

Allegato 3

**Valutazioni Tecnico - Economiche
2013**

1 Introduzione

Il presente Documento è redatto ai sensi del Decreto del Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) del 20 Aprile 2005, così come aggiornato il 15 Dicembre 2010, il quale prevede che il Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale venga corredato, tra l'altro, delle seguenti informazioni:

- una relazione sugli interventi effettuati nel corso dell'anno precedente con l'indicazione delle cause delle mancate realizzazioni o dei ritardi, dei tempi effettivi di realizzazione e dell'impegno economico sostenuto;
- l'indicazione dei tempi previsti di esecuzione e dell'impegno economico preventivato;
- un'analisi costi – benefici degli interventi di sviluppo e l'individuazione degli interventi prioritari, in quanto in grado di dare il massimo apporto alla sicurezza del sistema, allo sviluppo dello scambio con l'Estero e alla riduzione delle congestioni;
- un impegno di Terna a conseguire un piano minimo di realizzazioni nel periodo di riferimento, in particolare per quanto riguarda la riduzione delle congestioni ma perseguendo anche gli altri obiettivi di potenziamento dell'interconnessione con l'Estero, di incremento della sicurezza e miglioramento della qualità del servizio.

Il documento, nei capitoli 2-5, fornisce un quadro dettagliato sullo stato di avanzamento degli interventi di sviluppo previsti nei Piani di Sviluppo precedenti. In particolare:

- nel capitolo 2, con riferimento agli interventi previsti nei precedenti Piani, sono descritte tutte le attività completate nel corso del 2012;
- nel capitolo 3 sono riportate le principali opere di sviluppo in corso di realizzazione con indicazione delle opere che, nel corso del 2012 e negli anni precedenti, hanno ottenuto l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio ai sensi della Legge 239/04, e delle opere connesse ad impianti da fonte rinnovabile che hanno conseguito l'autorizzazione alla realizzazione e all'esercizio ai sensi del D.lgs. 387/03;
- nel capitolo 4 sono riportate le principali opere di sviluppo per le quali è stato avviato l'iter autorizzativo alla costruzione e all'esercizio nel corso dell'anno 2012 e

quelle il cui iter autorizzativo è stato avviato negli anni precedenti al 2012;

- nel capitolo 5 sono riportate le principali opere di sviluppo in fase di concertazione per la definizione della migliore localizzazione sul territorio.

Per un migliore lettura delle tabelle e' necessario precisare che nella maggior parte dei casi un Intervento di Sviluppo è composto da:

1. opera Principale: consiste nell'infrastruttura elettrica principale a cui sono associati i maggiori benefici; essa è corredata anche dalle opere interferenti (es. varianti di opere esistenti e oggetto dello stesso iter autorizzativo) e dalle opere propedeutiche¹ alla realizzazione (es. predisposizione montanti, sezioni in stazione, ecc.);
2. opere connesse: sono quelle attinenti all'opera principale in quanto facente parte dell'intervento previsto nel PdS, ma realizzabile in fase temporalmente differente rispetto all'opera principale (es. potenziamenti di elettrodotti, raccordi, riclassamenti, varianti in cavo, ampliamento di sezioni, demolizioni);
3. opere di Razionalizzazione associate: consistono nelle razionalizzazioni elettriche (talvolta previste da protocolli di intesa sottoscritti con Regioni ed EE.LL.) non tecnicamente necessarie per l'opera principale ma ad esse complementari per garantire l'accettabilità dell'intervento massimizzandone i benefici, la cui realizzazione può essere successiva alla realizzazione dell'opera principale.

Il capitolo 6 è dedicato alle analisi economiche degli investimenti di sviluppo, con i risultati delle analisi costi-benefici dei principali interventi.

¹ Opere propedeutiche: sono le opere propedeutiche alla realizzazione dell'opera principale che potrebbero seguire un iter autorizzativo/realizzativo differente da quello dell'opera principale.

A tal fine gli interventi sono classificati in base alla finalità principale – fermo restando che oggetto di valutazione è l'insieme dei benefici apportati – collocabile in cinque categorie:

- incremento della capacità di trasporto sull'interconnessione con l'Estero;
- riduzione limitati delle congestioni tra zone di mercato e dei poli limitati;
- riduzione delle congestioni intrazonali;
- interventi nelle aree metropolitane;
- miglioramento della sicurezza e qualità di alimentazione del carico locale.

E' importante precisare che tale classificazione non descrive univocamente l'intero intervento poiché ogni singolo intervento, con le opere che lo accompagnano, può avere una valenza molteplice e variabile nel tempo in relazione anche al mutare delle condizioni al contorno e dei relativi scenari ipotizzati nell'analisi previsionale.

Il capitolo 7 è dedicato ad una descrizione dello stato di avanzamento della sperimentazione sui sistemi di accumulo diffuso.

2.1 Opere di sviluppo ultimate

Nel corso del 2012 gli sforzi nell'implementazione degli interventi di sviluppo hanno portato alla realizzazione di nuovi impianti di trasmissione di significativa importanza per il funzionamento della rete. Una completa descrizione delle singole opere viene riportata anche nel documento Avanzamento dei Piani precedenti.

In Tabella 1 e Tabella 2 sono riportate, rispettivamente, le opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni e quelle ultimate per le connessioni di impianti terzi alla rete di trasmissione nazionale (principalmente nuove stazioni di trasformazione e smistamento) nel periodo Gennaio-Dicembre 2012 con indicazione dell'impegno economico sostenuto per l'entrata in esercizio.

Tabella 1 – Principali opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni nel corso del 2012

Principali opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni nel corso del 2012				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/04 ²	Data ultimazione lavori RTN	Impegno economico sostenuto opera (M€) ³
Piemonte	Interconnessione HVDC Italia - Francia	SE Piossasco: nuove sezioni 380 - 220 - 132 kV in SF6	dicembre 2012	54
Piemonte	Razionalizzazione 220 kV città di Torino	Nuova SE 220 kV di Pellerina (EL-158)	novembre 2012	10
		Elettrodotti in cavo 220 kV "Pellerina – Levanna", (EL-159) "Pellerina – Torino Ovest" (EL-161), "Pellerina – Martinetto" (EL-162)	novembre 2012	8
Piemonte	Interventi per adeguamento portate elettrodotti 380 e 220 kV	Rimozione limitazioni elettrodotto 220 kV "Vignole – S. Colombano"	dicembre 2012	0,4
Friuli-Venezia Giulia	Razionalizzazione 220 kV Monfalcone	Dismissione dalla RTN della SE 220 kV Monfalcone Z.I. e riassetto sezione 220 kV della centrale di Monfalcone. Potenziamento linea 220 kV "Monfalcone – Padriciano" (EL-102)	maggio 2012	8,2
Emilia-Romagna	Stazione 132 kV Massa Lombarda	Raccordi interrati della CP Fusignano alla linea 132 kV "Colunga - Ravenna Canala"(EL-116)	luglio 2012	4,4
Emilia-Romagna	Stazione 380/132 kV Carpi Fossoli	El. 132 kV dt "Carpi Sud-Carpi Fossoli" ⁴	novembre 2012	0,8
Toscana	Elettrodotto 380 kV Casellina – Tavarnuzze - S. Barbara	Realizzazione stazione transizione aereo/cavo di Fontelupo per ingresso dell'elettrodotto 380 kV "Tavarnuzze - S.Barbara" alla SE 380 kV Tavarnuzze	dicembre 2012	5,5
Toscana	Razionalizzazione di Arezzo	El. 132 kV "Pian della Speranza – Siena A"	aprile 2012	0,5

² L.239/04, "Riordino del settore energetico nonche' delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia"

³ Stime aggiornate al 31 dicembre 2012

⁴ Con il completamento di quest'opera si è concluso l'intervento di sviluppo Stazione 380/132 kV Carpi Fossoli

Principali opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni nel corso del 2012				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/04 ²	Data ultimazione lavori RTN	Impegno economico sostenuto opera (M€) ³
Abruzzo	Elettrodotto 150 kV Popoli – Alanno	El.150 kV “Popoli – Alanno” (EL-038)	marzo 2012	9
Abruzzo	Razionalizzazione 220 kV S. Giacomo	Stazione 380 kV S. Giacomo: realizzazione di una sezione 220 kV (EL-112)	dicembre 2012	6,7
Abruzzo	Elettrodotto 380 kV Foggia - Villanova	Installazione PST stazione 380 kV Villanova (EL-211)	novembre 2012	34
Lazio	Stazione 380 kV Aurelia	Installazione banco di reattanze 380 kV da 285 MVAR	aprile 2012	4,6
Lazio	Stazione 380 kV Montalto	Installazione banco di reattanze 380 kV da 285 MVAR	febbraio 2012	3,6
Campania	Stazione 380 kV S. Sofia	Installazione banco di reattanze 380 kV da 285 MVAR	ottobre 2012	4
Campania	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Tratti in cavo 220 kV “Fratta – Casoria” e “Fratta – Secondigliano” (limitatamente al tratto Fratta - Casoria)	maggio 2012	14,2
		Tratto in cavo 150 kV “FIAT – Poggio Reale F.S.”	dicembre 2012	1,3
Campania	Riassetto Rete AT Penisola Sorrentina	Potenziamento elettrodotto 150 kV “Lettere – Montecorvino”	novembre 2012	2,1
Campania	Direttrici 150 kV per produzione eolica in Campania	Potenziamento el.150 kV “Campagna – Sicignano - Contursi” e “Flumeri – Lacedonia – Contursi”	novembre 2012	10
		Potenziamento el.150 kV “Buccino – Tanagro”	dicembre 2012	1,2
Campania/Puglia	Elettrodotto 380 kV Foggia - Benevento II	Installazione PST stazione 380 kV Foggia (EL-205)	luglio 2012	36,1
Campania/Puglia	Stazioni 380 kV aree Foggia e Benevento	Installazione III ATR 380/150 kV nella SE 380/150 kV Bisaccia	giugno 2012	1,1
Puglia	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Puglia	Potenziamento el.150 kV “Bovino – Agip Deliceto”, el.150 kV “Agip Deliceto – Deliceto – Ascoli S.”, el.150 kV “Lucera –Troia”; el.150 kV “Andria - Canosa”	novembre 2012	4,0
Calabria	Riassetto rete Nord Calabria	Realizzazione nuova SE 380 kV di Aliano e relativi raccordi alla linea 380 kV “Laino - Matera” ed alla rete 150 kV (EL-107)	settembre 2012	50
Calabria	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Calabria	Potenziamento el. 150 kV “Belcastro - Simeri” (EL-172), el.150 kV “S. Eufemia Ind - Feroletto”	dicembre 2012	5,4
Calabria	Stazione 380 kV Feroletto	Installazione banco di reattanze 380 kV da 285 MVAR	dicembre 2012	3,2

Principali opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni nel corso del 2012				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/04 ²	Data ultimazione lavori RTN	Impegno economico sostenuto opera (M€) ³
Calabria/Sicilia	Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi	SE 380 kV Scilla: realizzazione sez 150 kV e relativi raccordi in cavo alla RTN	luglio 2012	12,3
Sicilia	Riassetto area metropolitana di Palermo	Nuovo collegamento in cavo interrato 150kV “SE Bellolampo – Uditore CP” (EL-194)	dicembre 2012	3,9

Tabella 2 – Principali opere di sviluppo ultimate per le connessioni nel corso del 2012 - nuove stazioni elettriche

