casi, il rischio ENF è calcolato considerando i tassi medi di indisponibilità non programmata registrati negli ultimi anni sulle linee in esercizio nella porzione di rete oggetto di intervento.

In particolare il minor rischio di ENF è stimato come:

$$\begin{aligned} \text{Beneficio annuo} &= MW_{picco(N)} * h_{eq} \\ &+ \sum_i MW_{picco(N-1)_i} * \tau_i * h_{eq} \end{aligned}$$

dove:

- MW_{picco} è la potenza alla punta di carico che, in assenza dell'intervento di sviluppo, non risulta possibile alimentare in sicurezza N ed N-1
- τ_i è il tasso di indisponibilità per guasto della singola linea che in N-1 causa criticità nella porzione di rete in esame
- h_{eq} sono le ore equivalenti di utilizzo della potenza disalimentata alla punta sulla porzione di rete in esame¹⁸

Per monetizzare questo beneficio 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 4.770 €/MWh (rapporto tra PIL nazionale e domanda nazionale annua di energia elettrica per l'anno 2013¹⁹).

¹⁸ Tale valore tiene conto delle ore equivalenti di utilizzo della potenza alla punta e della probabilità di sovraccarico delle linee in rapporto al valore del carico servito.

¹⁹ Il valore considerato da Terna per la valorizzazione del rischio di ENF (Value of Lost Load, VoLL) è allineato con quanto previsto a livello internazionale ed ispirato a principi di cautela. Da una survey del Seventh Framework Programme (2009) risulta per il VoLL un range compreso tra i 5 ed i 25 €/kWh per i Paesi più sviluppati (15 €/kWh per l'Italia). Nel DCO 20/11 l'AEEG propone per il quarto periodo di regolazione una valorizzazione dell'ENF, a consuntivo ed eccedente i limiti previsti dalla regolazione della qualità del servizio, compresa tra 30 €/kWh e 50 €/kWh.

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 (F_c) che può andare da 1 a 5, a seconda dell'importanza del sito.

4.4.5 Riduzione di congestioni e poli limitati (BT4)

E' il beneficio derivante dall'eliminazione di congestioni e di poli limitati.

Alcuni nuovi interventi di sviluppo, specialmente elettrodotti finalizzati alla riduzione delle congestioni, permettono alle centrali esistenti ed a quelle future di immettere maggiori quantità di energia nella rete, rimuovendo quei vincoli (bottleneck) che limitano l'uso della produzione più efficiente.

I benefici di questo tipo sono valutati stimando la sostituzione dell'energia prodotta da impianti meno competitivi con quella più efficiente che la realizzazione dell'incremento di capacità di trasporto su sezioni critiche rende possibile utilizzare.

Nel caso di produzione di base o mid-merit, si considera un minore utilizzo degli impianti meno efficienti la cui produzione può essere sostituita con quella di impianti (ove disponibili) a carbone e cicli combinati (CCGT) di nuova generazione. In questi casi il sovra-costi in energia evitato viene stimato come differenza di costo moltiplicato per l'energia liberata (si valutano caso per caso le ore di utilizzazione medie degli impianti). Nel caso di produzione di punta (Turbo Gas, TG) si stimano i sovra-costi evitati con il differenziale di costo fra TG e CCGT (in questo caso le ore di utilizzazione medie per impianti Turbo Gas vengono considerate convenzionalmente non superiori a 1000 ore/anno).

$$\text{Beneficio annuo} = P_{\text{Liberata}} * \Delta C * h_{eq}$$

dove:

- P_{Liberata} è la potenza di generazione (espressa in MW) sostituita con potenza più efficiente liberata per effetto della realizzazione dell'intervento;
- ΔC è il differenziale di costo di produzione (in €/MWh);

- h_{eq} sono le ore equivalenti annue di utilizzo della potenza liberata.

In aggiunta a quanto sopra, per gli interventi che hanno un impatto su aree soggette a problemi di copertura del fabbisogno in condizioni di sicurezza, possono essere considerati ulteriori benefici in termini di miglioramento dell'adeguatezza. Tali benefici possono essere valorizzati nei casi in cui risulta evidente, in esito ad apposite analisi di adeguatezza del sistema (cfr. paragrafo 7.2 del PdS edizione 2014), che l'intervento in esame contribuisce a soddisfare questo tipo di esigenze. In questi casi il beneficio è convenzionalmente stimato come evitato costo di installazione di capacità produttiva (potenza) per far fronte alla richiesta di copertura in sicurezza della domanda in potenza. 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);

$$\text{Beneficio tot} = P_{\text{Liberata}} * \text{Costo Istallazione}$$

4.4.6 Riduzione dei vincoli che limitano la produzione da fonti rinnovabili (BT5)

E' il beneficio derivante dalla liberazione di energia prodotta da impianti da fonte rinnovabile.

