

Piano di sviluppo **2012**

Valutazioni tecnico/economiche

1	INTRODUZIONE.....	5	6	VALUTAZIONI PRELIMINARI SISTEMI DI ACCUMULO ZONALE	43
2	ATTIVITÀ SVOLTE NEL CORSO DEL 2011.....	7	6.1	Premessa	43
2.1	Opere ultimate	7	6.2	Metodologia per l'elaborazione delle Analisi Costi/Benefici (ACB).....	43
3	OPERE IN REALIZZAZIONE.....	15	6.3	Ipotesi alla base del calcolo dei CAPEX	44
3.1	Opere di sviluppo in realizzazione	15	6.4	Analisi costi/benefici di nuovi sistemi di accumulo zonale.....	44
4	ANALISI ECONOMICHE	21			
4.1	Metodologia per l'elaborazione delle analisi costi/benefici	21			
4.2	Ipotesi alla base del calcolo dei CAPEX	24			
4.2.1	Premessa	24			
4.2.2	Classificazione degli elementi di rete..	25			
4.3	Analisi costi/benefici dei principali interventi	27			
4.4	Interventi di sviluppo per la riduzione delle congestioni e l'esercizio in sicurezza della rete	27			
4.5	Interventi per il potenziamento dell'interconnessione con l'estero.....	31			
4.6	Interventi nelle aree metropolitane....	32			
4.7	Interventi di sviluppo per la qualità del servizio	33			
5	ANALISI ECONOMICHE SISTEMI DI ACCUMULO DIFFUSO.....	37			
5.1	Sviluppo di sistemi di accumulo	37			
5.2	Dimensionamento dei sistemi di accumulo diffuso	38			
5.3	Metodologia per l'elaborazione delle Analisi Costi/Benefici (ACB).....	40			
5.4	Ipotesi alla base del calcolo dei CAPEX	42			
5.5	Analisi costi/benefici dei principali interventi di installazione di sistemi di accumulo diffuso	42			

Tabella 1 – Principali opere di sviluppo ultimate nel corso del 2011.....	8	Tabella 9 – Interventi principali per miglioramento della sicurezza – Riduzione dei poli limitati e dei vincoli alla capacità produttiva	29
Tabella 2 – Principali opere di sviluppo ultimate per le connessioni nel corso del 2011 - nuove stazioni elettriche	12	Tabella 10 – Interventi principali per incremento interconnessione con l’Estero	31
Tabella 3 – Principali opere di sviluppo in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2011	16	Tabella 11 - Interventi principali per le aree metropolitane.....	32
Tabella 4 – Altre principali opere di sviluppo in realizzazione con iter autorizzativo conseguito negli anni precedenti al 2011	17	Tabella 12 – Interventi principali per la qualità del servizio	34
Tabella 5 – Ore medie di utilizzazione delle perdite per area.....	22	Tabella 13 - Porzioni di rete critiche nel breve termine.....	39
Tabella 6 – Ipotesi base per il calcolo dei benefici.....	23	Tabella 14 - Ulteriori porzioni di rete critiche..	39
Tabella 7 – Interventi principali per miglioramento della sicurezza – Incremento degli scambi su sezioni critiche Nord–Ovest/ Nord– Est	28	Tabella 15 - Installazione sistemi di accumulo diffuso Risultati attesi in termini di energia recuperata (GWh/a).....	40
Tabella 8 – Interventi principali per miglioramento della sicurezza – Riduzione delle congestioni tra zone di mercato e su sezioni critiche.....	28	Tabella 16 - Ipotesi utilizzate per il calcolo dei benefici dei sistemi di accumulo diffuso di energia.....	41
		Tabella 17 - Costi sistemi di accumulo a batterie	42
		Tabella 18 - Costi sistemi di accumulo impianti di pompaggio.....	44

1 INTRODUZIONE

Il presente Documento contiene le seguenti informazioni:

- un'indicazione dei principali interventi realizzati nel corso dell'anno precedente con l'indicazione dell'impegno economico sostenuto;
- i principali interventi previsti in realizzazione nei prossimi anni, con un'indicazione dei tempi stimati di esecuzione; per le opere autorizzate è inoltre indicata anche la stima dei costi di realizzazione;
- un'analisi costi – benefici dei principali interventi di sviluppo, in grado di dare il massimo apporto alla sicurezza del sistema, allo sviluppo dello scambio con l'Estero e alla riduzione delle congestioni;

Gli investimenti sono classificati in base alla finalità principale – fermo restando che oggetto di valutazione è l'insieme dei benefici apportati – collocabile in quattro categorie:

- a. miglioramento della sicurezza del servizio di trasmissione e riduzione delle congestioni;
- b. incremento della capacità di trasporto sull'interconnessione con l'Estero;
- c. interventi nelle aree metropolitane;
- d. miglioramento della qualità di alimentazione del carico.

E'importante precisare che tale classificazione non descrive univocamente l'intero intervento, in quanto ogni singolo intervento 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.

2.1 Opere ultimate

Nel corso del 2011 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 nelle Sezioni I e II del Piano di Sviluppo.

Nelle **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 di terzi alla rete di trasmissione nazionale (principalmente nuove stazioni di trasformazione e smistamento) nel corso dell'anno 2011.

Tabella 1 – Principali opere di sviluppo ultimate nel corso del 2011

Principali opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni nel corso del 2011				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera	Impegno economico sostenuto opera (M€)	Data ultimazione lavori RTN
Liguria	Interconnessione Italia - Francia	Stazione 220 kV Camporosso e installazione PST sull'elettrodotto 220 kV "Camporosso – Trinitè Victor"	25	dicembre 2011
Piemonte	Razionalizzazione di Genova	Elettrodotto 132 kV "Genova G. – Canevari"	0,7	febbraio 2011
Piemonte	Razionalizzazione 220 e 132 kV Provincia di Torino	Nuova stazione 220 kV di Grugliasco (EL-99)	10,1	gennaio 2011
		Elettrodotto in cavo 220 kV "Gurgliasco - Gerbido – Salvemini" e nuova stazione 220 kV Gerbido (EL-99)	12,1	gennaio 2011
		Nuova stazione 220 kV Salvemini (EL-124)	13,7	febbraio 2011
		Elettrodotto 220 kV "Sangone - Salvemini" (EL-109)	9,1	marzo 2011
		Elettrodotto 220 kV "Salvemini - TO Ovest" (EL-110)	3,7	marzo 2011
Lombardia	Razionalizzazione 380 kV in Provincia di Lodi	Stazione 380 kV Maleo e raccordi	18,6	agosto 2011
		Stazione 380 kV Chignolo Po e raccordi	11,8	agosto 2011
		Nuovo elettrodotto 380 kV "Chignolo Po - Maleo"	60	dicembre 2011
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica	Variante cavo 132 kV "S.Fiorano C.P. – Sellero" (EL-70)	1,5	maggio 2011
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV Alta Valtellina (Fase A2)	Realizzazione direttrice elettrodotto in cavo a 132 kV "Lovero - C.P. Villa di Tirano" ; Nuova stazione 132 kV presso Lovero.(EL-17-27-28-36)(EL-17-27-28-36)	26,5	dicembre 2011
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV città di Milano	El. in cavo 220 kV "Gadio – Porta Volta" (EL-137)	3,1	aprile 2011

Principali opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni nel corso del 2011

Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera	Impegno economico sostenuto opera (M€)	Data ultimazione lavori RTN
Lombardia	Stazione 380 kV Travagliato	Lavori adeguamento sez. 380 kV	0,9	novembre 2011
Lombardia	Stazione 132 kV Ardenno	Stazione 132 kV Ardenno - Adeguamento sez. 132 kV	5,3	ottobre 2011
Lombardia	Stazione 380 kV Cislago (VA)	Installazione di una batteria di condensatori da 54 MVar	0,4	dicembre 2011
Lombardia	Razionalizzazione 132 kV Cremona	Installazione di una batteria di condensatori da 54 MVar nella stazione di Cremona	0,4	dicembre 2011
Trentino Alto Adige	Stazione 220 kV Cardano	Rifacimento sezioni 220 e 132 kV	22,5	novembre 2011
Veneto	Razionalizzazione 220 kV Bussolengo	Raccordi 220 e parte dei raccordi 132 kV (EL-167)	0,2	ottobre 2011
Emilia Romagna	Stazione 380 kV Carpi Fossoli	Elettrodotto 132 kV "Carpi Nord – Carpi Fossoli c.d. Carpi FS"	1,2	dicembre 2011
Toscana	Elettrodotto 380 kV Casellina – Tavarnuzze - S. Barbara	Stazione 380 kV Tavarnuzze - Ingresso Linee 380kV in cavo ; stazioneLe Rose: realizzazione stazione transizione aereo/cavo per ingresso dell'elettrodotto 380 kV Tavarnuzze - Casellina alla SE 380 kV Tavarnuzze	14,0	maggio 2011
Toscana	Razionalizzazione 132 kV area di Lucca	Elettrodotto a 132 kV "Vinchiana –S.Pietro al Vico", variante in località Croce nel Comune di Lucca (EL-139)	0,6	agosto 2011
Toscana	Raccordi 132 kV SE Populonia	Stazione 150 kV Populonia	5,9	settembre 2011
Lazio	Stazione 150 kV di Latina	Rifinitura e adeguamento sezione 150 kV	5,5	dicembre 2011
Molise	El.150 kV "Portocannone – S. Martino in Pensilis"	El.150 kV "Portocannone – S. Martino in Pensilis"	3,2	aprile 2011
Campania	Riassetto rete 220 kV città di Napoli	El. cavo 220 kV "Fratta - Secondigliano"	7,1	giugno 2011

Principali opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni nel corso del 2011

Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera	Impegno economico sostenuto opera (M€)	Data ultimazione lavori RTN
Campania/Puglia	Stazioni 380 kV di raccolta aree Foggia e Benevento	Nuovi raccordi 150 kV SE 380/150 kV Bisaccia: El. 150 kV "Bisaccia - Calitri" (EL-175)	0,8	settembre 2011
		Nuova SE 380/150 kV Deliceto in entra - esce alla linea a 380 kV "Candela - Foggia" e raccordi 150 kV "Agip Deliceto - Ascoli S."	28,1	aprile 2011
		Nuova SE 380/150 kV di Troia in entra - esce alla linea a 380 kV "Foggia - Benevento II" e raccordi 380 kV (EL-87)	27	maggio 2011
Campania	Direttrici 150 kV per produzione eolica in Campania	Potenziamento el.150 kV "Benevento II - Benevento N."	0,2	giugno 2011
		Potenziamento el.150 kV "Benevento N.- Benevento Ind."	0,2	giugno 2011
		Potenziamento el.150 kV "Bisaccia-Calitri"	0,4	ottobre 2011
		Potenziamento el.150 kV "Flumeri - Vallesaccarda"	2,4	settembre 2011
		Potenziamento el.150 kV "Campagna - Montecorvino" (1^ fase)	2,4	giugno 2011
		Potenziamento el.150 kV "Bisaccia - Lacedonia"	0,2	novembre 2011
		Potenziamento el.150 kV "Scampitella - Lacedonia"	0,5	novembre 2011
		Potenziamento el.150 kV "Calabritto - Contursi"	0,2	novembre 2011
		Potenziamento el.150 kV "Calabritto - Castelnuovo"	0,1	novembre 2011
		Potenziamento el. 150 kV "Castelnuovo - Contursi"	0,1	dicembre 2011
Puglia	Direttrici 150 kV per produzione eolica in Puglia	Potenziamento el.150 kV "Agip Deliceto - Ascoli S. - Cianfurro"	1,0	agosto 2011
		Potenziamento el.150 kV "Bovino - Orsara"	0,4	novembre 2011

Principali opere di sviluppo ultimate su elettrodotti e stazioni nel corso del 2011

Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera	Impegno economico sostenuto opera (M€)	Data ultimazione lavori RTN
Puglia	Stazione 380 kV Brindisi Pignicelle	Rifinitura ed adeguamento sezione 150 kV	29,0	dicembre 2011
Basilicata	Direttrici 150 kV per produzione eolica in Basilicata	El.150 kV "Matera SE - Matera CP"	7,9	luglio 2011
Calabria	Riassetto Rete nord Calabria	Realizzazione nuovo stallo 380 kV in SF6 presso la SE 380 kV di Altomonte	2,8	dicembre 2011
Calabria	SE 380/150 kV Rossano	Installazione banco di reattanze su sez. 380 kV	5	marzo 2011
Calabria	Stazione 380/150 kV Scandale	Installazione banco di reattanze su sez. 380 kV	4,5	dicembre 2011
Calabria/Sicilia	Elettrodotto 380 kV Sorgente - Rizziconi	Raccordi in cavo 150 kV "CP Gebbione – Reggio Ind."	3,6	aprile 2011
		Ampliamento della sezione 380 kV e realizzazione n. 2 stalli presso la SE 380 kV di Rizziconi	3,6	dicembre 2011
Sardegna	Potenziamento rete AT in Gallura	Realizzazione del potenziamento delle linee 150 kV "Codrongianos - Ploaghe", "Ploaghe – Tergu", "Codrongianos - Tula", "Codrongianos – Chilivani".	4,6	dicembre 2011

Tabella 2 – Principali opere di sviluppo ultimate per le connessioni nel corso del 2011 - nuove stazioni elettriche

Principali opere di sviluppo ultimate per le connessioni nel 2011 (nuove stazioni)				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera	Impegno economico sostenuto (M€)	Data ultimazione lavori RTN
Piemonte	Stazione 220 kV Torino Nord	Nuova SE 220 kV di Torino Nord e relativi raccordi in entra - esce alla linea 220 kV Leini - Pianezza	11,1	marzo 2011
Veneto	Stazione 132 kV Canaro	Nuova SE 132 kV di Canaro collegata in e-e sulla linea a 132 kV "Ferrara Focomorto – S.Bellino c.d. Canaro CP"	1,5	aprile 2011
Lombardia	Stazione 132 kV Olevano	Nuova stazione a 132 kV e relativi raccordi in entra - esce alla linea 132 kV "MEDE - CS SIT – Mortara"	3,3	dicembre 2011
Lombardia	SE 132 kV Merate	Nuova stazione a 132 kV da inserire in entra - esce alla linea a 132 kV Verderio – CP (EL-144)	2,2	dicembre 2011
Toscana	Stazione 132 kV S. Alberto	Nuova stazione a 132 kV e relativi raccordi in entra - esce alla linea 132 kV "Ravenna Baiona- Porto Garibaldi"	5,2	giugno 2011
Toscana	Stazione 132 kV Alfonsine	Nuova stazione a 132 kV e relativi raccordi in entra - esce alla linea 132 kV "Voltana - Longastrino"	5,2	ottobre 2011
Lazio	Stazione 150 kV San Vittore	Nuova stazione a 150 kV e relativi raccordi in entra - esce alla linea 150 kV "Montelungo - Cassino cd Sud Europa Tissue"	4,0	aprile 2011
Molise	Stazione 150 kV S.Martino in Pensilis	Nuova stazione a 150 kV e relativi raccordi in entra - esce alla linea 150 kV "Portocannone - S. Severo"	4,2	febbraio 2011
Campania	Stazione 150 kV Castelpagano	Nuova stazione a 150 kV e relativi raccordi in entra - esce alla linea 150 kV "Cercemaggiore – Colle Sannita"	4,9	dicembre 2011