Principali opere di sviluppo ultimate per le connessioni nel 2012 (nuove stazioni)				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera	Data ultimazione lavori RTN	Impegno economico sostenuto (M€)
Abruzzo	Stazione 150 kV Collarmele	Nuova stazione elettrica 150 kV di Collarmele in doppia sbarra, alla quale verranno collegati gli elettrodotti a 150 kV della RTN	aprile 2012	7,1
Lazio	Stazione 150 kV Aprilia	Nuova stazione 150 kV in e-e alla linea "Campo di Carne - Santa Rita, der. AVIR"	maggio 2012	10
Campania	SE 380/150 kV Benevento	Installazione 3° ATR 380/150 kV da 250 MVA nella 2° sezione	dicembre 2012	2,4
Campania	Stazione 220 kV Maddaloni	Potenziamento trasformazioni esistenti	dicembre 2012	3,8
Campania	Stazione 150 kV Taverna	Nuova SE 150 kV in entra - esce alla linea 150 kV "Ariano I.- Flumeri"	dicembre 2012	6,8
Puglia	Stazione 380/150 kV Brindisi Sud	Ampliamento SE di Brindisi Sud	maggio 2012	17,5
Puglia	Stazione 380/150 kV Castellaneta	Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV da inserire in entra - esce alla linea 380 kV "Matera – Taranto"	giugno 2012	28
Puglia	Stazione 220 kV Villa Castelli	Nuova stazione 220 kV in e-e alla linea 220 kV "Taranto N.- Brindisi"	novembre 2012	6,7
Puglia	Stazione 380/150 kV Erchie	Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV da inserire in entra - esce alla linea 380 kV "Galatina - Taranto N2"	dicembre 2012	17,6
Calabria	SE 220 kV Terranova	Nuova stazione a 220 kV da inserire in entra – esce alla linea 220 kV "Rotonda – Mucone 2S cd Mucone 1S"	dicembre 2012	3,7
Calabria	Stazione 150 kV Stornara	Nuova stazione 150 kV in e-e sull'elettrodotto "Cerignola – Trompiello"	giugno 2012	5,7
Calabria	Stazione 150 kV Melissa	Nuova stazione 150 kV in e-e alla linea "Cirò Marina - Strongoli"	marzo 2012	5,4
Sicilia	Stazione 150 kV Ucria	Nuova stazione di smistamento della RTN da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV "Bronte – Ucria"	ottobre 2012	6,0
Sicilia	Stazione 150 kV Francavilla	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV "Castiglione-Castroreale"	ottobre 2012	7,8

3.1 Opere di sviluppo in realizzazione

Di seguito sono riportate le principali opere di sviluppo in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2012 (Tabella 3) e le principali opere di sviluppo in realizzazione con iter autorizzativo conseguito negli anni precedenti al 2012 (Tabella 4).

Le date di messa in servizio previste e le stime dei costi di realizzazione si riferiscono all'entrata in esercizio delle principali opere descritte e possono differire da quelle relative all'intero intervento. Per quanto riguarda in particolare la stima del capex si tratta della migliore previsione al 31 dicembre 2012 e potrebbe pertanto essere oggetto di rivisitazione fino all'entrata in esercizio dell'opera.

Tabella 3 – Principali opere di sviluppo in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2012

Principali opere in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2012					
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/041	Data ottenimento autorizzazione opera	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera ⁵
Piemonte	Razionalizzazione 220/132 kV Provincia di Torino	Elettrodotto 220 kV "Stura - TO Centro" (EL-171)	24 maggio 2012	2013	8,3
		Stazione 220 kV Politecnico in blindato (EL-207)	24 maggio 2012	2014	7
		Elettrodotto in cavo interrato 220 kV "Politecnico - TO Centro" (EL-208)	24 maggio 2012	2014	0,6
		Elettrodotto interrato 220 kV "Martinetto - Levanna" (EL-324)	22 novembre 2012	2014	7,1
		Elettrodotto interrato 220 kV "TO Sud – Politecnico" (EL-237)	22 novembre 2012	2014	9,7
		Elettrodotto interrato 220 kV "Pianezza - Pellerina" (EL-236)	22 novembre 2012	2015	8,2
Piemonte	Potenziamento rete 132 kV tra Novara e Biella	Ricostruzione elettrodotto a 132 kV "Cerreto Castello - Biella Est" (EL-118)	22 novembre 2012	2014	5,7
Piemonte	CP Ivrea	Allacciamento della C.P. di ENEL D. all'elettrodotto 132 kV "San Bernardo – Ivrea" (EL-181)	30 gennaio 2012	2013	0,5
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)	Variante linee in cavo 132/220 kV della Valcamonica tra i Comuni di Malonno e Cedegolo (EL-198)	29 febbraio 2012	2013/2014	8
Lombardia	Stazione 220/132 kV Musocco	Nuova stazione 220/132 kV Musocco ed ai raccordi relativi alla rete 220 e 132 kV (EL-265 a ⁶)	26 settembre 2012	2015/2016	52

⁵ Stime aggiornate al 31 dicembre 2012

⁶ Esclusi i tratti in cavo interrato a 132 kV e 220 kV tra SE Ospiate e CP Fiera, attualmente in corso di autorizzazione

Principali opere in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2012					
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/041	Data ottenimento autorizzazione opera	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera ⁵
Lombardia	Razionalizzazione provincia di Lodi	Varianti elettrodotti 220 e 132 kV nei comuni di Tavazzano, Villavesco e Lodi per razionalizzazione in provincia di Lodi (EL-204)	22 novembre 2012	da definire	20
Emilia-Romagna	Stazione di smistamento 132 kV nel Ravennate	S.E. 132 kV Ravenna Zona Industriale e raccordi in cavo interrato (EL-180)	30 gennaio 2012	2016	5,3
Toscana	Rete metropolitana di Firenze	Raccordi della CP 132 kV di Faentina alla linea "Calenzano – Pontassieve der. Varlungo" (EL-220)	26 gennaio 2012	2013	4
Abruzzo/Puglia	Elettrodotto 380 kV Foggia - Villanova	Realizzazione nuovo elettrodotto 380 kV tra le SE di Gissi e Villanova (EL-195)	15 gennaio 2013 ⁷	2015	59,3
Campania	Stazione 380 kV S. Sofia	Elettrodotto 150 kV "Airola - Palo 1 (Maddaloni) cd. Durazzano" (EL-229)	25 luglio 2012	2013	0,5
Campania	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	Elettrodotto in cavo 150 kV Cuma CP - Patria SE (EL-214)	14 marzo 2012	2013	18,3
		Elettrodotto in cavo sottomarino 150 kV "Nuova SE Capri - Torre Centro" e Nuova SE 150 kV Capri (EL-210)	09 novembre 2012	2015	105
Campania	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Raccordi 150 kV alla CP Sorrento e rimozione limitazioni fino al sostegno "n. 31A" dell'elettrodotto aereo a 60 kV "Sorrento - Castellammare der. Vico Equense" (EL-222)	22 novembre 2012	2014	5,5
Calabria	Elettrodotto 380 kV Trasversale calabra	Nuovo elettrodotto 380 kV tra la SE 380 kV di Maida e la SE 380 kV di Feroletto (EL-156)	24 maggio 2012	2016	9,5

⁷ L'opera è stata autorizzata in data 15 gennaio 2013 con decreto di autorizzazione del Ministero dello Sviluppo Economico EL-195

Tabella 4 – Altre principali opere di sviluppo in realizzazione con iter autorizzativo conseguito negli anni precedenti al 2012

Principali opere in realizzazione con iter autorizzativo conseguito negli anni precedenti al 2012					
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/041	Data ottenimento autorizzazione opera	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera ⁸
Piemonte	Interconnessione HVDC Italia - Francia	Interconnessione in cavo HVDC denominata "Piemonte-Savoia" (EL-177)	7 aprile 2011	2019	317
Piemonte	Razionalizzazione 220 kV città di Torino	El. 220 kV Pellerina - Politecnico (EL-160)	22 settembre 2010	2014	5,9
Piemonte	Rete Sud Torino	El. 132 kV "Villanova – Villafranca"	09 agosto 2007	2014	1,2
Piemonte/Lombardia	Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella	Nuova linea in dt a 380 kV tra le stazioni elettriche di Trino (VC) e Lacchiarella (MI) (EL-147) ed opere connesse	17 novembre 2010	2014	140
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV città di Milano	Elettrodotto in cavo 220 kV "Baggio - Ric. Ovest" (EL-193)	18 ottobre 2011	2014	11,8
Lombardia	Stazione 220 kV Sud Milano	El. 132 kV "Peschiera - Vaiano Valle - Snam S.Donato M.se" (EL-130)	23 maggio 2011	2013	3,9
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)	Trasformazione in cavo interrato elettrodotto 132 kV "Temù – Cogolo C.P.": nel tratto Temù - Passo del Tonale (EL-16).	10 ottobre 2008	2013	12,8
		Interramento linea 220 kV "Taio - Cedegolo" (EL-31). Realizzazione nuovo elettrodotto in cavo 132 kV "Cedegolo – Forno C.le" (ex linea "S. Fiorano C.P. – Forno C.le") (EL-14)	06 luglio 2007	2014	5

⁸ Stime aggiornate al 31 dicembre 2012

Principali opere in realizzazione con iter autorizzativo conseguito negli anni precedenti al 2012					
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/041	Data ottenimento autorizzazione opera	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera ⁸
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV Alta Valtellina (Fase A2)	Dismissione dalla RTN delle linee a 132 kV: "Lovero – Grosotto" e "Stazzona – Lovero"; trasformazione in cavo interrato di porzione della linea a 220 kV Glorenza - Cesano tra Bagni di Bormio e Piazza (EL-17-27-28-36)	18 aprile 2008	2013	17,1
Veneto	Razionalizzazione Rete Elettrica AT nelle aree di Venezia e Padova	El. 380 kV "Dolo – Camin" e opere connesse (EL-105)	07 aprile 2011	2015	110
		Elettrodotti in cavo 132 kV "Fusina 2 – C.P. Sacca Fisola " e "C.P. Sacca Serenella – C.P. Cavallino" (EL-106)	06 agosto 2009	2015	34,6
Emilia-Romagna	Elettrodotto 132 kV Borgonovo – Bardi - Borgotaro	Allacciamento CP Bedonia (EL-176)	20 ottobre 2011	2013	2,1
Toscana	Elettrodotto 380 kV Casellina – Tavarnuzze - S. Barbara	Realizzazione elettrodotto in cavo 380 kV tra la SE di transizione aereo/cavo collegamento Fontelupo e la SE 380 kV Tavarnuzze	03 agosto 2007	2014	29
Toscana	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente e riassetto rete area di Piombino	Ricostruzione linea aerea 132 kV "S.Giuseppe - Portoferraio" (EL-75)	02 dicembre 2008	2014	0,6
Abruzzo	Razionalizzazione 220 kV S. Giacomo	Demolizione SE 220 kV Collepiano (EL-112).	12 maggio 2010	2013	3,3
Abruzzo	Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	SE Villanova. separazione sezioni 132 e 150 kV ed installazione terzo ATR 380/132 kV, due nuovi ATR 380/150 kV e riduzione dell'attuale sezione 220 kV con duplice funzione di secondario ATR 380/220 kV (esistente) e montante linea per direttrice 220 kV "Candia – Villanova"	03 giugno 2009	2014	29,2
Abruzzo	Interconnessione Italia - Balcani	Interconnessione in corrente continua HVDC "Italia - Montenegro" ed opere accessorie (EL-189)	28 luglio 2011	2017	990 ⁹

⁹ La stima non tiene conto di eventuali costi per attività specifiche che potrebbero rendersi necessarie in corso d'opera, anche in relazione ad eventuali prescrizioni autorizzative in territorio estero.