Si stima un risparmio derivante dal differenziale fra il costo variabile di un impianto rinnovabile (nullo) e quello di un CCGT a metano che l'impianto a fonte rinnovabile andrebbe a rimpiazzare. In questo caso, per il calcolo dell'energia, sono state considerate 2300²⁰ 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 4.4.5) data l'aleatorietà della fonte primaria.

$$\text{Beneficio annuo} = MW_{\text{picco}} * h_{eq} * (C_{\text{FER}} - C_{\text{CC}})$$

²⁰ 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.

4.4.7 Investimenti evitati (BT6)

E' il beneficio derivante da investimenti evitati.

La realizzazione di un intervento consente spesso ulteriori risparmi, in quanto permette di evitare altri investimenti, che altrimenti sarebbero stati necessari, per obblighi di legge/norma o in relazione all'esigenza di garantire la sicurezza di persone e cose. Gli investimenti evitati generalmente riguardano:

- Interramenti/varianti necessari per vincoli di legge;
- Investimenti conseguenti ad obbligo di connessione;
- Investimenti per il mantenimento in servizio di asset esistenti.

4.4.8 Riduzione dei costi per servizi di rete (BT7)

E' il beneficio derivante 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.

4.4.9 Riduzione dell'emissione di CO2 (BT8)

E' il beneficio derivante dalla 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 emissione²¹.

²¹ 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

$$\text{Beneficio annuo} = (\text{MWh} * \eta_{\text{emissione}} + \Delta_{\text{MIX}}) * C_{\text{emissioni}}$$

dove:

- MWh perdite evitate
- Δ_{MIX} Minori emissioni per migliore mix produttivo
- $\eta_{\text{emissione}}$ coefficiente di emissione
- $C_{\text{emissioni}}$ costi di emissione

4.4.10 Riepilogo principali parametri di monetizzazione

In Tabella 12 è riportato un riepilogo dei principali parametri economici utilizzati al fine di monetizzare i benefici.

Tabella 12 – Ipotesi base per il calcolo dei benefici

PARAMETRI MONETIZZAZIONE BENEFICI	
Differenziale prezzo energia per interconnessioni	10÷30 €/MWh
Valore delle perdite	71 €/MWh
Valore dell'ENF ²²	4.770 €/MWh
Costo installazione Turbo Gas	210 k€/MW
Costo installazione Ciclo Combinato	500 k€/MW
Costo marginale dell'energia prodotta da Turbo Gas ²³	160 €/MWh
Costo marginale dell'energia prodotta da Ciclo Combinato ²³	60 €/MWh

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.

²² Rapporto PIL/domanda di energia elettrica riferito ai valori del 2011.

²³ 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.

PARAMETRI MONETIZZAZIONE BENEFICI	
Costo marginale dell'energia prodotta da olio combustibile ²³	105 €/MWh
Costo marginale dell'energia prodotta dal carbone ²³	35 €/MWh
Costo CO ₂	5 €/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).

4.5 Risultati dell'analisi costi/benefici dei principali interventi

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 i benefici netti per un orizzonte temporale di 20 anni; l'attualizzazione viene effettuata alla data dell'anno di stesura del Piano di Sviluppo (PdS).

L'ipotesi convenzionale 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, pertanto non riflette la reale collocazione degli investimenti fino all'entrata in esercizio delle opere.

Vale la pena qui ricordare che l'AEEG ha individuato in 40 e 33 anni la vita utile rispettivamente delle linee di trasmissione e delle stazioni elettriche (Del. 05/04). In questo documento 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 assunto convenzionalmente pari al 6,3%, prendendo a riferimento il valore del WACC (Weighted average cost of capital) base per gli investimenti in attività di

sviluppo della rete di trasmissione (Deliberazione AEEG n. 607/13²⁴).

Nel presente paragrafo i principali interventi, la cui realizzazione è programmata nel PdS²⁵, sono classificati per finalità, in relazione al principale beneficio che determinano sul sistema elettrico.