Principali opere di sviluppo ultimate per le connessioni nel 2011 (nuove stazioni)

Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera	Impegno economico sostenuto (M€)	Data ultimazione lavori RTN
Campania	SE 150 kV Ginestra degli Schiavoni	Nuova stazione a 150 kV e relativi raccordi in entra - esce alla linea 150 kV "Celle S. Vito – Montefalcone	4,9	novembre 2011
Sicilia	Stazione 150 kV Marianopoli	Nuova stazione a 150 kV e relativi raccordi in entra - esce alla linea 150 kV "Castronovo-Caltanissetta S.ne"	6,0	maggio 2011
Sicilia	Stazione 150 kV Cammarata	Nuova stazione 150 kV in e-e alla linea "Castronovo-Caltanissetta S.ne"	3,9	giugno 2011
Sicilia	Stazione 220 kV Cattolica Eraclea	Nuova stazione a 220 kV e relativi raccordi in entra - esce ad una delle due terne della linea 220 kV "Favara - Partanna"	10,9	gennaio 2011
Sardegna	Stazione 150 kV Serramanna	Nuova stazione a 150 kV e relativi raccordi in entra - esce alla linea 150 kV "Villacidro - Villasor"	5,0	giugno 2011

3 OPERE IN REALIZZAZIONE

3.1 Opere di sviluppo in realizzazione

Di seguito sono riportate, in coerenza con quanto disposto al punto 1, lettera c) della deliberazione 22 marzo 2012, 102/2012/R/eel, ed in coerenza con i requisiti di cui al d.lgs n. 93/11:

- **Tabella 3** – Principali opere di sviluppo in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2011
- **Tabella 4** – Altre principali opere di sviluppo in realizzazione con iter autorizzativo conseguito negli anni precedenti al 2011

Le date di messa in servizio previste si riferiscono all'entrata in esercizio delle opere descritte e possono differire da quelle indicate sul Piano di Sviluppo 2012 che si riferiscono all'entrata in esercizio dell'intero intervento.

Tabella 3 – Principali opere di sviluppo in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2011

Principali opere in realizzazione con autorizzazione conseguita ai sensi della L. 239/04 nel corso del 2011				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera autorizzata L.239/04 ¹	Data prevista entrata in esercizio opera	Stima CAPEX opera ²
Piemonte	Interconnessione Italia - Francia	Interconnessione in cavo in corrente continua HVDC denominata "Piemonte-Savoia" e opere connesse (EL-177) Realizzazione nuove sezioni 380-220-132 kV in SF6 di Piosasco	2017/2018	365
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV città di Milano	Elettrodotto in cavo 220 kV Baggio - Ric. Ovest (EL-193)	2012	9
Lombardia	Stazione 220 kV Sud Milano (MI)	Linea a 132 kV Peschiera - Vaiano Valle - Snam S.Donato M.se (EL-130)	2012	5
Veneto	Razionalizzazione Rete Elettrica AT nelle aree di Venezia e Padova	Razionalizzazione Rete Elettrica AT nelle aree di Venezia e Padova: Elettrodotto Dolo - Camin e opere connesse (EL-105)	2015	265
Abruzzo	Elettrodotto 380 kV Foggia - Villanova	Installazione PST nella stazione 380 kV di Villanova (EL-211)	2012	35
Abruzzo	Interconnessione Italia - Balcani	Interconnessione in corrente continua HVDC "Italia - Montenegro" ed opere accessorie (EL-189)	2015/2016	775
Puglia/Campania	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II	Potenziamento elettrodotto 380 kV "Foggia – Benevento II" (EL-77)	2014/2015	100
		Installazione PST nella stazione 380 kV di Foggia (EL-205)	2012	36
Calabria	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione eolica in Calabria	Potenziamento della linea AT 150 kV Balcastro-Simeri (n.181) (EL-172/2009)	2012	5
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 380 kV di Priolo Gargallo e Melilli ed opere connesse (EL-165)	2014	58

¹ L.239/04, "Riordino del settore energetico, nonche' delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia".

² Valori aggiornati al 31 dicembre 2011

Tabella 4 – Altre principali opere di sviluppo in realizzazione con iter autorizzativo conseguito negli anni precedenti al 2011

Principali opere in realizzazione con iter autorizzativo conseguito negli anni precedenti al 2011				
Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera in realizzazione	Data entrata in esercizio prevista opera	Stima CAPEX opera
Piemonte	Razionalizzazione 220 e 132 kV Provincia di Torino	Nuova S.E. a 220 kV di Pellerina (EL-158)	2012	10
		Elettrodotto 220 kV Stura - TO Centro (EL-171)	2012	10
		Elettrodotti in cavo 220 kV Pellerina - Levanna,(EL-159) Pellerina – Torino Ovest (EL-161), Pellerina – Martinetto (EL-162)	2012	8
		Elettrodotto 220 kV Pellerina - Politecnico (EL-160)	2013	6
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)	2014	150
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)	Trasformazione in cavo interrato elettrodotto 132 kV “Temù – Cogolo C.P.”(EL-16). Interramento linea 220 kV “Taio - Cedegolo” nel tratto Temù – Passo del Tonale	2012	45
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV Alta Valtellina (Fase A2)	Realizzazione di una direttrice in cavo interrato a 132 kV “C.P. Villa di Tirano - C.S. Villa di Tirano –Stazzona”; 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))	2012	36
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (Fase A1)	Interramento linea 220 kV Taio - Cedegolo nel tratto Sonico – Cedegolo. Realizzazione nuovo elettrodotto in cavo 132 kV Forno C.le – Cedegolo. Interramento della linea 132 kV Forno – CP Edolo.	2013	20
Veneto	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	Elettrodotti in cavo a 132 kV “Fusina 2 – C.P. Sacca Fisola “ e “C.P.Sacca Serenella – C.P. Cavallino” (N°Decreto 239/EL-106/97/2009)	2012	35
Friuli Venezia Giulia	Razionalizzazione 220 kV Monfalcone (GO)	Dismissione dalla RTN della stazione di smistamento a 220 kV di Monfalcone Z.I. e riassetto sezione 220 kV della centrale di Monfalcone. Potenziamento linea 220 kV “Monfalcone – Padriciano” (EL-102)	2014	9

Principali opere in realizzazione con iter autorizzativo conseguito negli anni precedenti al 2011

Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera in realizzazione	Data entrata in esercizio prevista opera	Stima CAPEX opera
Toscana	Elettrodotto 380 kV Casellina – Tavarnuzze - S. Barbara	SE Fontelupo: realizzazione stazione transizione aereo/cavo per ingresso dell'elettrodotto 380 kV Tavarnuzze - S.Barbara alla SE 380 kV Tavarnuzze	2012	15
Marche	Elettrodotto 380 kV “Fano – Teramo”	Realizzazione di un secondo sistema di sbarre a 132 kV e installazione III ATR 380/132 kV da 250 MVA attualmente presente in stazione come riserva pronta presso la SE di Candia	2012	12
Abruzzo	El.150 kV “Popoli – Alanno”	El.150 kV “Popoli – Alanno”	2012	9
Abruzzo	Razionalizzazione 220 kV S. Giacomo	Demolizione della stazione 220 kV di Collepiano e realizzazione in SE S. Giacomo 380 kV di una sezione 220 kV (EL-112).	2012	7
Abruzzo/Puglia	Elettrodotto 380 kV” Foggia – Villanova”	SE Villanova: Separazione, secondo standard attuali, delle sezioni 132 e 150 kV ed installazione di un terzo ATR 380/132 kV per incrementare la sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete; Installazione di due nuovi ATR 380/150 kV da 250 MVA al posto delle attuali trasformazioni 220/150 kV; Riduzione dell’attuale sezione 220 kV ad un semplice stallo con duplice funzione di secondario ATR 380/220 kV (esistente) e montante linea per la direttrice a 220 kV Candia - Villanova.	2014	30
Lazio	Riassetto Area Metropolitana di Roma	Elettrodotti RTN 220 kV st in cavo interrato, in corrente alternata, “S.E. Roma Nord – C.P. Tiburtina” e “C.P. Tiburtina – C.P. Piazza Dante” (EL-127)	2012	40
Campania	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	Varianti in cavo Casoria - Fratta e Fratta - Secondigliano (limitatamente alla tratta Fratta - Casoria)	2012	14
Campania	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord Benevento II	Stazione elettrica 380/150 kV di Avellino Nord, raccordi aerei in semplice terna all'elettrodotto a 380 kV Matera - S.Sofia , elettrodotto in doppia terna in cavo a 150 kV SE Avellino Nord - C.P. FMA Pratola Serra e collegamento aereo st FMA Pratola Serra - C.P. di Prata PU (EL-129)	2013	48

Principali opere in realizzazione con iter autorizzativo conseguito negli anni precedenti al 2011

Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Opera in realizzazione	Data entrata in esercizio prevista opera	Stima CAPEX opera
Calabria/Basilicata	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(239 /EL-107/99/2009)	2012	53
Calabria/Sicilia	Elettrodotto 380 in doppia terna kV Sorgente - Rizziconi	SE 380 kV Scilla e relativi raccordi	2012	640
		Tratti aerei 380 kV "Sorgente – Villafranca Tirrena" e "Scilla – Rizziconi" ed opere connesse (EL-76 & 113)	2013	
		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) (1^ terna di cavi) (239/EL-76/82/2009)	2014	
Sardegna	Elettrodotto 150 kV "Cagliari Sud - Rumianca"	Elettrodotto a 150 kV in cavo interrato tra la SE di Cagliari Sud e la SE di Rumianca ed opere connesse (EL-114)	2014	24

4 ANALISI ECONOMICHE

4.1 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 profittevoli 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, secondo una divisione del costo che è tipica degli investimenti delle infrastrutture elettriche.

Gli oneri annui di esercizio e manutenzione vengono stimati pari all'1,5% del CAPEX.

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%) per via del 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 che nella fase di pianificazione delle opere si considerano esclusivamente i costi standard, così come riportato al punto 4.2, e non, per esempio, quelli dovuti ad eventuali modifiche del progetto per favorirne l'accettabilità da parte delle comunità locali. 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 media per 5.000 ore/annue alla massima TTC degli impianti di interconnessione, fino ad un massimo di 7500 ore/anno laddove sia prevedibile una maggiore disponibilità di energia importabile dall'estero), 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)..
- 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 5**), 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 5 – 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

Il valore delle perdite (CMP) è considerato pari a 72 €/MWh, che equivale al prezzo medio di acquisto nazionale sul MGP rilevato nel periodo da luglio 2006 a giugno 2011.

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 4.690 €/MWh; questo valore deriva dal rapporto tra PIL nazionale e domanda nazionale annua di energia elettrica per l'anno 2010. 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 a olio di vecchia concezione rimpiazzati con CC; nel qual caso il sovra-costi in energia evitato viene stimato come differenza fra i costi di un impianto ad olio rispetto a quelli di un CC a metano, moltiplicato per l'energia liberata (si ipotizzano in tal caso le ore di utilizzazione medie per impianti a olio di circa 3000 ore/anno). Nel caso di produzione di punta (Turbo Gas) si stimano i sovra-costi 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 pari a circa 1000 ore/anno)

- 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 2300³ 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: si valuta l'eventuale impatto nella risoluzione di carenze di rete che richiedono il ricorso al Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD). In particolare, si valuta 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 valuta 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 a termine delle unità di emissione.

In **Tabella 6** è riportato un riepilogo dei principali dati utilizzati in queste valutazioni.

Tabella 6 – Ipotesi base per il calcolo dei benefici

BENEFICI	
Differenziale prezzo energia per interconnessioni	10÷30 €/MWh
Valore delle perdite	72 €/MWh
Valore dell'ENF ⁴	4.690 €/MWh
Costo installazione Turbo Gas	210 k€/MW
Costo installazione Ciclo Combinato	500 k€/MW
Costo marginale dell'energia prodotta da Turbo Gas	140 €/MWh
Costo marginale dell'energia prodotta da Ciclo Combinato	50 €/MWh
Costo marginale dell'energia prodotta da olio combustibile	80 €/MWh
Costo marginale dell'energia prodotta dal carbone	35 €/MWh

³ Sono state considerate 1900 ore equivalenti da fonte eolica e 1200 da fonte fotovoltaica (fonte dati GSE), supponendo la sovrapposizione delle due fonti per le sole 8 ore diurne pesandone la contemporaneità in base ai rispettivi valori di installato previsti al 2020.

⁴ Rapporto PIL/domanda di energia elettrica riferito ai valori del 2010.

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).

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. 199/11⁵).

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 Profitabilità (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 profitabilità 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.

4.2 Ipotesi alla base del calcolo dei CAPEX

4.2.1 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 tecnica-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 e 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

⁵ 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.

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 per impianti in corrente continua, data la complessità e la particolarità propria di ogni realizzazione, sono necessari 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.

4.2.2 Classificazione degli elementi di rete

ELETTRODOTTI IN LINEA AEREA

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

In una stima dei costi degli elettrodotti dovrebbero essere comprese le singole componenti con cui sono realizzati che 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 del costo/km medio di un elettrodotto non si può tener conto di:

- variabilità dovuta alle condizioni di posa in ordine al rapporto tra numero di tralicci di sostegno e tralicci d'amarro, alla tortuosità del tracciato della linea, al numero di attraversamenti e sorpassi di altre linee
- incidenze di costo nell'esecuzione di opere civili qualora si operi su terreni cedevoli che devono essere consolidati (fondazioni con pali)
- variabilità dei costi delle servitù e per le attività correlate in funzione del contesto sociale e ambientale

In particolare per il 380 kV, una valutazione del costo standard non può prescindere dalla natura del terreno e pertanto si potrebbe procedere ad una suddivisione ulteriore che prevede un costo suddiviso per: pianura, collina e per la 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.

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

I costi di investimento di tali tipologie di impianti sono variabili in ragione del contesto di mercato (specialmente per il livello di tensione 380 kV), anche in funzione della specificità d'intervento. La variazione è infatti funzione del tipo di posa in opera (scavo in trincea, scavo su sedime stradale o galleria dedicata) e attraversamenti che si incontrano sul singolo progetto (fiumi, sottoservizi interrati – acquedotti e metanodotti, tubazioni, ecc.). I costi stessi dei cavi sono influenzati, oltre che da un'aliquota afferente al costo dei materiali isolanti ed al costo di lavorazione del cavo, compresa la lavorazione dei materiali, da un'altra aliquota afferente al costo dei materiali dei conduttori (alluminio, rame).

Si sottolineano i seguenti aspetti, che porterebbero ad un aumento del costo di realizzazione delle opere: presenza di aree urbane per un uso più frequente di trivellazioni, maggiori interferenze con sottoservizi ecc.; linee in cavo in montagna o per interventi speciali dipendentemente dalla natura dei luoghi; eventuali costi di bonifiche e gestione terre e rocce da scavo altamente variabili a seconda della tipologia del terreno.