Principali opere in realizzazione con iter autorizzativo conseguito negli anni precedenti al 2012

Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/041	Data ottenimento autorizzazione opera	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera ⁸
Lazio	Riassetto Area Metropolitana di Roma	Elettrodotti 220 kV in cavo "SE Roma Nord – CP Tiburtina" e "CP Tiburtina – CP P. Dante" (EL-127)	19 dicembre 2008	2013	11,3
Campania	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord Benevento II	SE 380/150 kV di Avellino Nord e raccordi aerei all'elettrodotto 380 kV Matera - S.Sofia, elettrodotto dt in cavo a 150 kV "SE Avellino Nord - C.P. FMA Pratola Serra" e in aereo st FMA Pratola Serra - C.P. di Prata PU (EL-129)	05 agosto 2010	2016	52,5
Campania/Puglia	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II	Potenziamento elettrodotto 380 kV "Foggia – Benevento II" (EL-77)	21 giugno 2011	2014	64
Calabria/Basilicata	Riassetto rete Nord Calabria	Realizz. SE Rotonda in AIS con MCM	17 maggio 2010	2015	13,5
		SE 380 kV di Aliano: raccordi 150 kV in cavo ed aerei alla RTN (EL-107)	06 agosto 2009	2014	25,5
Calabria/Sicilia	Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi	Nuova SE 380 kV di Villafranca Tirrena e nuovo collegamento parte in cavo terrestre e parte in cavo marino tra le SE di Villafranca Tirrena (ME) e Scilla (RC) (239/EL-76/82/2009)	20 febbraio 2009	2015	533
		Elettrodotto a 380 kV dt "Sorgente – Rizziconi": tratti aerei "Sorgente – Villafranca Tirrena" e "Scilla – Rizziconi" ed opere connesse (EL-76 & 113)	07 luglio 2010	2015	88
Sicilia	Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo e riassetto rete 150 kV nell'area di Catania e Siracusa	Raccordi in cavo interrato 380 kV tra le SE di Priolo Gargallo e Melilli ed opere connesse (EL-165)	12 gennaio 2011	2015	33
Sardegna	Elettrodotto 150 kV Cagliari Sud - Rumianca	Elettrodotto 150 kV in cavo interrato "Cagliari Sud – Rumianca" ed opere connesse (EL-114)	26 maggio 2010	2015	19,2

Tabella 5 – Opere di sviluppo in realizzazione autorizzate ai sensi del D. Lgs. 387/03 per le connessioni, relativi a stazioni elettriche di trasformazione (nuove stazioni elettriche ed ampliamenti di trasformazioni esistenti) e nuove stazioni di smistamento

Opere in realizzazione autorizzate ai sensi del D. Lgs. 387/03 per le connessioni relative a stazioni elettriche		
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Intervento autorizzato ai sensi del D. Lgs. 387/2003 ¹⁰
Trentino-Alto Adige	SE 132 kV Molini di Tures	Nuova stazione 132 kV di Molini di Tures e relativi raccordi aerei in entra - esce alle linee 132 kV "Molini di Tures - CP Brunico" e "Molini di Tures – Brunico ME"
Toscana	SE 132 kV Lajatico	Nuova stazione a 132 kV da inserire in entra - esce alla linea a 132 kV "Terricciola – Saline"
Toscana	SE 132 kV Carpinaccio	Nuova stazione a 132 kV da inserire in entra - esce alla linea a 132 kV "Querceto – Barberino der. Firenzuola"
Lazio	SE 380/150 kV Tuscania	Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV da inserire in entra - esce alla linea 380 kV "Montalto - Villavalle"
Lazio	SE 150 kV Osteria Nuova	Nuova stazione 150 kV in e-e alla linea "Cesano - Crocicchie"
Lazio	SE 150 kV Arlena	Nuova stazione di smistamento da inserire in entra – esce alla linea a 150 kV "Canino – S. Savino"
Lazio	SE 150 kV Canino	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea a 150 kV "Montalto-Canino der. Viagg. Montalto"
Lazio	Se 150 kV Lanuvio	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra - esce alla linea 150 kV Santa Palomba – Velletri" a cui collegare l'attuale derivazione rigida "Albano All."
Molise	SE 380/150 kV Rotello	Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV da inserire in entra - esce alla linea 380 kV "Larino – Foggia"
Molise	SE 380/150 kV Larino	Ampliamento SE 150 kV di Larino
Molise	SE 150 kV Acquavive Collecroce	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV "Roccavivara – Larino"
Campania	SE 150 kV Andretta	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea 150 kV "Bisaccia - Calitri"
Puglia	SE 380/150 kV Galatina	Ampliamento SE di Galatina

¹⁰ D. Lgs. 387/03, "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità".

Opere in realizzazione autorizzate ai sensi del D. Lgs. 387/03 per le connessioni relative a stazioni elettriche		
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Intervento autorizzato ai sensi del D. Lgs. 387/2003 ¹⁰
Puglia	SE 380/150 kV Foggia	Ampliamento SE di Foggia
Puglia	SE 150 kV Innanzi	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea 150 kV “Foggia - Manfredonia”
Puglia	SE 150 kV Camerelle	Nuova stazione a 150 kV da collegare con doppio collegamento in cavo 150 kV alla sez. 150 kV della SE Deliceto
Puglia	SE 150 kV Valle	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV “Ciro Marina – Cariati”
Puglia	El. 150 kV “Goletto – Castelnuovo”	Realizzazione nuova linea 150 kV “Goletto – Castelnuovo”
Puglia	SE 380/150 kV Spinazzola	Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV da inserire in entra - esce alla linea 380 kV “Matera - S.Sofia”
Puglia	SE 380/150 kV Gravina	Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV da inserire in entra - esce alla linea 380 kV “Matera – S. Sofia”
Puglia	SE 380/150 kV Manfredonia	Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV da inserire in entra - esce alla linea 380 kV “Foggia - Andria”
Puglia	SE 380/150 kV Cerignola	Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV da inserire in entra - esce alla linea 380 kV “Foggia - Bari O.”
Basilicata	Stazione 220/150 kV Montesano nella Marcellana	Nuova stazione di trasformazione 220/150 kV (in classe 380 kV) da inserire in entra - esce alla linea 220 kV “Rotonda – Tusciano”
Basilicata	SE 150 kV Viggiano	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea 150 kV “Viggiano – Montemurro”
Calabria	SE 380/150 kV Scandale - ampliamento	Ampliamento sez. 150 kV stazione 380/150 kV Scandale
Calabria	SE 380/150 kV Belcastro	Nuova stazione di trasformazione 380/150 kV da inserire in entra - esce alla linea 380 kV “Scandale – Rizziconi”
Calabria	SE 150 kV Cirò	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV “Ciro Marina – Cariati”
Calabria	SE 150 kV Belcastro	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra - esce alla linea 150 kV “Belcastro – Cutro”
Calabria	SE 150 kV Cittanova	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea 150 kV “Locri – Taurianova”
Calabria	SE 150 kV Chiaravalle	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea 150 kV “Soverato – Serra S. Bruno”
Calabria	SE 150 kV S.Sostene	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra – esce alla linea 150 kV “Soverato – Badolato”
Calabria	El. 150 kV Chiaravalle – Soverato	Potenziamento elettrodotto 150 kV “Chiaravalle – Soverato”

Opere in realizzazione autorizzate ai sensi del D. Lgs. 387/03 per le connessioni relative a stazioni elettriche		
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Intervento autorizzato ai sensi del D. Lgs. 387/2003 ¹⁰
Sicilia	SE 150 kV Carlentini	Nuova stazione 150 kV da inserire in entra - esce alla linea a 150 kV "Sortino – Vizzini"
Sicilia	SE 150 kV Mistretta	Nuova stazione 150 kV da inserire in entra - esce alla linea 150 kV "Serra Matarocco All. - Troina CP"
Sicilia	SE 150 kV Racalmuto	Nuova stazione a 150 kV da inserire in entra - esce alla linea 150 kV "Canicattì – Racalmuto"

4 Opere in autorizzazione

4.1 Opere di sviluppo in autorizzazione

Relativamente agli interventi di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale con iter autorizzativo attualmente in corso presso gli enti competenti, di seguito sono riportati rispettivamente le principali opere di sviluppo per le quali è stato avviato l'iter autorizzativo alla costruzione e all'esercizio nel corso dell'anno 2012 (Tabella 6) e quelle il cui iter autorizzativo è stato avviato negli anni precedenti al 2012 (Tabella 7).

Per le opere in autorizzazione la data prevista di entrata in esercizio è stata considerata "da definire" in quanto l'avvio delle attività realizzative e, conseguentemente, la data di entrata in servizio è al momento condizionata:

- alle tempistiche per la eventuale condivisione preventiva con gli Enti Locali della migliore soluzione localizzativa;
- ai tempi di rilascio delle necessarie autorizzazioni da parte delle Amministrazioni preposte.

Per quanto riguarda la stima del capex si tratta della migliore previsione effettuata al momento dell'avvio della domanda autorizzativa, pertanto potrebbe variare a seconda dell'esito dell'iter stesso e fino all'entrata in esercizio dell'opera.

Tabella 6 – Principali opere di sviluppo con iter autorizzativo avviato nel corso del 2012 ai sensi della L.239/04

Principali opere con iter autorizzativo avviato nel corso del 2012				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹¹
Piemonte/Lombardia	Incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge 99/2009	Realizzazione di una nuova interconnessione Italia - Svizzera per l'aumento della capacità di trasporto sulla frontiera svizzera	03 ottobre 2012	1000
Veneto	Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia ai sensi della legge 99/2009	Realizzazione di una nuova interconnessione Italia - Slovenia per l'aumento della capacità di trasporto sulla frontiera slovena	13 settembre 2012	350
Veneto	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	Nuova S.E. 220 kV "Marghera Stazione V" e nuova direttrice in cavo interrato a 220 kV (EL-283)	31 maggio 2012	6,7
Veneto	Potenziamento rete AT Vicenza	Costruzione nuovi tratti di elettrodotti a 132 kV interrati ed aerei con conseguenti demolizioni della rete a 132 kV e 50 kV (EL-289)	02 luglio 2012	9,5
Marche	Elettrodotto a 380 kV Fano - Teramo	Nuova SE 132 kV Caldarola e raccordi 132 kV all'elettrodotto "Valcimarra-Abbadia1" (EL-284)	30 maggio 2012	5,8
Umbria	Riassetto rete AT in Umbria	Nuovo elettrodotto 150 kV "Cappuccini - Camerino" e connessa variante all'elettrodotto "Cappuccini - Preci"	27 novembre 2012	4,8
Abruzzo/Molise/Puglia	Elettrodotto a 380 kV Foggia - Villanova	Realizzazione elettrodotto aereo 380 kV in DT "Gissi-Larino-Foggia" ed opere connesse (EL-285)	25 luglio 2012	101,6
Lazio	Stazione Elettrica 220 kV Castel di Decima	Stazione Elettrica 220 kV Castel di Decima e relativi raccordi	30 agosto 2012	3,1
Lazio	Potenziamento rete AT Terni - Roma	Ricostruzione e potenziamento dell'elettrodotto in st 150 kV tipo misto denominato "Nazzano-Fiano" e conseguenti demolizioni dell'esistente elettrodotto (EL-286)	11 luglio 2012	4,4
Lazio	Sviluppi di rete nell'area di Cassino	Nuova SE 150 kV di Pontecorvo e relativi raccordi e nuovo elettrodotto a 150 kV "SE Pontecorvo - Cassino smist." (EL-271)	29 febbraio 2012	4,9

¹¹ Stima riferita alla redazione del progetto al momento dell'avvio della domanda autorizzativa

Principali opere con iter autorizzativo avviato nel corso del 2012

Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera¹¹
Campania	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Nuova SE 220 kV Fuorigrotta e collegamenti 220 kV in cavo interrato alle esistenti Cabine Primarie di Astroni, Fuorigrotta e Napoli Centro (EL-288)	31 maggio 2012	27,1
Campania	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Campania	Sperimentazione di sistemi di accumulo diffuso direttrice 150 kV Benevento II – Volturara – Celle S. Vito	16 ottobre 2012	88,5
		Sperimentazione accumuli direttrice 150 kV direttrice 150 kV Benevento II – Bisaccia	27 novembre 2012	88,5
Campania	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Interconnessione a 150 kV "Sorrento - Vico Equense – Agerola - Lettere"	13 dicembre 2012	17,0
Campania/Puglia	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II	Stazione elettrica 380/150 kV di Benevento III, raccordi aerei 380 kV e 150 kV alla RTN (EL-290)	04 settembre 2012	23,2
Puglia	Stazioni 380 kV di raccolta di impianti eolici nell'area tra Foggia e Benevento	Elettrodotto aereo 150 kV dt "SE TROIA - CP TROIA - SE TROIA/EOS1" ed opere connesse (EL-291)	09 ottobre 2012	3,9
Sicilia	Stazione 380 kV di Vizzini (ex SE Mineo)	Nuova stazione elettrica 380/150 kV di Vizzini (ex SE Mineo), raccordi aerei 380 e 150 kV alla RTN ed opere connesse.	11 dicembre 2012	27,1
Sardegna	Stazione a 150 kV di Selegas	Nuova stazione di smistamento in corrispondenza dell'incrocio delle direttrici "Goni – S. Miali" e "Villasor – Nurri"	10 settembre 2012	4,3
Sardegna	Stazione a 150 kV di Nuraminis	Nuova stazione di smistamento in entra-esce alla linea a 150 kV "VILLASOR - NURRI"	11 settembre 2012	3,4
Sardegna	Elettrodotto 150 kV S.Teresa - Buddusò	Stazione Elettrica 150 kV Santa Teresa ed opere connesse	24 settembre 2012	3,3
Sardegna	Riassetto rete 150 kV area Cagliari	Elettrodotto 150 kV in cavo interrato "S. Gilla - Portocanale"	24 settembre 2012	3,5
		Elettrodotto a 150 kV in cavo interrato tra la CP di Quartu e la CP di Quartacciu	12 settembre 2012	4,7