- 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.

Per ognuno degli interventi con investimenti previsti maggiori di 25 M€, sono illustrate le categorie dei benefici e l'indice prestazionale sintetico che ne mostra la profittabilità. L'investimento include i costi dell'opera principale e quelli delle opere connesse e

²⁴ Tale delibera aggiorna quanto previsto nella delibera 199/11 relativa al periodo di regolazione 2012-2015, in particolare il WACC per gli anni 2014 e 2015.

²⁵ Come anticipato al 3.5, non sono invece riportate le analisi costi benefici degli interventi in valutazione, la cui realizzazione non è al momento prevista nell'orizzonte di Piano.

delle razionalizzazioni associate all'intervento così come definite al capitolo 3.

L'indice IP è calcolato 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.

Il valore dell'IP è aggiornato 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), oltre che dal valore del tasso convenzionale preso a riferimento per l'attualizzazione.

4.5.1 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 13 sono riportati i principali interventi per l'incremento della capacità d'interconnessione con l'estero.

Tabella 13 - Interventi principali per incremento interconnessione con l'estero

Interventi principali per incremento interconnessione con l'estero				
Regione	Codice Intervento	Opera	Benefici	IP
Valle d'Aosta	5-P	Razionalizzazione Valle d'Aosta	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC • Riduzione perdite 	2,3
Piemonte	3-P	Elettrodotto HVDC di interconnessione Italia – Francia	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	1,6
Veneto	204-P	Elettrodotto 380 kV interconnessione Italia–Austria	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	3,8
Trentino-Alto Adige	208-P	Linea di interconnessione a 132 kV Prati di Vizze (BZ) – Steinach (AT)	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	5,4
Friuli-Venezia Giulia	205-P	Elettrodotto 380 kV interconnessione Italia – Slovenia	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	6,6
Abruzzo	401-P	Interconnessione HVDC Italia–Montenegro	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	2,2

4.5.2 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 fornita²⁶;
- 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 14 sono riportati gli interventi per le riduzioni delle congestioni tra le zone di mercato e per la riduzione dei poli limitati.

Nella Tabella 15 sono riportati i principali interventi di sviluppo volti a ridurre le congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva.

²⁶ 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 14 - 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	Codice Intervento	Opera	Benefici	IP
Toscana, Emilia-Romagna	302-P	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 e da fonte rinnovabile • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati 	4,1
Toscana, Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo	901-N	Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud – Centro Nord	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento della capacità produttiva liberata per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente e da fonte rinnovabile 	3,0
Abruzzo, Molise, Puglia	402-P	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 e da fonte rinnovabile • Riduzione emissioni di CO₂ 	3,3
Campania, Puglia	502-P	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente e da fonte rinnovabile • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Riduzione emissioni di CO₂ 	3,6
Campania	506-P	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 e da fonte rinnovabile • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Riduzione emissioni di CO₂ 	5,0
Calabria	509-P	Riassetto rete Nord Calabria e Trasversale Calabria ²⁷	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente e da fonte rinnovabile • Investimenti evitati • Riduzione emissioni di CO₂ 	6,4
Calabria, Sicilia	501-P	Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi e riassetto rete 150 kV Messina	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Rischio di isolamento Sicilia evitato • Incremento della capacità produttiva liberata per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente e da fonte rinnovabile • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Riduzione emissioni di CO₂ • Mancato ricorso al MSD 	2,5
Sicilia	603-P	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 e da fonte rinnovabile • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD 	5,6

²⁷ Trasversale calabra entrata in servizio a dicembre 2013.

Tabella 15 – 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	Codice Intervento	Opera	Benefici	IP
Piemonte, Lombardia	4-P	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 • Riduzione emissioni di CO₂ 	3,5
Piemonte/ Lombardia	8-P	Rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente 	4,0
Lombardia	113-P	Razionalizzazione 220/132 kV 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 ²⁸
Lombardia	104-P	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente 	3,1
Lombardia	127-P	Stazione 380 kV Mese	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento da produzione idrica 	6,1
Lombardia	134-P	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Aumento TTC 	4,6 ²⁹
Veneto	203-P	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 	1,4
Veneto	216-P	Razionalizzazione rete media Valle del Piave	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento da produzione idrica • Mancato ricorso a MSD 	2,7
Friuli-Venezia Giulia	207-P	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 	4,3

²⁸ I benefici si riferiscono all'opera principale già in servizio.