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 con 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 sulle 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 che può variare anche sensibilmente in relazione al pregio dell'area oggetto delle infrastrutture.

4.3 Analisi costi/benefici dei principali interventi

Nelle **Tabella 7**, **Tabella 8**, **Tabella 9**, **Tabella 10**, **Tabella 11** e **Tabella 12** sono rispettivamente sintetizzate, per ogni finalità, le valutazioni effettuate con riferimento ai principali interventi⁶.

In particolare, per ciascun intervento, è fornito un indice prestazionale sintetico (indice IP), che ne mostra la profittabilità dal punto di vista del sistema Paese. L'indice IP è calcolato attualizzando e rapportando i principali 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.

⁶ Interventi con investimenti (comprensivi delle opere per le compensazioni e/o razionalizzazioni connesse all'intervento) previsti maggiori di 25 M€ e/o interventi di particolare rilevanza per il sistema elettrico (ad esempio interconnessioni con l'estero e interventi per la riduzione delle congestioni di rete e vincoli di mercato).

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

I benefici derivanti da un intervento per la sicurezza del sistema possono riguardare:

- maggiore sicurezza di copertura del fabbisogno nazionale
- la minore probabilità che si verifichino episodi di energia non fornita⁷
- i minori costi per il riequilibrio delle tensioni
- la minore esposizione al rischio N-1
- l'incremento di affidabilità della rete.

La realizzazione di un intervento per la risoluzione delle congestioni può apportare vari benefici:

- rende possibile una maggiore disponibilità di potenza per il mercato con aumento della riserva complessiva
- minori perdite di trasporto
- costi evitati di impianto
- minori oneri di congestione a seguito della separazione in zone di mercato.

⁷ 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 7 – Interventi principali per miglioramento della sicurezza – Incremento degli scambi su sezioni critiche Nord–Ovest/ Nord– Est

Interventi principali di sviluppo per la riduzione delle congestioni e l'esercizio in sicurezza della rete (Incremento degli scambi su sezioni critiche Nord–Ovest / Nord– Est)		
Regione	Opera	IP
Piemonte	Elettrodotto 380 kV Casanova–Asti–Vignole e sviluppi di rete nelle province di Asti ed Alessandria	1,4
Piemonte, Lombardia	Elettrodotto 380 kV Trino –Lacchiarella	3,2
Lombardia	Razionalizzazione 380 kV Media Valtellina	1,5
Lombardia	Razionalizzazione in provincia di Lodi	2,1
Lombardia	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia	3,1
Lombardia, Emilia Romagna	Elettrodotto a 380 kV tra Pavia e Piacenza	16,2
Veneto	Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto	11,3

Nella **Tabella 7** sono riportate le valutazioni effettuate con riferimento agli interventi principali di sviluppo per la sicurezza intesa come incremento degli scambi su sezioni critiche Nord Ovest – Nord Est; nella **Tabella 8** sono riportate le valutazioni effettuate con riferimento agli interventi principali

per la riduzioni delle congestioni tra le zone di mercato e su sezioni critiche; nella **Tabella 9** sono riportate le valutazioni effettuate con riferimento agli interventi principali per la riduzione dei poli limitati e dei vincoli alla capacità produttiva.

Tabella 8 – Interventi principali per miglioramento della sicurezza – Riduzione delle congestioni tra zone di mercato e su sezioni critiche

Interventi principali di sviluppo per la riduzione delle congestioni e l'esercizio in sicurezza della rete (Riduzione delle congestioni tra zone di mercato e su sezioni critiche)		
Regione	Opera	IP
Toscana, Emilia Romagna	Elettrodotto 380 kV Calenzano – San Benedetto del Querceto – Colunga	6,6
Toscana, Sardegna	Sviluppo interconnessione Sardegna – Corsica – Italia (SA.CO.I 3)	1,3
Marche, Abruzzo	Elettrodotto 380 kV Fano – Teramo	2,6

Interventi principali di sviluppo per la riduzione delle congestioni e l'esercizio in sicurezza della rete (Riduzione delle congestioni tra zone di mercato e su sezioni critiche)		
Regione	Opera	IP
Abruzzo, Molise, Puglia	Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	9,7
Campania	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino N – Benevento II	10,0
Campania, Basilicata	Razionalizzazione rete AT nell'area di Potenza (nuovo elettrodotto 380 kV tra Basilicata e Campania)	6,5
Calabria	Elettrodotto 380 kV Trasversale Calabria + Riassetto rete Nord Calabria	12,2
Calabria, Sicilia	Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi e riassetto rete 150 kV Messina	2,3
Sicilia	Elettrodotto 380 kV Partanna – Ciminna	2,9

Tabella 9 – Interventi principali per miglioramento della sicurezza – Riduzione dei poli limitati e dei vincoli alla capacità produttiva

Interventi principali di sviluppo per la sicurezza (Riduzione dei poli limitati e dei vincoli alla capacità produttiva)		
Regione	Opera	IP
Lombardia	Stazione 380 kV Mese	18
Lombardia	Razionalizzazione Valcamonica Sud	4,6 ⁸
Lombardia, Emilia Romagna	Elettrodotto 380 kV fra Mantova e Modena	1,8
Trentino Alto Adige	Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	2,2
Veneto	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	2,4
Veneto	Nuova SE 220 kV di Polpet	1,5

⁸ L'indice di profittabilità si riferisce al gruppo di interventi la cui realizzazione è correlata alla linea 380 kV "S. Fiorano – Robbia".

Interventi principali di sviluppo per la sicurezza (Riduzione dei poli limitati e dei vincoli alla capacità produttiva)		
Regione	Opera	IP
Veneto	Razionalizzazione 220 kV Bussolengo	1,5
Friuli Venezia Giulia	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest (UD)– Redipuglia (GO)	5,0
Toscana	Elettrodotto 380 kV Casellina– Tavarnuzze – S.Barbara	4,3
Lazio, Abruzzo	Interventi per la raccolta di rinnovabile tra Lazio e Abruzzo	2,5
Campania	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	4,3
Campania, Puglia	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II	3,3
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	10,4
Sicilia	Elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna + Elettrodotto 380 kV Sorgente – S.Caterina Vill.	1,2
Sicilia	Elettrodotto 220 kV Partitico – Fulgatore	2,2
Sicilia	Elettrodotto 380 kV Paternò – Pantano – Priolo e riassetto rete 150 kV nell'area di Catania e Siracusa	4,4
Sicilia	Nuova stazione 380/150 kV Mineo	1,7
Sardegna	Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa – Buddusò	1,4
Sardegna	Elettrodotto 150 kV Cagliari Sud – Rumianca	4,1
Sardegna	Nuovo elettrodotto 150 kV Taloro–Goni	1,6

4.5 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 10** sono riportate le valutazioni effettuate con riferimento agli interventi principali per l'incremento della capacità d'interconnessione con l'Estero.

Tabella 10 – Interventi principali per incremento interconnessione con l'Estero

Interventi principali per incremento interconnessione con l'Estero		
Regione	Opera	IP
Valle d'Aosta	Razionalizzazione Valle d'Aosta	2,1
Piemonte	Elettrodotto HVDC di interconnessione Italia – Francia	1,7
Piemonte	Potenziamento interconnessione Italia–Francia	4,9
Trentino Alto Adige	Linea di interconnessione a 132 kV Prati di Vizze (BZ) – Steinach (AT)	8,0
Veneto	Elettrodotto 380 kV interconnessione Italia–Austria	3,5
Friuli Venezia Giulia	Elettrodotto 380 kV interconnessione Italia – Slovenia	6,2
Abruzzo	Interconnessione HVDC Italia–Balcani	2,5

4.6 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 aumentare l'affidabilità della rete 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 11** sono riportate le valutazioni effettuate con riferimento agli interventi principali nelle aree metropolitane.