Tabella 7 – Principali opere di sviluppo con iter autorizzativo avviato prima del 2012 ai sensi della L.239/04

Principali opere con iter autorizzativo avviato prima del 2012				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹²
Piemonte	Rivacciao S.p.A. (cfr. Allegato connessioni).	Stazione 132 kV "Lesegno" raccordi 132 kV ed opere connesse (EL-264)	20 settembre 2011	7,7
Piemonte	Riassetto rete Val Sesia	El. 132 kV "Fervento – Riva Valdobbia" (EL-254)	27 ottobre 2011	2,7
Piemonte/Lombardia	Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella	Variante 220 kV "Ponte - Verampio" (Razionalizzazione rete AT Val Formazza) (EL-275)	07 settembre 2011	93,9
Lombardia	Riassetto rete 220 kV città di Milano	Elettrodotto in cavo 220 kV "Ric. Sud - Porta Venezia" (EL-259)	02 settembre 2011	8,5
		Elettrodotti in cavo 220 kV- "Ricevitrice Ovest - Ricevitrice Sud"; "Gadio-Ricv.Ovest"; "Gadio-Ricv.Nord" e "P. Venezia-P. Volta"	12 dicembre 2011	27,5
Lombardia	Elettrodotto 132 kV "Bergamo – Bas"	Nuovo collegamento in cavo 132 kV "Malpensata – Bergamo BAS" (EL-255)	18 luglio 2011	3,6
Lombardia	Razionalizzazione 380 – 132 kV di Brescia	Realizzazione nuova SE 380 kV nell'area a Sud Est di Brescia e relative opere connesse (EL-243)	21 marzo 2011	58,6
Lombardia	Razionalizzazione Valle Sabbia	Nuova stazione 220/132 kV di Agnosine ed opere connesse	29 dicembre 2011	24,7
Lombardia	Razionalizzazione provincia di Lodi	Razionalizzazione della rete AT in Prov. di Lodi (EL-282)	22 dicembre 2011	20,5
Veneto	Razionalizzazione rete media Valle del Piave	Stazione 220 kV Polpet (Razionalizzazione e sviluppo della RTN nella Media valle del Piave – EL-251)	26 agosto 2011	37,9

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

Principali opere con iter autorizzativo avviato prima del 2012				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹²
		Elettrodotto 132 kV "Desedan – forno di Zoldo" (Razionalizzazione e sviluppo della RTN nella Media valle del Piave – EL-251)	29 agosto 2011	4,0
Veneto	Riassetto rete Alto Bellunese	Riassetto rete alto Bellunese (Razionalizzazione e sviluppo della RTN nella Media valle del Piave – EL-251)	16 marzo 2011	17,4
Veneto	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	Nuova direttrice in cavo interrato AT a 220 kV "Stazione IV-Stazione V ALCOA" e nuova SE 220 kV Marghera Stazione V (EL-157)	27 febbraio 2008	10,7
Veneto	Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	Nuova stazione 380/220/132 kV in entra - esce all'elettrodotto 380 kV "Sandrigo – Cordignano", raccordi 380, 220 e 132 kV ed opere connesse (EL-134)	22 luglio 2008	17,1
Veneto	Stazione 380 kV in provincia di Treviso	Nuova stazione 380/132 kV in provincia di Treviso, raccordi 380, 132 kV ed opere connesse	22 luglio 2008	33,2
Trentino-Alto Adige	Razionalizzazione rete AT nell'area di S. Massenza	Connessione S. Massenza SC mediante due raccordi in cavo alle linee 132 kV "S.Massenza - Cimago" e "Nave - Drò c.d. Italcementi Sarche"	19 dicembre 2008	1,6
Friuli-Venezia Giulia	Razionalizzazione 220 kV Monfalcone	Realizzazione nuova linea elettrica a 132 kV in cavo interrato "Randaccio – Lisert" e demolizione della linea "Randaccio – Opicina"	10 dicembre 2007	2,6
Friuli-Venezia Giulia	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Nuovo elettrodotto 380 kV dt tra le stazioni di Udine Ovest e Redipuglia e nuova SE (EL – 146)	23 dicembre 2008	65
Emilia-Romagna	Stazione 380 kV a Nord di Bologna	Nuova SE 380/132 kV a nord di Bologna e relativi raccordi alla rete AAT e AT con interramenti di tratti di linee a 132 kV esistenti (EL-246)	12 luglio 2011	28,0
Emilia-Romagna	Rete AT area di Modena	Nuovo collegamento 132 kV "Modena N. - Modena E. - Modena Crocetta" (EL-250)	20 settembre 2011	7,2
Emilia-Romagna	Razionalizzazione rete 132 kV area di Reggio-Emilia	Razionalizzazione rete 132 kV Reggio-Emilia (EL-278)	22 dicembre 2011	19,8
Emilia-Romagna	Elettrodotto 220 kV Colunga-Este	Riassetto rete 132 kV tra Colunga e Ferrara (EL-240)	29 dicembre 2010	7,8
Emilia-Romagna/Toscana	Elettrodotto 380 kV Calenzano - S.Benedetto del Querceto - Colunga	Ricostruzione in classe 380 kV degli elettrodotti 220 kV Casellina - San Benedetto de Querceto e San Benedetto del Querceto - Colunga nel tratto tra le stazioni di Colunga e Calenzano (EL-173)	09 settembre 2009	70
Toscana	Rete Avenza/Lucca e raccordi di Strettoia	Elettrodotto 132 kV "Avenza - Massa Z.I." (EL-253)	27 maggio 2011	4,5

Principali opere con iter autorizzativo avviato prima del 2012				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹²
Toscana	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente	Cavo marino 132 kV "Portoferraio – Colmata" (EL-219)	05 luglio 2010	40
Toscana	Razionalizzazione di Arezzo	Nuova SE 380/220/132 kV di Monte S. Savino e relativi raccordi alla rete AAT e AT (EL-201)	23 marzo 2010	31,4
Abruzzo	Elettrodotto 150 kV Portocannone - S.Salvo Z.I. e nuovo smistamento	Nuova SE 150 kV San Salvo smistamento e relativi raccordi in e-e alla linea "Gissi - Montecilfone" e potenziamento della linea 150 kV di connessione alla CP San Salvo (EL-252)	16 novembre 2011	4,1
Abruzzo	Stazione 150 kV Celano	Realizzazione di una nuova stazione di smistamento 150 kV e relativi raccordi alla RTN (EL-239)	11 maggio 2011	8,8
Molise	Elettrodotto 150 kV Portocannone - S. Salvo Z.I. e nuovo smistamento	Nuova SE 150 kV San Salvo smistamento e relativi raccordi in e-e alla linea "Gissi - Montecilfone" e potenziamento della linea 150 kV di connessione alla CP San Salvo	16 novembre 2011	3,6
Lazio	Riassetto area metropolitana di Roma	Nuovo elettrodotto 150 kV "Roma Nord - Monterotondo" (EL-231)	16 marzo 2011	5,5
		Interramento elettrodotti in cavo 150 kV "Roma Sud - Laurentina 1" e "Roma Sud - Laurentina 2 cd Vitinia/Valleranello" (EL-266)	18 novembre 2011	5,5
		Realizzazione SE 380 kV di Roma Sud-Ovest (EL-223)	27 luglio 2010	42,7
		Realizzazione SE 380 kV di Flaminia ed elettrodotto 380 kV Roma Nord - Flaminia - Roma Ovest (EL-230)	11 novembre 2010	85,0
Campania	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Interramento el. 150 kV "Frattamaggiore – Gricignano" e smantellamento linea d.t. 150/60 kV "Fratta - Gricignano" e "Aversa - Fratta" (EL-257)	01 settembre 2011	8,9
		Varianti in cavo Acerra - Casalnuovo e Poggioreale - Secondigliano (EL-244)	14 luglio 2011	24,6
		Elettrodotti 220 kV in cavo interrato CP Napoli Direzionale – CP Castelluccia e CP Direzionale – SE Napoli Levante (EL-197)	15 maggio 2010	9,6
Campania	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Interconnessione 150 kV "CP Castellammare - CP Sorrento - Nuova SE Capri" (EL-269)	23 settembre 2011	52,9
		Stazione Elettrica 220/150 di Scafati e raccordi aerei in semplice terna (EL-280)	23 dicembre 2011	18,5
Campania	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord Benevento II	Realizzazione elettrodotto 380 kV "Avellino Nord – Montecorvino" (EL-209)	26 aprile 2010	104,8

Principali opere con iter autorizzativo avviato prima del 2012				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹²
Campania	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Campania	Potenziamento elettrodotto 150 kV "Campagna-Montecorvino" -2^ fase (EL-263)	15 settembre 2011	9,1
		Potenziamento elettrodotto AT 150 kV s.t. "Buccino – Contursi" (EL-174/2009)	16 settembre 2009	1,7
Campania/Puglia	Stazioni 380 kV di raccolta di impianti eolici nell'area tra Foggia e Benevento	Nuovo elettrodotto a 380 kV tra la SE di Deliceto (FG) e la SE 380 kV di Bisaccia (AV) e opere connesse (EL-267)	16 novembre 2011	17,1
		Raccordi in doppia terna della SE di Deliceto alla linea esistente a 150 kV "Accadia - Vallesaccarda" (EL-268)	02 dicembre 2011	3,8
		Nuovo elettrodotto a 150 kV dt "SE Troia - SE Roseto" (EL-233)	22 marzo 2011	4,7
		Nuovo elettrodotto a 150 kV dt "SE Troia - SE Celle San Vito/Faeto" (EL-224)	03 agosto 2010	3,5
Puglia	Stazione 380/150 kV di Palo del Colle	SE 380 kV Palo del Colle: realizzazione nuova sezione 150 kV e raccordi a 150 kV alla linea 150 kV "Bitonto – Modugno" e nuovo el. in cavo 150 kV "Palo del Colle – Bari Termica (EL-133)	13 maggio 2009	15,6
		Elettrodotto 150 kV "Corato - Bari Ind. 2" e realizzazione SE 150 kV Bari Termica in blindato (EL-151)	22 aprile 2009	6,1
Basilicata	Elettrodotto a 150 kV Castrocucco – Maratea	Realizzazione di un nuovo collegamento a 150 kV tra la centrale di Castrocucco e la stazione elettrica di Maratea (EL-249)	13 luglio 2011	12,2
Basilicata	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Basilicata	Rifacimento elettrodotti 150 kV "Matera-Grottole", "Grottole-Salandra cd Salandra FS" e "Salandra -San Mauro Forte" (EL-163/2009)	24 aprile 2009	5,9
		Potenziamento elettrodotto 150 kV "Acquaviva delle Fonti – Matera" (EL-218)	13 luglio 2010	2,8
Basilicata/Calabria	Riassetto rete Nord Calabria	Razionalizzazione rete AT nel comune di Castrovillari (EL-260)	29 luglio 2011	4,0
		Nuova SE 380/150 kV di Lattarico (CS) e variante dell'elettrodotto a 380 kV in s.t. che collega la SE di Altomonte alla SE di Feroletto (EL-113)	17 gennaio 2008	18,6
		Nuovo elettrodotto a 380 kV tra la linea esistente "Laino - Rossano 1" e l'esistente Stazione Elettrica di Altomonte (EL-190)	03 dicembre 2009	3,8
Calabria	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Calabria	Elettrodotto 150 kV "Calusia – Mesoraca" (EL-232)	25 marzo 2011	2,6
		Potenziamento elettrodotto 150 kV "Catanzaro – Mesoraca" (EL-049)	06 dicembre 2011	4,0
		Potenziamento elettrodotto 150 kV "Catanzaro – Calusia" (EL-273)	06 dicembre 2011	4,2

Principali opere con iter autorizzativo avviato prima del 2012				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera avviata in autorizzazione ai sensi della L.239/04	Data avvio iter autorizzativo o presentazione istanza	Stima CAPEX opera ¹²
Sicilia	Elettrodotto 380 kV Chiamonte Gulfi - Ciminna	Realizzazione nuovo collegamento 380 kV tra le SE di Chiamonte Gulfi e Ciminna (EL-279)	30 dicembre 2011	163,3
Sicilia	Riassetto area metropolitana di Palermo	Raccordi SE Casuzze in e-e all'elettrodotto 150 kV "Ciminna – Mulini"	28 dicembre 2011	10,7
		Elettrodotto 150 kV "Tommaso Natale – Pallavicino"	30 dicembre 2011	4,7
Sicilia	Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo e riassetto rete 150 kV nell'area di Catania e Siracusa	Realizzazione nuovo elettrodotto 380 kV tra la SE di Paternò e la nuova SE a 380 kV di Priolo (EL-227)	28 ottobre 2010	75
		Elettrodotto 150 kV Augusta – Augusta 2	06 ottobre 2011	6,3

5 Opere in concertazione

5.1 Opere di sviluppo in concertazione

In Tabella 8 sono riportate le principali opere in fase di concertazione.