²⁹ I benefici si riferiscono alle opere realizzate per la S. Fiorano – Robbia.

Interventi principali per la riduzione delle congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva

Regione	Codice Intervento	Opera	Benefici	IP
Campania, Puglia	505-P	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 e da fonte rinnovabile 	12,7
Sicilia	604-P	Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna (Cod. 602-P) + 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 e da fonte rinnovabile 	1,4
Sicilia	607-P	Elettrodotto 220 kV Partinico – Fulgatore	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Mancato ricorso a MSD • Ulteriori potenziali benefici per produzione da FER 	1,4
Sicilia	616-P	Nuova stazione 380/150 kV Vizzini (ex Mineo)	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento produzione da fonte rinnovabile 	2,1
Sardegna	707-P	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 	2,7
Sardegna	704-P	Nuovo elettrodotto 150 kV Taloro–Goni	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento da produzione rinnovabile 	2,0
Sardegna	709-P	Elettrodotto 150 kV Cagliari Sud – Rumianca	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente 	3,8

4.5.3 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 16 sono riportati i principali interventi nelle aree metropolitane.

Tabella 16 – Interventi principali per le aree metropolitane

Interventi principali nelle aree metropolitane				
Regioni	Codice Intervento	Opera	Benefici	IP
Piemonte	6-P	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 	5,0
Lombardia	115-P 129-P	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 	11,1
Lombardia	114-P	Razionalizzazione 380–132 kV di Brescia	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	8,7
Toscana	317-P	Riassetto area metropolitana di Firenze	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD • Investimenti evitati 	2,8
Campania	514-P	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 	1,5
Sicilia	608-P	Riassetto area metropolitana di Palermo	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	8,3

4.5.4 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 17 sono riportati i principali interventi per il miglioramento della qualità del servizio di alimentazione

Tabella 17 – Interventi principali per la qualità del servizio

Interventi principali per la qualità del servizio				
Regione	Codice Intervento	Opera	Benefici	IP
Lombardia	116-P	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 produzione da fonte rinnovabile 	1,9
Veneto	237-P 224-P	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 	3,6
Veneto	215-P	Riassetto rete alto bellunese	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento produzione da fonte rinnovabile • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	1,4
Veneto	227-P	Stazione a 380 kV in provincia di Treviso (Vedelago)	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati 	3,9
Veneto	206-P	Stazione a 380 kV di Volpago	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Aumento TTC • Investimenti evitati 	2,8
Emilia-Romagna	319-P	Anello 132 kV Riccione – Rimini	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	1,3
Toscana	305-P	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 	1,3
Toscana	306-P	Riassetto 380 kV e 132 kV area di Lucca	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD • Investimenti evitati 	2,1

Interventi principali per la qualità del servizio				
Regione	Codice Intervento	Opera	Benefici	IP
Toscana	309-P	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD 	1,5
Umbria	421-P	Razionalizzazione Rete AT in Umbria	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Investimenti evitati 	1,2
Abruzzo	420-P	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 	1,9
Lazio	418-P	Riassetto AT Roma Sud–Latina	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	2,1
Campania	516-P	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 • Riduzione emissioni di CO₂ 	3,4
Campania	504-P	Riassetto rete penisola Sorrentina	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	17,5
Sicilia	613-P	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	316-P	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 	1,9
Sardegna	713-P	Stazione 380 kV Codrongianos (SS)	<ul style="list-style-type: none"> • Mancato ricorso a MSD 	5

5 Sperimentazione sistemi di accumulo diffuso

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 di sperimentazione relativi all'installazione di sistemi di accumulo diffuso, indicando il numero massimo di progetti e relativi requisiti da valutare, a cura della Commissione indipendente di esperti, con apposito indicatore di merito definito con Determinazione della Direzione Infrastrutture n. 8 del 19 ottobre 2012. Per tale ragione, le valutazioni tecnico

economiche di tali attività sperimentali sono demandate ai soggetti preposti secondo quanto previsto dalla regolazione vigente.

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.

Ad agosto 2013 è stato autorizzato sulla direttrice 150 kV Benevento II – Volturara – Celle S. Vito l'impianto di Ginestra mentre a settembre 2013 sulla direttrice 150 kV Benevento II – Bisaccia l'impianto di Flumeri.

Per maggiori dettagli si rimanda al documento "Avanzamento dei Piani precedenti".