Tabella 11 - Interventi principali per le aree metropolitane

Interventi principali nelle aree metropolitane		
Regioni	Opera	IP
Piemonte	Razionalizzazione 220 e 132 kV Provincia di Torino	4,6
Liguria	Razionalizzazione 132 kV Genova	1,3
Lombardia	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano	10,0
Lombardia	Razionalizzazione 380–132 kV di Brescia	6,2
Toscana	Riassetto Area Metropolitana di Firenze	1,4
Lazio	Riassetto Area Metropolitana di Roma	3,1
Campania	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	2,2

4.7 Interventi di sviluppo per la qualità del servizio

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

- 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 in alcuni casi – l'investimento alternativo più efficiente da realizzare per supplire alla carenza di rete.

Nella **Tabella 12** sono riportate le valutazioni effettuate con riferimento agli interventi principali per il miglioramento della qualità del servizio di alimentazione.

Tabella 12 – Interventi principali per la qualità del servizio

Interventi principali per la Qualità del servizio		
Regione	Opera	IP
Lombardia	Stazione 220 kV Sud Milano	1,2
Lombardia	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	1,8
Trentino Alto Adige	Razionalizzazione rete AT Area S. Massenza	2,4
Trentino Alto Adige	Stazione 220 kV di Ala	1,4
Veneto	Stazione 220 kV Schio e potenziamento rete AT	2,2
Veneto	Razionalizzazione 220 kV area a Nord Ovest di Padova	1,3
Veneto	Stazione a 380 kV in provincia di Treviso	1,6
Emilia Romagna	Stazione 380 kV Nord di Bologna	1,5
Emilia Romagna	Anello 132 kV Riccione – Rimini	1,2
Emilia Romagna	Rete area Forlì Cesena	1,8
Toscana	Razionalizzazione di Arezzo	1,3
Toscana	Riassetto 380 kV e 132 kV area di Lucca	1,6
Toscana	Elettrodotto 132 kV Elba – Continente e Raccordi 132 kV SE Populonia	2,9
Umbria	Razionalizzazione Rete AT in Umbria	1,2
Abruzzo	Riassetto rete AT Teramo/Pescara	1,7
Lazio	Riassetto AT Roma Sud–Latina	1,9

Interventi principali per la Qualità del servizio		
Regione	Opera	IP
Campania	Riassetto rete penisola Sorrentina	13,2
Sicilia	Riassetto area metropolitana di Palermo	4,7
Sicilia	Stazione 220 kV Noto	1,4
Sicilia	Stazione 220 kV Agrigento	1,2
Sicilia	Interventi sulla rete AT nell'area di Ragusa	1,1
Sicilia	Interventi nell'area a nord di Catania	1,1
Sicilia	Interventi sulla rete AT nell'area di Catania	1,1
Sardegna	Stazione 380 kV Codrongianos (SS)	4,6

5.1 Sviluppo di sistemi di accumulo

Lo sviluppo rapido e imponente delle FRNP registrato negli ultimi anni e previsto nell'orizzonte di medio e breve periodo richiede l'adozione di nuove soluzioni di adeguamento e sviluppo del sistema finalizzate a ridurre in maniera il più possibile efficace e tempestiva l'incidenza delle criticità ad esso correlate e a raggiungere l'obiettivo di promozione dell'uso efficiente dell'energia da fonti rinnovabili richiesto dalle direttive europee.

Il Legislatore nazionale, recependo la direttiva europea 2009/28/CE, ha varato il D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28, con cui ha sancito l'impegno da parte dell'Italia a puntare ad una maggiore efficienza nei consumi e ad un maggiore utilizzo delle fonti rinnovabili. In particolare, per il conseguimento di tali obiettivi si prevede, oltre alle tradizionali misure di sviluppo della capacità di trasporto delle reti di trasmissione e distribuzione, anche il ricorso a nuovi sistemi di accumulo dell'energia elettrica.

In particolare è previsto che il Piano di Sviluppo della RTN possa includere, tra gli interventi che risultano necessari per assicurare l'immissione e il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile, anche nuovi sistemi di accumulo finalizzati a "favorire il dispacciamento degli impianti non programmabili".

A tal riguardo, il D.Lgs 93/11 ha precisato che, in attuazione di quanto programmato nel Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, il gestore del sistema di trasmissione nazionale può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica mediante batterie.

I sistemi di accumulo diffuso a batterie si prestano a ricoprire un ruolo primario per l'integrazione delle fonti rinnovabili, soprattutto se si considera la loro facilità di localizzazione e rapidità di installazione.

La possibilità di installare tali impianti in corrispondenza di stazioni esistenti o previste sulle porzioni più critiche della rete AT li rende essenziali per ridurre i fenomeni di congestione attuali o che si prevede possano presentarsi già nel breve termine, in attesa del completamento dei rinforzi strutturali di rete pianificati che hanno un maggiore impatto ambientale e statisticamente richiedono tempi di autorizzazione e realizzazione complessivamente molto maggiori.

Più in generale, i sistemi di accumulo diffuso devono intendersi a supporto del miglior esercizio della rete di trasmissione nazionale per massimizzarne lo sfruttamento, evitando di dover

realizzare in modo intempestivo nuovi elettrodotti in alta tensione che rischierebbero di essere realizzati in ritardo rispetto al periodo in cui si presenta l'esigenza d'intervento (principalmente per la considerevole durata dei procedimenti autorizzativi).

VANTAGGI DEI SISTEMI DI ACCUMULO DIFFUSO

I sistemi di accumulo diffuso possono essere vantaggiosamente utilizzati per favorire l'integrazione della produzione distribuita da fonti rinnovabili programmabili e non, principalmente in quanto permettono di ridurre o risolvere le criticità derivanti dalle congestioni di rete. L'accumulo di energia consente infatti di ottimizzare l'utilizzo della rete esistente, evitando sovraccarichi nelle ore di massima produzione di tali fonti, mediante accumulo dell'energia non evacuabile in sicurezza, che può essere successivamente rilasciata al venir meno di tale produzione). L'efficacia di un sistema di accumulo risulta tanto maggiore quanto più questo riesce a minimizzare l'energia producibile da fonti rinnovabili che risulta necessario ridurre per mantenere il sistema in condizioni di sicurezza, sia in condizioni di esercizio standard (rete magliata) che in condizioni di massimizzazione della produzione da fonti rinnovabili (rete radiale).

Oltre a risultare spesso indispensabili per la risoluzione delle congestioni, i sistemi di accumulo diffuso presentano importanti esternalità positive quali, in particolare:

- Fornire, se opportunamente integrati nei sistemi di sicurezza e regolazione, capacità di regolazione primaria per garantire la stabilità della frequenza.
- Approvvigionare riserva e fornire risorse di bilanciamento per il sistema elettrico, al fine di gestire la produzione da FRNP e fronteggiare in particolare l'intermittenza della produzione eolica. I sistemi di accumulo sono in grado di contribuire in modo particolarmente efficiente al soddisfacimento del fabbisogno di riserva del sistema elettrico a fronte di contingenze che ne impongano l'utilizzo. Potendo immettere o prelevare energia dalla rete i sistemi di accumulo rappresentano la risorsa più efficiente per il servizio di riserva sia "a salire" che "a scendere": ogni MW installato fornisce potenzialmente il doppio in termini di riserva.
- Livellare i consumi e i relativi picchi ("peak shaving") immagazzinando energia nei

periodi di basso fabbisogno quando gli impianti di generazione sono costretti a operare in assetti meno efficienti (minimo tecnico) e rilasciandola nei periodi a fabbisogno più alto evitando il ricorso a impianti di punta di minore affidabilità e con elevati costi variabili. Tale tipo di servizio può essere d'aiuto anche per gestire più agevolmente le rampe di carico accentuate determinate dalla tipica curva di produzione del fotovoltaico.