Tabella 8 – Principali interventi di sviluppo in concertazione

Principali interventi in fase di concertazione		
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Descrizione opera in concertazione
Piemonte	Elettrodotto 380 kV "Casanova - Asti – Vignole" e sviluppi di rete nelle province di Asti ed Alessandria	Realizzazione nuova SE 220 kV in classe 380 kV nell'area di Asti
Lombardia	Elettrodotto tra Milano e Brescia	Realizzazione elettrodotto 380 kV
Lombardia/Emilia-Romagna	Elettrodotto tra Pavia e Piacenza	Realizzazione elettrodotto 380 kV
Veneto	Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	Realizzazione di un collegamento trasversale a 380 kV tra le direttrici RTN "Sandrigo – Cordignano" e "Venezia Nord – Salgareda"
Marche/Abruzzo	Elettrodotto a 380 kV "Fano – Teramo"	Realizzazione di un nuovo elettrodotto a 380 kV che conetterà la stazione di Fano con la stazione di Teramo, raccordandosi in entra-esce alla futura stazione in provincia di Macerata
Campania	Elettrodotto 380 kV "Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II" (tratto Avellino Nord - Benevento II)	Realizzazione del nuovo elettrodotto a 380 kV "Avellino Nord – Benevento II" e adeguamenti nell'impianto di Benevento II
Basilicata	Elettrodotto 380 kV "Aliano - Tito – Montecorvino" e riassetto rete AT area di Potenza	Realizzazione di una nuova SE 380/150 kV nell'area di Potenza e nuovo riassetto della rete AT esistente nell'area limitrofa; realizzazione nuovo elettrodotto 380 kV tra la nuova SE e la SE costruenda di Aliano
Sicilia	Elettrodotto 380 kV "Assoro - Sorgente 2 – Villafranca"	Realizzazione nuovo collegamento 380 kV tra le SE di la SE di Assoro, la SE Sorgente2 e SE Villafranca
Sicilia	Elettrodotto 220 kV "Partinico – Fulgatore"	Nuovo collegamento a 220 kV in classe 380 kV tra le stazioni di Partinico e Fulgatore
Sardegna	Elettrodotto 150 kV "S. Teresa - Tempio – Buddusò"	Nuovo collegamento a 150 kV tra le stazioni 150 kV di S. Teresa, Tempio e di Buddusò

6.1 Metodologia per l'elaborazione delle analisi costi/benefici

La metodologia utilizzata per la valutazione degli obiettivi di miglioramento del sistema elettrico è basata sul confronto dei costi e dei benefici dei singoli investimenti e delle possibili macroalternative.

Tali alternative risultano essere in generale di tre tipi, eventualmente confrontabili tra loro:

- la costruzione di nuovi impianti di produzione (nel caso, ad esempio, di interventi che aumentino la capacità produttiva in zone deficitarie)
- investimenti nelle reti a minor livello di tensione (nel caso di investimenti per il miglioramento della qualità di distribuzione)
- la rinuncia all'investimento stesso, con i conseguenti impatti sulla riallocazione delle produzioni, sulle perdite e sul rischio di energia non fornita

A valle di questi confronti tra macroalternative, vengono riportate nel PdS le opzioni di intervento ritenute più sostenibili ed opportune dal punto di vista dello sviluppo e della sicurezza del sistema elettrico.

Le voci di costo considerate nelle ACB sono:

- i costi capitale (CAPEX);
- gli oneri di esercizio e manutenzione (OPEX);
- i costi per eventuali demolizioni.

L'ipotesi utilizzata per la collocazione dei costi capitale nelle analisi prevede di norma che l'investimento venga effettuato durante i tre anni precedenti l'entrata in servizio dell'impianto in esame.

Gli oneri annui di esercizio e manutenzione vengono stimati pari all'1,5% del CAPEX salvo specificità relative a progetti in corrente continua.

I costi per eventuali demolizioni vengono stimati approssimativamente:

- per le linee al 30% del valore a nuovo;
- per le stazioni al 10%, escludendo i trasformatori, la cui demolizione presenterebbe semmai un piccolo saldo positivo (+1%) grazie al recupero del ferro e del rame.

A seguito di analisi a consuntivo di interventi pianificati in passato, è emersa la necessità di considerare un costo aggiuntivo (pari mediamente al 10% del valore complessivo dell'opera) derivante da modifiche del progetto iniziale. Tale maggiorazione tiene conto del fatto che, in fase di pianificazione delle opere si considerano esclusivamente i costi standard, così come riportato al punto 6.2, e non quelli dovuti, per esempio, ad eventuali modifiche del progetto sia per favorirne l'accettabilità da parte delle comunità locali che per ottemperare ad eventuali prescrizioni indicate nei decreti autorizzativi. Tale costo aggiuntivo sarà aggiornato in seguito all'avanzamento dell'opera alla quale si riferisce.

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

- derivanti dall'aumento di energia importata dall'Estero: laddove il costo di produzione è minore, questi benefici si calcolano moltiplicando l'aumento della TTC (Total Transfer Capacity) stimata, convertita in energia annua (considerando generalmente un'utilizzazione per 5.000 ore/annue alla massima TTC degli impianti di interconnessione), per il differenziale tra costo estero e quello italiano, stimato mediamente pari ad un valore che oscilla tra i 10 ed i 30 €/MWh (tali valori sono puramente indicativi in quanto dipende dalla localizzazione della interconnessione), salvo casi specifici in cui sia prevedibile una maggiore disponibilità di energia importabile.
- derivanti dalla diminuzione delle perdite di rete: l'indicatore tecnico variazione delle perdite di rete viene calcolato come potenza perduta alla punta del carico mediante i programmi di simulazione. Il differenziale di potenza nei due casi, con e senza l'intervento di sviluppo in esame, viene moltiplicato per il coefficiente ore di utilizzazione delle perdite alla punta, specifico per ciascuna macro-area del Paese (v. Tabella 9), per calcolare il differenziale di energia perduta in un anno (a volte, ad es. nel caso di linee a cavallo di più aree, è opportuno riferirsi a valori medi rispetto a quelli esposti). A questo punto moltiplicando il valore dell'energia recuperata all'anno per il costo medio di

produzione dell'energia, si arriva ad una monetizzazione approssimata delle minori perdite di rete, o meglio della loro riduzione, derivante dall'entrata in servizio dell'intervento in esame.

$$\text{Beneficio annuo} = I_p \times h \times \text{CMP}$$

dove:

- I_p : perdite di rete alla punta misurate in MW, espresse dal relativo indicatore tecnico;
- h : ore di utilizzazione annue delle perdite alla punta;
- CMP: costo medio di produzione dell'energia (€/MWh).

Tabella 9 – Ore medie di utilizzazione delle perdite per area

Zona	Ore medie di utilizzazione
AAT	
TO	5500
MI	7500
VE	7000
FI	8000
RM	4500
NA	5000
Continente	6000
Isole	n. a.
AT	
Italia	3500

Come proxy del valore delle perdite (CMP) è considerato pari a 73 €/MWh, che equivale al prezzo medio di acquisto nazionale sul MGP rilevato nel periodo da luglio 2007 a giugno 2012.

È opportuno considerare che le perdite in rete calcolate alla punta variano di anno in anno al variare del fabbisogno e del dispacciamento delle centrali.

- C. derivanti dall'energia non fornita evitata: per calcolare questi costi evitati si moltiplica la stima della minore energia non fornita (ENF) media annua nella zona di rete dove insiste il nuovo intervento per il valore di 4.720 €/MWh; questo valore deriva dal rapporto tra PIL nazionale e domanda nazionale annua di energia elettrica per l'anno 2011. Per stimare l'ENF si ipotizza in genere un episodio di disalimentazione, della durata di 5 ore, ogni 1,5 anni, per

elettrodotti a 380 kV. In presenza di casi particolari, come ad esempio:

- carichi delle principali città;
- carichi industriali di prestigio (poli tecnologici, aree produttive di alto valore);
- località di particolare pregio turistico e isole;

si applica un coefficiente di valutazione moltiplicativo che può andare da 1 a 5, a seconda dell'importanza del sito.

- D. derivanti dalla eliminazione di congestioni e di poli limitati: alcuni nuovi interventi di sviluppo, specialmente elettrodotti, permettono alle centrali esistenti ed a quelle future di immettere maggiori quantità di energia nella rete, rimuovendo quelle limitazioni (bottleneck) che rendono o possono rendere inefficiente la produzione. I benefici di questo tipo hanno un duplice aspetto, in potenza ed in energia:

- evitano l'ulteriore installazione di capacità produttiva (potenza) per far fronte alla richiesta del carico. Se questa è di base, l'installazione di nuova potenza evitata si stima ai costi di impianti a Ciclo Combinato (500 k€/MW). Se invece trattasi di nuova potenza per la copertura della punta, questa viene quantificata come installazione evitata di impianti di tipo Turbo Gas (210 k€/MW);
- evitano la produzione (energia) di impianti non competitivi. Nel caso di produzione di base, si considera un minore utilizzo degli impianti di base più obsoleti rimpiazzati con Cicli Combinati (CC) di nuova generazione; nel qual caso il sovracosto in energia evitato viene stimato come differenza di costo moltiplicata per l'energia liberata (si ipotizzano in tal caso le ore di utilizzazione medie valutando caso per caso le ore di utilizzazione medie degli impianti). Nel caso di produzione di punta (Turbo Gas, TG) si stimano i sovracosti evitati con il differenziale di costo dovuto alla differenza di rendimento fra TG e CC (in questo caso le ore di utilizzazione medie per impianti Turbo Gas vengono poste

convenzionalmente pari a circa 1000 ore).

- E. derivanti dalla liberazione di energia prodotta da impianti da fonte rinnovabile: si stima un risparmio derivante dal differenziale fra il costo di combustibile di un impianto rinnovabile (nullo) e quello di un CC a metano che l'impianto a fonte rinnovabile andrebbe a rimpiazzare. In questo caso, per il calcolo dell'energia, sono state considerate 2300¹³ ore medie di possibile congestione evitata. C'è inoltre da specificare che, nel caso di benefici derivanti dall'immissione di nuova produzione da fonte rinnovabile non programmabile (di seguito FRNP), non viene considerata la componente "evitata installazione di capacità produttiva" (cfr punto D.a) data l'aleatorietà della fonte primaria.
- F. derivanti da investimenti evitati: la realizzazione di un intervento consente spesso ulteriori risparmi, in quanto permette di evitare altre soluzioni di sviluppo, altrimenti comunque necessarie, le quali peraltro potrebbero non risolvere definitivamente i problemi che si intende affrontare o li risolverebbero solo parzialmente. Gli investimenti evitati generalmente riguardano:
- rinforzi di rete AT (ad es. nel caso di stazioni di trasformazione);
 - costi di rifasamento (ad es. condensatori non più necessari con l'intervento in esame);
 - costi di installazione di centrali, come alternativa allo sviluppo rete, necessarie al fine di garantire la sicurezza di alimentazione in N-1 (e quindi per scopi diversi dallo sblocco di potenza già descritto);
 - recupero di elementi di impianto ancora in buono stato (es. ATR in altri impianti);

e. rifacimenti evitati di impianti obsoleti o da risanare.

- G. derivanti dal mancato ricorso a MSD: per ogni intervento descritto in questo documento, si è valutato l'impatto nella risoluzione di carenze di rete che richiedono il ricorso al Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD). In particolare, si è valutato come beneficio il mancato ricorso al MSD per la risoluzione di problemi di rete locale e per la gestione dei profili di tensione.
- H. riduzione della emissione di CO₂: nei casi in cui si pianifica un nuovo intervento di sviluppo della rete che permette un aumento dei limiti di scambio tra le zone di mercato esistenti, si è valutato l'eventuale incremento di produzione di energia da impianti con minore emissione di CO₂. Si è inoltre calcolata la riduzione delle emissioni di CO₂ legata alla diminuzione delle perdite. Il valore economico della tonnellata di CO₂ presa a riferimento è rappresentato dalla media degli ultimi 12 mesi del valore del mercato delle unità di emissione¹⁴.

In Tabella 10 è riportato un riepilogo dei principali dati utilizzati in queste valutazioni.

¹³ Sono state considerate 1900 ore equivalenti da fonte eolica e 1200 da fonte fotovoltaica (fonte dati GSE), supponendo la sovrapposizione delle due fonti per le sole 8 ore diurne pesandone la contemporaneità in base ai rispettivi valori di installato previsti al 2020.

¹⁴ La Direttiva 2003/87/EC istituisce un sistema per lo scambio di Unità di emissioni di gas ad effetto serra tra gli Stati membri dell'Unione Europea, al fine di promuovere la riduzione delle emissioni secondo criteri di efficacia dei costi ed efficienza economica. Tale sistema, denominato European Emission Trading Scheme (EU ETS), rientra tra i meccanismi individuati dal Protocollo di Kyoto per la riduzione delle emissioni di gas serra. Il valore economico della tonnellata di CO₂ presa a riferimento è la media registrata negli ultimi 12 mesi su EUAs (European Unit Allowances). Fonte Thomson Reuters.

Tabella 10 – Ipotesi base per il calcolo dei benefici

BENEFICI	
Differenziale prezzo energia per interconnessioni	10÷30 €/MWh
Valore delle perdite	73 €/MWh
Valore dell'ENF ¹⁵	4.720 €/MWh
Costo installazione Turbo Gas	210 k€/MW
Costo installazione Ciclo Combinato	500 k€/MW
Costo marginale dell'energia prodotta da Turbo Gas ¹⁶	160 €/MWh
Costo marginale dell'energia prodotta da Ciclo Combinato ¹³	60 €/MWh
Costo marginale dell'energia prodotta da olio combustibile ¹³	105 €/MWh
Costo marginale dell'energia prodotta dal carbone ¹³	30 €/MWh
Costo CO ₂	8 €/t

E' da menzionare che negli ultimi anni, a causa dalla recente crisi finanziaria ed economica globale, esiste una forte incertezza sull'andamento dei costi marginali dell'energia prodotta (da ogni tipo di impianto).

Una volta determinati costi e benefici di ogni progetto, si effettua un'analisi comparativa finalizzata alla determinazione dell'opportunità dell'intervento di sviluppo sotto esame o alla determinazione della soluzione ottimale di sviluppo. I benefici ed i costi vengono confrontati per ricavare flussi netti di cassa per un orizzonte temporale di 20 anni; l'attualizzazione viene effettuata alla data dell'anno di stesura del Piano di Sviluppo (PdS).

¹⁵ Rapporto PIL/domanda di energia elettrica riferito ai valori del 2011.

¹⁶ Elaborazioni Terna su fonte dati Nomisma Energia (novembre 2012). Rispetto allo scorso anno sono state riviste le stime dei costi di combustibile. In particolare per il petrolio, e conseguentemente per il gas, tale previsione al rialzo è dovuta a quanto registrato sul mercato (costi alti al livello del 2008, mercato più bilanciato) che porta verso una minor probabilità di discesa dei costi di approvvigionamento mentre per il carbone, stante la flessione già registrata sul mercato registrata durante l'anno 2012, la previsione al ribasso è confermata verso valori ancora più bassi.

Vale la pena qui ricordare che l'AEEG, nel determinare i canoni di remunerazione, ha individuato in 40 e 33 anni la vita utile rispettivamente delle linee di trasmissione e delle stazioni elettriche (Del. 05/04). Nel nostro caso invece, data la potenziale incertezza nel mantenimento nel tempo dei benefici considerati, si è ritenuto di limitare l'analisi al ventesimo anno, ottenendo così valutazioni più prudenti.

Il tasso di attualizzazione considerato è pari al 7,4%, prendendo a riferimento il valore del WACC base riconosciuto a Terna dall'AEEG per gli investimenti in attività di sviluppo della rete di trasmissione (Deliberazione AEEG n. 199/11¹⁷).

Ogni indicatore viene valutato per un nuovo intervento di sviluppo indipendentemente dagli altri interventi nuovi di quell'anno, ma considerando di norma esistenti tutti gli interventi già programmati in anni precedenti.

Nelle Analisi Costi-Benefici vengono utilizzati i seguenti indicatori di prestazione:

- Indice di Profittabilità (IP): è l'indice più utilizzato per questo tipo di analisi, in quanto è un numero puro di immediata comprensione che fornisce una valutazione diretta della convenienza dell'investimento. L'indice di profittabilità è il rapporto tra i ritorni attualizzati e gli esborsi attualizzati dell'investimento;
- Valore Attuale Netto (VAN o NPV): il VAN è il valore attualizzato dei flussi di cassa netti generati dall'investimento;
- Pay Back Period (PBP): il PBP è il periodo di tempo necessario per recuperare il capitale investito (cioè per arrivare al Break-Even Point);
- Tasso interno di Rendimento o di Ritorno (TIR): il tasso interno di ritorno è quel tasso di attualizzazione che rende nullo il VAN, nel periodo considerato.

¹⁷ Tale delibera prevede anche un corrispettivo per il cosiddetto *regulatory lag* per gli effetti finanziari del ritardo con cui gli investimenti vengono riconosciuti in tariffa.

6.2 Ipotesi alla base del calcolo dei CAPEX

6.2.1 Premessa

La valutazione dei costi di investimento degli impianti di rete a programma (elettrodotti aerei, linee in cavo e stazioni elettriche) si articola in più fasi.

- La prima fase, tipica del momento della pianificazione, si basa su un valore di costo standard dell'investimento determinato dalla valutazione di informazioni storiche sui costi a consuntivo derivanti dalla realizzazione di impianti e rielaborando i dati per riportarli ad una classificazione utile per la determinazione dei costi unitari.
- In una seconda fase, la stima di costo avviene per ciascun impianto a seguito della esecuzione di studi di fattibilità tecnico-economica (inseriti nella fase concertativa con gli enti locali) e di progetti preliminari che permettono di meglio definire gli aspetti tecnici peculiari per ciascun impianto. Questa stima consente di procedere alle valutazioni di costo necessarie per avviare gli iter autorizzativi delle opere.
- La terza fase di aggiornamento dei costi tiene conto dell'esito dell'iter autorizzativo che di norma richiede l'aggiornamento del progetto a seguito di raccomandazioni, prescrizioni, varianti richieste dagli enti o altri soggetti interessati all'opera.
- La quarta fase riguarda la determinazione del costo di investimento delle opere a seguito del progetto esecutivo e della costruzione dell'impianto. Al termine di questa fase che si conclude con la messa in servizio, si determinano i costi di investimento effettivamente consuntivati.
- L'ultima fase riguarda il monitoraggio dei nuovi prezzi di mercato scaturiti in esito alle ultime aggiudicazioni di gare significative (es. Contratti Quadro) messe in opera da Terna per l'acquisizione di risorse esterne inerenti le attività di fornitura, trasporto, montaggio e messa in servizio e considerando valori medi di costi d'asservimento, ivi inclusa la liquidazione di eventuali danni durante la costruzione.

I consuntivi di costo entrano infine come dati di input per l'elaborazione e l'aggiornamento dei valori

da adottare per la pianificazione e la programmazione di nuove opere.

La classificazione è stata adottata esclusivamente per gli impianti in corrente alternata, mentre i dati di costo stimati per impianti in corrente continua derivano da studi di fattibilità e progetti preliminari specifici.

Occorre ricordare, inoltre, che la stima dei costi unitari per tipologia di progetto si riferisce in particolare agli impianti di nuova realizzazione (es. nuove linee o stazioni green-field), e che in detta stima non sono valutabili:

- gli eventuali costi di bonifica dei siti destinati alle stazioni non altrimenti localizzabili;
- i maggiori costi per interventi su impianti esistenti ed in esercizio;
- i costi indotti da eventuali condizioni imposte in esito alle procedure autorizzative e/o di concertazione e compensazione ambientale;
- i maggiori costi per opere civili non standard (pali di sottofondazione, opere di sbancamento e contenimento);
- gli eventuali costi di dismissione di porzioni di rete esistente.

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

Per quanto riguarda i costi standard di particolari opere come le linee HVDC in cavo, si rappresenta che non risulta possibile fornire a priori un parametro medio standard attendibile di tali costi proprio a causa della specificità delle singole opere. Ad es. un collegamento in corrente continua sottomarino, è fortemente influenzato dal tracciato marino, dalla profondità e natura del fondale e dalla tipologia di eventuali attività antropiche (pesca, altre infrastrutture interferenti, ecc.). Infatti la potenza da trasportare e la profondità incidono sulle caratteristiche e peso dei cavi; da queste ultime dipendono le potenzialità della nave di posa e gli accorgimenti da adottare; la natura del fondale incide pesantemente sulle modalità di posa dei cavi sotto il fondale e della loro protezione contro danneggiamenti esterni. La specificità tecnologica dei cavi sottomarini porta, inoltre, ad avere solo pochissimi fornitori al mondo con conseguente ridotta capacità produttiva. Questi aspetti portano ad una forte aleatorietà anche nella stima del costo del singolo collegamento, in particolar modo nei casi in cui questo è ancora in una fase di progetto preliminare. Le caratteristiche peculiari del singolo

intervento incidono inoltre sulla tecnologia delle stazioni di conversione che cambia in funzione della potenza e soprattutto delle caratteristiche delle reti elettriche interconnesse, quasi sempre di due nazioni diverse. In sostanza non ha senso né è possibile al momento determinare un costo unitario per chilometro; il costo dell'opera può essere stimato solo globalmente a valle di uno studio preliminare e, con più precisione, a valle del progetto definitivo e varia da impianto ad impianto.

6.2.2 Classificazione degli elementi di rete

ELETTRODOTTI IN LINEA AEREA

Ai fini della determinazione dei costi, la classificazione degli elettrodotti si basa su una suddivisione delle opere che si articola su:

- livello della tensione nominale;
- tipologia dell'elettrodotto (a semplice o doppia terna) con sostegni a traliccio tradizionale o monostelo;
- impiego del conduttore alluminio-acciaio ACSR di diametro 31,5 (adottato anche dalle norme CEI come conduttore di riferimento per la determinazione delle portate al limite termico) e del fascio trinato per ciascuna fase nel caso di linea a 380 kV;
- campata media tipica per i livelli di tensione considerati.

Le voci di costo dell'elettrodotto comprese nella stima del costo/km possono ricondursi a:

- carpenteria (sostegni);
- armamenti (isolatori e morsetteria);
- conduttori, giunti, distanziatori, funi di guardia e accessori;
- montaggio sostegni, messa a terra e tesatura conduttori;
- scavo, getto e reinterro;
- servitù, ecc.