5.2 Dimensionamento dei sistemi di accumulo diffuso

Sono di seguito valutate le esigenze di nuovi sistemi di accumulo diffuso funzionali a favorire la piena integrazione sul sistema elettrico nazionale degli impianti da FRNP e a massimizzarne l'utilizzo.

La valutazione delle esigenze di capacità di accumulo diffuso prevista nel presente Piano si basa sul principio di risolvere non soltanto le problematiche attuali, ma anche le criticità relative a nuove congestioni che potrebbero emergere nelle finestre temporali di breve-medio periodo, nell'ipotesi in cui si confermi il trend di crescita atteso nei prossimi anni della capacità produttiva da FRNP.

Pertanto, al fine di stimare il valore di capacità dei sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica a batterie, se ne sono simulati gli effetti nello scenario di rete di breve-medio termine⁹ distinguendo l'effetto prodotto da tali sistemi dal beneficio apportato dai già previsti rinforzi di rete in corso di realizzazione e autorizzati, sia in termini di mancata riduzione dell'energia rinnovabile soggetta a congestioni sia in termini di aumento della sicurezza del sistema.

Il dimensionamento dei sistemi di accumulo si è basato sulla valutazione dei benefici attesi per ogni MW installato, rispetto ad uno scenario base in cui si ipotizza l'implementazione sul parco di generazione esistente degli ulteriori impianti di produzione già autorizzati. È stata simulata la produzione teorica del parco di generazione afferente le singole porzioni di rete 150 kV sulla base delle curve di durata della producibilità eolica e fotovoltaica ottenute partendo dai dati dell'energia immessa a consuntivo dagli impianti di

generazione presenti sulle direttrici oggetto di analisi.

In particolare, è stata determinata per ciascuna porzione di rete (cfr. **Tabella 13** e **Tabella 14**) l'energia che può essere assorbita dai sistemi di accumulo in corrispondenza di riduzioni per congestione di rete dovuta all'elevata produzione da FRNP.

Tale valore è ottenuto considerando che l'energia tagliata in presenza di un limite di produzione pari a T è pari alla differenza, se positiva, tra la produzione attesa P in ogni scaglione di probabilità (prodotto tra la producibilità e la potenza installata) e il suddetto limite di produzione. In presenza di una capacità di accumulo pari a A , l'energia tagliata è pari alla differenza, se positiva, tra la produzione attesa P in ogni scaglione di probabilità e la somma tra il limite di produzione (l'energia "esportabile") e la capacità di accumulo A (l'energia "stoccabile").

Per quanto riguarda la valutazione del limite di produzione P sulla singola direttrice 150 kV, si è tenuto conto convenzionalmente della possibilità di ricorrere per metà delle ore dell'anno anche ad assetti di esercizio non standard, come l'assetto radiale, che come noto consente di aumentare la potenza immessa in rete ripartendola opportunamente su due rami della direttrice, ma a scapito della sicurezza e continuità del servizio.

Nell'ottica di sfruttare il massimo effetto prodotto da tali sistemi sulla rete, si è valutato il beneficio marginale di ogni MW aggiuntivo, determinando così la distribuzione di batterie più efficace per ciascuna direttrice. I sistemi di accumulo diffuso saranno ubicati¹⁰ nelle porzioni di rete già critiche e che si prevedono critiche nel breve termine, al fine di ridurre il rischio di possibili modulazioni. Tale valutazione potrà altresì essere estesa ad altre porzioni di rete, qualora dovessero concretizzarsi le criticità correlate a ulteriori nuove iniziative produttive da FRNP al momento in corso di autorizzazione.

⁹ Al riguardo, si fa presente che nell'elaborazione degli scenari di Piano (cfr. cap. 2.4 "Scenari di riferimento" del PdS 2012) non si sono tenuti in considerazione i possibili contributi derivanti dall'installazione di nuova generazione distribuita da biomasse, che potrebbe comportare ulteriori esigenze d'intervento.

¹⁰ L'esatta dislocazione di tali sistemi di accumulo lungo le direttrici AT individuate sarà definita opportunamente secondo le specifiche esigenze, in modo da massimizzare l'utilizzo della produzione da fonti rinnovabili, sfruttando anche l'elevata modularità oltre che la flessibilità di utilizzo dei suddetti sistemi di accumulo. La localizzazione sarà in ogni caso all'interno o in adiacenza delle aree di rispetto delle Stazioni Elettriche per cui non comporterà alcun rilevante impatto ambientale, trattandosi di impianti amovibili.

Tabella 13 - Porzioni di rete critiche nel breve termine

Riferim. area	Direttrici 150 kV oggetto di valutazione
A	Direttrice 150 kV "Foggia – San Severo CP – Serracapriola – San Martino in Pensilis – Portocannone – Larino"
B	Direttrice 150 kV "Foggia–Carapelle–Stornara–Cerignola–Canosa–Andria"
	Direttrice 150 kV "Benevento II – Volturara – Celle S.Vito"
	Direttrice 150 kV "Benevento II – Montecorvino"
	Direttrice 150 kV "Foggia – Lucera – Andria"
	Direttrice 150 kV "Galatina SE – Martignano – San Cosimo – Maglie – Diso – Tricase – Galatina SE"
	Direttrice 150 kV "Scandale – Crotone – Isola C.R. – Cutro – Belcastro – Simeri - Catanzaro"
C	Direttrice 150 kV "Caltanissetta – Petralia – Serra Marrocco – Troina – Bronte – Ucria – Furnari – Sorgente"

Tabella 14 - Ulteriori porzioni di rete critiche

Riferim. area	Direttrici 150 kV oggetto di valutazione
D	direttrice 150 kV "Villa S. Maria – Castel di Sangro – Campobasso"
	direttrice 150 kV "Larino – Ripalimosani – Campobasso"
	direttrice 150 kV "Rotello CP – Rotello SE"
E	direttrice 150 kV "Bari Ovest – Rutigliano – Putignano – Fasano – Ostuni – San Vito – Brindisi Pignicelle"
	direttrice 150 kV "Taranto Nord – Grottaglie – Francavilla – Mesagne – Brindisi Sud"
	direttrice 150 kV "Francavilla – Campi Salentina – Lecce Industriale - Lecce"
	direttrice 150 kV "Foggia – Trinitapoli - Barletta Nord – Barletta – Trani – Andria"
	direttrice 150 kV "Foggia – S.Severo Lesina - Termoli"
	direttrice 150 kV "CP Melfi – Venosa – Forenza Maschito – Genzano – Tricarico – Gravina – Altamura - SE Matera"
	direttrice 150 kV "Taranto – Palagiano – Ginosa – Scanzano – Amendolara – Rossano" (Dorsale Jonica)
	direttrice 150 kV "Scandale – Strongoli – Rossano"
	direttrice 150 kV "Cetraro – Paola – Amantea – Lamezia – Feroletto"
	direttrice 150 kV "Feroletto SE – S. Eufemia – Jacurso – Girifalco – Soverato"
F	direttrice 150 kV "Tempio Pausania – Assoro – Valguarnera"
	direttrice 150 kV "S. Cono – Mineo – Scordia – Francofonte – Francofonte CP – Carlentini – Augusta 2"
	direttrice 150 kV "Augusta – Sortino CP – Carlentini 2 – Vizzini – Vizzini CP – Caltagirone – Barrafranca - Caltanissetta"
	direttrice 150 kV "Favara – Racalmuto – Caltanissetta"
	direttrice 150 kV "Caltanissetta – Castronovo – Ciminna"

Come riportato nella tabella seguente, le valutazioni effettuate hanno evidenziato l'esigenza di una capacità di accumulo pari complessivamente a circa 240 MW, valore minimo funzionale a ridurre sensibilmente le congestioni individuate a livello locale, ma che al contempo può essere utilizzato per compensare la ridotta capacità di regolazione primaria del SEN. L'installazione di tale capacità di accumulo comporterebbe di evitare la modulazione di energia prodotta da FRNP per circa 440 GWh/anno.