Nella valutazione ci si riferisce ad un costo tipico medio che prescinde da:

- variabilità dovuta alle condizioni di posa in ordine al rapporto tra numero di tralici di sostegno e tralici d'amarro, alla tortuosità del tracciato della linea, al numero di attraversamenti e sorpassi di altre linee;
- incidenze di costo nell'esecuzione di opere civili qualora si operi su terreni cedevoli che devono essere consolidati (fondazioni con pali);

- variabilità dei costi delle servitù e per le attività correlate in funzione del contesto sociale e ambientale.

In particolare, una valutazione di costo, specie per il 380 kV, non può prescindere dalla natura del terreno e pertanto si è proceduto ad una suddivisione ulteriore che prevede un costo suddiviso per pianura, collina e montagna. Tipicamente la prima voce riguarda un terreno piatto con interferenze (strade, ferrovie, telecomunicazioni, ecc.) tipiche di aree come la pianura padana. La distinzione tra collina e montagna verte essenzialmente sull'andamento orografico e sulla natura dei terreni che, per esempio in elettrodotti appenninici o sub alpini, ha caratteristiche decisamente più impegnative rispetto ad un andamento collinare. La classificazione montagna non riguarda i tratti di elettrodotto alpino (quote superiori a 2000 metri) che vanno valutati in modo specifico. Per linee a 380 kV con fondazioni particolari (micropali – costruzione con l'ausilio dell'elicottero, prescrizioni ambientali particolari) è necessario considerare un aumento del 20%. Per il 220 kV e il 150 kV non si è fatta, per semplicità, distinzione sulla natura del terreno assumendo un valore medio.

Relativamente alla rimozione dei vincoli di portata degli elettrodotti, si adottano, a valle di una specifica analisi di fattibilità, soluzioni che prevedono la sostituzione di componenti degli elettrodotti (sostegni, conduttori, catene, isolatori, morsetteria aventi caratteristiche analoghe, anche in ragione delle evoluzioni tecnologiche) con costi d'investimento direttamente legati alla tipologia di componenti utilizzate ed al progetto da realizzare.

ELETTRODOTTI IN CAVO INTERRATO

La classificazione delle tipologie di cavi si basa sui seguenti criteri:

- livello della tensione nominale;
- tipologia del materiale isolante: XLPE (polietilene reticolato) o EPR (gomma etilen propilenica) realizzato per estrusione;
- materiale del conduttore: alluminio o rame;
- principali sezioni industriali disponibili dei conduttori (espresse in mm² con indicazione della portata nominale espressa in MVA per terna di cavi);
- stazioni di transizione aereo-cavo con presenza di reattanze shunt di compensazione da 200 MVA;
- per ciascuna tipologia si fa riferimento ad una posa in opera di una terna di cavi in area extra-urbana mediante

singola trincea su sedime stradale disponibile.

STAZIONI ELETTRICHE

Le tipologie di stazioni elettriche considerate sono quelle di trasformazione e di smistamento e possono anche essere classificate dal punto di vista costruttivo in relazione alla modalità di realizzazione dell'isolamento delle parti attive. Le due principali tipologie di isolamento sono:

- impianti isolati in aria;
- impianti di tipo isolato in SF₆ con parti attive in involucro metallico.

Altre tipologie di impianti (ad esempio mediante moduli multifunzione o ibridi) sono considerate speciali e sono trattate come costo sulla base di analisi eseguite sulla base dei progetti preliminari specifici.

Per la classificazione delle stazioni elettriche sono stati considerati i seguenti criteri:

- livello di tensione nominale;
- tipologia del mezzo isolante (aria o esafluoruro di zolfo);
- macchinario: autotrasformatore, rapporto di trasformazione, e potenza nominale;
- edifici o fabbricati per stazioni in aria o per stazioni isolate in SF₆ e per stazioni di smistamento;
- opere civili escluse le fondazioni delle singole apparecchiature che vengono incluse negli elementi elementari (stalli);
- acquisizione terreni;
- sistemazione delle aree.

Negli impianti tradizionali isolati in aria (AIS), ogni componente ha le parti attive isolate in aria e ciò comporta un collegamento delle parti non in tensione a quelle in tensione tramite isolatori. L'assemblaggio viene effettuato in sito al momento dell'installazione.

Negli impianti isolati in SF₆ (GIS), l'isolamento delle parti attive è ottenuto mediante apparecchiature prefabbricate con involucro metallico contenenti gas SF₆.

Il costo totale di una stazione elettrica si ottiene dalla composizione dei costi elementari suddivisi nelle seguenti voci di costo aggregate:

- impianti di potenza – apparecchiature (interruttori, sezionatori, TA, TV, scaricatori, bobine onde convogliate) e collegamenti AAT e AT, compresi

conduttori, morsetteria, isolatori, sostegni, circuiti di messa a terra, ecc.;

- impianti accessori (di automazione e ausiliari) – apparati e circuiti di protezione, comando e controllo, compresi quadri/pannelli, cavi, batterie, gruppo elettrogeno, quadro MT, alimentazioni da rete MT, trasformatori MT/BT, infrastrutture di rete e relativi materiali e apparecchiature (ad es. sistemi telefonici, sistemi teleoperazioni, canali e apparati di comunicazione ecc.) ed infrastrutture, anche non appartenenti alla rete, atte a garantire, senza alcun degrado, la continuità del servizio di telecomunicazione e/o telepilotaggio (es. onde convogliate) eventualmente presenti nella porzione di rete interessata dalla specifica stazione, ecc.;
- impianti dei servizi generali di stazione – illuminazioni esterne (torri faro, ecc.) illuminazioni interne, impianto telefonico, condizionamento, antincendio, dispositivi di controllo accessi, ecc.;
- montaggi e collaudi – posa in opera di apparecchiature e circuiti, collaudi, prove funzionali e messa in servizio;
- opere civili – sistemazione piazzali, fondazioni, sostegni, apparecchiature e portali, cunicoli e tubazioni, rete drenaggi, rete di terra principale e secondaria, recinzioni, viabilità interna e raccordo alla viabilità esterna, smaltimento acque bianche e acque nere, ecc.;
- edifici nelle configurazioni standard – edificio comandi, edificio per impianto SF₆, box di stallo (chiosco), edificio per servizi ausiliari e/o quadro MT.

Il costo totale delle opere tiene conto del costo delle realizzazioni e delle spese sostenute per la gestione degli acquisti e dei contratti d'appalto, ivi compresi il collaudo e la direzione lavori. Ai fini della determinazione del costo delle opere, si aggiunge altresì il costo dei terreni.

I costi di seguito esposti non comprendono i costi di esercizio e manutenzione, la liquidazione di eventuali danni e i costi derivanti da prescrizioni ambientali e autorizzative.

Si precisa che le voci a carattere generale quali fabbricati, opere comuni e opere civili (viabilità, recinzione, sistema di messa a terra,...) sono da

intendersi per la parte inerente alle sole necessità della stazione elettrica e sono state previste in una voce separata da quella relativa all'acquisto delle aree.

6.3 Analisi costi/benefici dei principali interventi

Nelle Tabella 11, Tabella 12, Tabella 13, Tabella 14, Tabella 15 sono rispettivamente riportati:

- Interventi di sviluppo volti ad incrementare la **capacità di interconnessione** sulle frontiere elettriche con l'estero, che hanno l'obiettivo principale di ridurre i costi di approvvigionamento incrementando gli scambi di energia elettrico.
- Interventi di sviluppo volti a ridurre le **congestioni tra zone di mercato e dei poli di produzione limitata**, che contribuiscono alla maggiore competitività sul mercato elettrico per il pieno sfruttamento della capacità produttiva più efficiente compresa quella da fonte rinnovabile.
- Interventi di sviluppo volti a ridurre le **congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva**, che consentono il pieno sfruttamento della capacità produttiva efficiente da fonte convenzionale e/o rinnovabile.
- Interventi di sviluppo per la **sicurezza e l'affidabilità della rete in aree metropolitane** con elevata concentrazione di utenza.
- Interventi per la **qualità, la continuità e la sicurezza del servizio elettrico** al fine di ridurre rischi energia non fornita, miglioramento dei profili di tensione, riduzione delle perdite di rete.

L'indice IP è calcolato attualizzando e rapportando i benefici monetizzati ed attualizzati con i costi di investimento e di esercizio, anch'essi attualizzati. Condizione necessaria per l'inserimento di questi interventi nel PdS è un valore dell'indice $IP > 1$, il che dimostra un ritorno, in termini di benefici per il sistema Paese, maggiore dell'investimento sostenuto. I valori dell'IP sono aggiornati al variare dei parametri alla base del calcolo, sia dei costi (in ragione di possibili modifiche del progetto) che dei benefici (variazione degli scenari presi a riferimento e dei parametri economici per la valorizzazione degli indicatori tecnici).

6.3.1 Interventi per il potenziamento dell'interconnessione con l'estero

I benefici derivanti da un intervento per il potenziamento dell'interconnessione con l'estero riguardano:

- la maggiore disponibilità di energia e potenza per la copertura del fabbisogno;
- un approvvigionamento a prezzi più bassi;
- l'aumento dei margini di riserva;
- il contributo del sistema interconnesso europeo alla regolazione frequenza/potenza;

Nella Tabella 11 sono riportati i principali interventi per l'incremento della capacità d'interconnessione con l'estero.

Tabella 11 - Interventi principali per incremento interconnessione con l'estero

Interventi principali per incremento interconnessione con l'estero			
Regione	Opera	Benefici	IP
Valle d'Aosta	Razionalizzazione Valle d'Aosta	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC • Riduzione perdite 	2,1
Piemonte	Elettrodotto HVDC di interconnessione Italia – Francia	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	1,5
Piemonte	Potenziamento interconnessione Italia–Francia	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	4,9
Friuli-Venezia Giulia	Rete AT area Nord di Udine	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	1,8
Veneto	Elettrodotto 380 kV interconnessione Italia–Austria	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	3,5
Trentino-Alto Adige	Linea di interconnessione a 132 kV Prati di Vizze (BZ) – Steinach (AT)	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	8,0
Friuli-Venezia Giulia	Elettrodotto 380 kV interconnessione Italia – Slovenia	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	6,2
Abruzzo	Interconnessione HVDC Italia–Balcani	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	2,2

6.3.2 Interventi di sviluppo per la riduzione delle congestioni e l'esercizio in sicurezza della rete

La realizzazione di un intervento per la risoluzione delle congestioni, oltre che ai benefici derivanti per la sicurezza del sistema che possono riguardare:

- la maggiore sicurezza di copertura del fabbisogno nazionale;
- la minore probabilità che si verifichino episodi di energia non fornita¹⁸;
- i minori costi per il riequilibrio delle tensioni;
- la minore esposizione al rischio N-1;
- l'incremento di affidabilità della rete;

può apportare i seguenti benefici:

- una maggiore competitività sul mercato elettrico per il pieno sfruttamento della capacità produttiva più efficiente;
- rendere possibile una maggiore disponibilità di potenza per il mercato con aumento della riserva complessiva;
- minori perdite di trasporto;
- minori oneri di congestione a seguito della separazione in zone di mercato;
- costi evitati di impianto.

In tale categoria di interventi vengono distinti:

- Interventi di sviluppo volti a ridurre le **congestioni tra zone di mercato ed i poli di produzione limitata**, che contribuiscono alla maggiore competitività sul mercato elettrico per il pieno sfruttamento della capacità produttiva più efficiente
- Interventi di sviluppo volti a ridurre le **congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva** che comportano un pieno sfruttamento della capacità produttiva da fonte convenzionale e/o rinnovabile.

Nella Tabella 12 sono riportati gli interventi per le riduzioni delle congestioni tra le zone di mercato e per la riduzione dei poli limitati;

Nella Tabella 13 sono riportati i principali interventi di sviluppo volti a ridurre le congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva.

¹⁸ Questa grandezza è valutata sulla base di modelli stocastici della rete e differisce in generale dai valori misurati in esercizio, includendo i rischi di disservizi diffusi che hanno normalmente probabilità bassa ma impatto di vari ordini di grandezza superiore alla norma

Tabella 12 - Interventi principali per la riduzione delle congestioni tra zone di mercato e poli limitati

Interventi principali di sviluppo per la riduzione delle congestioni tra zone di mercato e poli limitati			
Regione	Opera	Benefici	IP
Toscana, Emilia-Romagna	Elettrodotto 380 kV Calenzano – San Benedetto del Querceto – Colunga	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	7,9
Toscana, Sardegna	Sviluppo interconnessione Sardegna – Corsica – Italia (SA.CO.I 3)	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento della capacità produttiva liberata per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente • Incremento produzione da fonte rinnovabile • Riduzione emissioni di CO₂ 	1,4
Marche, Abruzzo	Elettrodotto 380 kV Fano – Teramo	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Riduzione emissioni di CO₂ 	2,6
Abruzzo, Molise, Puglia	Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente • Incremento produzione da fonte rinnovabile • Riduzione emissioni di CO₂ 	10,8
Campania, Puglia	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento da produzione rinnovabile • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Riduzione emissioni di CO₂ 	3,6
Campania, Basilicata	Elettrodotto 380 kV Aliano – Tito – Montecorvino e riassetto rete AT nell'area di Potenza	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento produzione da fonte rinnovabile 	7,6
Campania	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino N – Benevento II	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Riduzione emissioni di CO₂ • Ulteriori potenziali benefici per produzione da FER 	10,8
Calabria	Elettrodotto 380 kV Trasversale Calabria + Riassetto rete Nord Calabria	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente • Investimenti evitati per rinforzi rete AT • Ulteriori potenziali benefici per produzione da FER • Riduzione emissioni di CO₂ 	13,4

Interventi principali di sviluppo per la riduzione delle congestioni tra zone di mercato e poli limitati

Regione	Opera	Benefici	IP
Calabria, Sicilia	Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi e riassetto rete 150 kV Messina	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Rischio di isolamento Sicilia evitato • Minori costi d'esercizio dovuti alla sostituzione della produzione in Sicilia con produzione più economica • Esportazione fonte rinnovabile verso Continente • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Riduzione emissioni di CO₂ per circa • Mancato ricorso al MSD 	2,5
Sicilia	Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo e riassetto rete 150 kV nell'area di Catania e Siracusa	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento produzione da fonte rinnovabile • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD 	6,3

Tabella 13 – Interventi principali per la riduzione delle congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva

Interventi principali per la riduzione delle congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva			
Regione	Opera	Benefici	IP
Piemonte	Elettrodotto 380 kV Casanova–Asti–Vignole e sviluppi di rete nelle province di Asti ed Alessandria	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Aumento TTC • Riduzione emissioni di CO₂ 	1,4
Piemonte, Lombardia	Elettrodotto 380 kV Trino – Lacchiarella	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva in parte già disponibile per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD • Investimenti evitati per rinforzi rete AT • Riduzione emissioni di CO₂ 	3,2
Piemonte/Lombardia	Rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest + Interventi per adeguamento portate elettrodotti 380 kV e 220 kV	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente 	4,1
Lombardia	Razionalizzazione 380 kV Media Valtellina	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento produzione da fonte rinnovabile • Aumento TTC • Investimenti evitati per rinforzi rete AT • Riduzione emissioni di CO₂ 	1,6
Lombardia	Razionalizzazione in provincia di Lodi	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	2,1 ¹⁹
Lombardia	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente 	3,3
Lombardia	Stazione 380 kV Mese	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento da produzione idrica 	21,4

¹⁹ Opera principale che apporta i benefici già in servizio.

Interventi principali per la riduzione delle congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva			
Regione	Opera	Benefici	IP
Lombardia	Razionalizzazione Valcamonica Sud	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Aumento TTC 	4,6 ²⁰
Lombardia, Emilia-Romagna	Elettrodotto 380 kV fra Mantova e Modena	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente 	2,0
Lombardia, Emilia-Romagna	Elettrodotto a 380 kV tra Pavia e Piacenza	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Riduzione emissioni di CO₂ 	11,7
Trentino-Alto Adige	Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento da produzione rinnovabile 	2,6
Veneto	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD 	2,2
Veneto	Razionalizzazione rete media Valle del Piave	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento da produzione idrica 	1,3
Friuli-Venezia Giulia	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest (UD)– Redipuglia (GO)	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Aumento TTC • Mancato ricorso a MSD 	4,5
Toscana	Elettrodotto 380 kV Casellina – Tavarnuzze – S.Barbara	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento della capacità produttiva da produzione più efficiente • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	4,3 ²¹
Lazio, Abruzzo	Interventi per la raccolta di rinnovabile tra Lazio e Abruzzo	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento da produzione rinnovabile 	3,1
Campania, Puglia	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile: rinforzi rete AAT e AT nell'area tra Foggia e Benevento	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento da produzione rinnovabile • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	11,9

²⁰ L'indice di profittabilità si riferisce alle opere realizzate per la S. Fiorano – Robbia.

²¹ Opera principale che apporta i benefici già in servizio.

Interventi principali per la riduzione delle congestioni intrazonali ed i vincoli alla capacità produttiva			
Regione	Opera	Benefici	IP
Sicilia	Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna + Elettrodotto 380 kV Assoro - Sorgente 2 e Sorgente 2 - Villafranca	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Incremento da produzione rinnovabile 	1,4
Sicilia	Elettrodotto 220 kV Partinico – Fulgatore	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Mancato ricorso a MSD • Ulteriori potenziali benefici per produzione da FER 	2,4
Sicilia	Elettrodotto 380 kV Partanna – Ciminna	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento TTC 	2,9
Sicilia	Nuova stazione 380/150 kV Mineo	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento produzione da fonte rinnovabile 	2,0
Sardegna	Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa – Buddusò	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Ulteriori potenziali benefici per produzione da FER 	1,4
Sardegna	Elettrodotto 150 kV Cagliari Sud – Rumianca	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente 	4,1
Sardegna	Nuovo elettrodotto 150 kV Taloro–Goni	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento da produzione rinnovabile 	1,9

6.3.3 Interventi nelle aree metropolitane

Nelle aree metropolitane dove, a causa di un elevato incremento dei carichi, risulta difficile garantire la sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche con la rete attuale, sono stati previsti interventi per aumentarne l'affidabilità e diminuire la probabilità dell'energia non fornita.

I benefici derivanti da un intervento per garantire la sicurezza della rete nelle aree metropolitane riguardano:

- riduzione delle perdite;
- diminuzione della probabilità di disservizi di rete locale;
- costi evitati per rinforzi rete AT ed AAT;
- riduzione del ricorso al mercato del servizio di dispacciamento (MSD).

Nella Tabella 14 sono riportati gli interventi principali nelle aree metropolitane

Tabella 14 – Interventi principali per le aree metropolitane

Interventi principali nelle aree metropolitane			
Regioni	Opera	Benefici	IP
Piemonte	Razionalizzazione 220 e 132 kV Provincia di Torino	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	4,6
Liguria	Razionalizzazione 132 kV Genova	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,4
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD 	10,0
Lombardia	Razionalizzazione 380–132 kV di Brescia	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	6,0
Toscana	Riassetto Area metropolitana di Firenze	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	1,4
Lazio	Riassetto Area metropolitana di Roma	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite di circa • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	3,1
Campania	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,4
Sicilia	Riassetto area metropolitana di Palermo	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	7,5

6.3.4 Interventi di sviluppo per la qualità del servizio

Migliorare l'affidabilità e la qualità del servizio di trasmissione comporta:

- riduzione delle perdite di trasporto;
- costi evitati per il potenziamento rete AT;
- riduzione impatto ambientale rispetto al potenziamento rete AT;
- minori rischi di interruzioni su reti a tensione inferiore, con alimentazione più sicura di specifiche zone di carico;

- recupero margini di trasporto rete AT.

Risulta più difficile valorizzare il contributo che questi interventi hanno sulla qualità della tensione in quanto a questo servizio non è direttamente associabile un beneficio monetizzabile specifico per l'utenza né è facile individuare – salvo per alcuni casi – l'investimento alternativo più efficiente da realizzare per supplire alla carenza di rete.

Nella Tabella 15 sono riportati i principali interventi per il miglioramento della qualità del servizio di alimentazione.

Tabella 15 – Interventi principali per la qualità del servizio

Interventi principali per la qualità del servizio			
Regione	Opera	Benefici	IP
Lombardia	Stazione 220 kV Sud Milano	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,2
Lombardia	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Incremento da produzione da fonte rinnovabile 	1,8
Trentino-Alto Adige	Razionalizzazione rete AT Area S. Massenza	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Incremento da produzione idrica 	2,4
Trentino-Alto Adige	Stazione 220 kV di Ala	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,3
Veneto	Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Rifasamento evitato • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	11,4
Veneto	Stazione 220 kV Schio e potenziamento rete AT	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	2,2
Veneto	Razionalizzazione 220 kV area a Nord Ovest di Padova	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,3
Veneto	Stazione a 380 kV in provincia di Treviso	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,5
Emilia-Romagna	Stazione 380 kV Nord di Bologna	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,5
Emilia-Romagna	Anello 132 kV Riccione – Rimini	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	1,2
Emilia-Romagna	Rete area Forlì Cesena	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,8
Toscana	Razionalizzazione di Arezzo	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,3
Toscana	Riassetto 380 kV e 132 kV area di Lucca	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Investimenti evitati per rinforzi rete AT • Mancato ricorso a MSD 	1,3

Interventi principali per la qualità del servizio			
Regione	Opera	Benefici	IP
Toscana	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente e Raccordi 132 kV SE Populonia	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	2,7
Umbria	Razionalizzazione Rete AT in Umbria	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,2
Abruzzo	Riassetto rete AT Teramo/Pescara	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,6
Lazio	Riassetto AT Roma Sud–Latina	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	1,9
Campania	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT • Riduzione emissioni di CO2 	3,1
Campania	Riassetto rete penisola Sorrentina	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	16,1
Sicilia	Stazione 220 kV Noto	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT • Ulteriori potenziali benefici per produzione da FER 	1,2
Sicilia	Stazione 220 kV Agrigento	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Mancato ricorso a MSD • Investimenti evitati per rinforzi rete AT • Ulteriori potenziali benefici per produzione da FER 	1,2
Sicilia	Interventi sulla rete AT nell'area di Ragusa	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Ulteriori potenziali benefici per produzione da FER 	1,1
Sicilia	Interventi nell'area a Nord di Catania	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione perdite • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita • Investimenti evitati per rinforzi rete AT 	1,15
Sicilia	Interventi sulla rete AT nell'area di Catania	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita 	1,1
Sardegna	Stazione 380 kV Codrongianos (SS)	<ul style="list-style-type: none"> • Mancato ricorso a MSD 	4,6

In riferimento agli interventi relativi alle attività di sviluppo che prevedono l'installazione di sistemi di accumulo diffuso su rete attuale e previsionale funzionali alla riduzione delle limitazioni alla piena produzione delle fonti rinnovabili previsti nel Piano di Sviluppo, in data 2 ottobre 2012 è stato approvato il Piano di Sviluppo 2011. In tale ambito viene approvata una sperimentazione sui sistemi di accumulo diffusi da condurre inizialmente su un programma fino a 35 MW.

Con delibera 288 del 22 luglio 2012, l'Autorità per l'Energia e il Gas ha inoltre definito le modalità e i criteri per l'ammissione all'incentivo dei programmi sperimentali di sperimentazione relativi

all'installazione di sistemi di accumulo diffuso, indicando il numero massimo di progetti e relativi requisiti da valutare con apposito indicatore di merito definito con Determinazione della Direzione Infrastrutture n. 8 del 19 ottobre 2012.

Terna ha quindi avviato le attività necessarie presso il MISE per la richiesta di autorizzazione a costruire, definendo le priorità per la selezione dei siti su cui realizzare i progetti per l'avvio della sperimentazione, individuandoli lungo alcune delle dorsali maggiormente critiche indicate nel PdS 2011, quali la Campobasso – Benevento 2 – Volturara – Celle San Vito e la Benevento II – Montecorvino. Per maggiori dettagli si rimanda al documento "Avanzamento dei Piani precedenti".