Tabella 15 - Installazione sistemi di accumulo diffuso
Risultati attesi in termini di energia recuperata (GWh/a)

Rif. area	Capacità di accumulo diffuso (MW)							
	11	44	77	110	143	176	209	242
A								
B								
C								
D	20	80	140	200	260	320	380	440
E								
F								

Inoltre, gli interventi previsti consentiranno di evitare l'approvvigionamento di riserva sul mercato dei servizi di dispacciamento per circa 750 GWh/anno.

5.3 Metodologia per l'elaborazione delle Analisi Costi/Benefici (ACB)

La metodologia utilizzata per la valutazione degli obiettivi di miglioramento del sistema elettrico, basata sul confronto dei costi e dei benefici dei singoli investimenti e delle possibili macroalternative, è stata adottata anche per i sistemi di accumulo diffuso dell'energia elettrica mediante batterie.

Le voci di costo considerate nelle ACB sono:

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

I benefici considerati negli interventi presi in esame appartengono alle seguenti tipologie:

- (A) Mancata riduzione dell'energia: si è valutata la sostituzione della produzione da fonte termoelettrica con quella resa disponibile dai sistemi di accumulo in termini di riduzione dei costi per il sistema. I sistemi di accumulo, infatti, consentono di accumulare energia prodotta da fonte rinnovabile che in presenza di congestione

di rete sarebbe stata tagliata e di immetterla in periodi successivi, in sostituzione di energia prodotta da fonte termoelettrica. Per valorizzare tale riduzione di costi si è calcolato il prodotto tra le ore di mancata riduzione dell'energia da fonti rinnovabile, il rendimento del ciclo di funzionamento della batteria (75%) ed il costo variabile di un impianto termoelettrico. Il numero di ore è stato definito sulla base dei dati di taglio della produzione da fonti rinnovabili previsto nell'orizzonte temporale dell'investimento (15 anni). Il costo variabile (comprensivo di combustibile, accisa, trasporto, smaltimento e CO2), è stato calcolato sulla base dei dati comunicati dagli operatori nel periodo marzo 2010 - febbraio 2011 e corrisponde al 75esimo percentile. Si è inoltre valorizzata l'energia prodotta da fonti rinnovabili considerando il valore convenzionale pari al costo medio ponderato dei certificati verdi negoziati sul mercato negli ultimi otto anni.

- (B) Aumento della sicurezza / riserva terziaria: i sistemi di accumulo consentono di compensare l'aumento, causato dalle FRNP, del fabbisogno di riserva terziaria. Per valutare il beneficio legato alla riduzione del fabbisogno di riserva terziaria si è considerato che in presenza delle batterie Terna eviterebbe di movimentare sul MSD le UP per approvvigionare riserva. Pertanto il beneficio può essere calcolato come il prodotto tra le ore di disponibilità della batteria (12 ore al giorno per 6 giorni a settimana), il differenziale tra il costo marginale dell'energia prodotta da un impianto termoelettrico alimentato con olio ed un ciclo combinato ed un fattore di conversione tra capacità di riserva ed energia pari al rapporto medio sul parco termoelettrico tra la potenza minima e la potenza massima (0,5).
- (C) Aumento della sicurezza / regolazione primaria: i sistemi di accumulo consentono di compensare la riduzione della capacità di regolazione in frequenza del sistema (in particolare per quanto riguarda le situazioni di sottofrequenza) nonché una probabile riduzione della disponibilità di regolazione in frequenza/potenza dovuto all'incremento delle fonti rinnovabili. Per valorizzare il beneficio legato alla riduzione della disponibilità di riserva primaria si è calcolato il prodotto tra le ore di mancata riduzione, la valorizzazione della regolazione primaria e la relativa quota

utile¹¹. Per la valorizzazione della regolazione primaria al costo variabile utilizzato per la componente A è stato aggiunto un importo pari a 10 €/MWh che corrisponde al valore della componente a copertura degli oneri di prestazione specifica della riserva secondaria in base alla delibera 111/06.

- (D) Derivanti da investimenti evitati: si sono considerati i costi evitati derivanti dalla riduzione dei costi di rinforzo delle linee AT e dall'incremento della capacità di regolazione delle tensioni sulla rete. Infatti l'incremento delle fonti rinnovabili e la localizzazione di tale tipologia di generazione prevalentemente su reti MT/BT in aree caratterizzate da carichi ridotti richiede opportune opere di rete per la connessione tra gli impianti dei distributori e la RTN. Si consideri, a tal proposito, che a fine 2010 è stato riscontrato un numero rilevante di cabine primarie su cui si è verificato l'inversione del flusso di energia in risalita verso le reti AT, che hanno comportato la gestione, da parte di Terna, di situazioni critiche, aumentando i costi di dispacciamento per il sistema.

In **Tabella 16** è riportato un riepilogo dei principali dati utilizzati nell'analisi costi/benefici dei sistemi di accumulo mediante batterie.

Tabella 16 - Ipotesi utilizzate per il calcolo dei benefici dei sistemi di accumulo diffuso di energia

BENEFICI		
A	Ore Mancata Riduzione	2.500
	Rendimento impianto	65/80%
	Costo variabile UP termoelettrica	76 €/MWh
	Valore energia rinnovabile	90 €/MWh
B	Ore disponibilità riserva terziaria	3.744
	Differenziale prezzo olio/gas	20 €/MWh
C	Ore Mancata Riduzione	2500
	Valorizzazione primaria	86 €/MWh
	combustibile Quota utile	50%

BENEFICI		
D	Costi evitati per Regolatori di Tensione	100 k€/MW
	Costo evitato per rinforzi di rete AT	300 k€/MW

È 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).

Come orizzonte di vita utile dell'investimento considerato su cui effettuare l'analisi si è assunto un periodo di quindici anni dall'entrata in servizio¹².

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. 199/11).

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:

$$IP = \frac{NPV (Benefici (A + B + C))}{NPV(CAPEX - D)}$$

- 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.

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

¹¹ Per la quota utile è stato assunto un fattore 0,5.

¹² Le specifiche di fornitura dei dispositivi richiedono che siano garantiti: un orizzonte di vita utile di almeno 15 anni e almeno 4500 cicli di carica/scarica

dimostra un ritorno, in termini di benefici per il sistema Paese, maggiore dell'investimento sostenuto.

5.4 Ipotesi alla base del calcolo dei CAPEX

Per quanto riguarda la valorizzazione dei Capex legati all'introduzione dei sistemi di accumulo a batterie, questi sono stati determinati sulla base dei valori di mercato prendendo a riferimento sistemi in grado di immagazzinare energia alla potenza nominale per circa 8 - 10 ore, in linea con i profili medi delle congestioni provocate dagli impianti FRNP.

Tabella 17 - Costi sistemi di accumulo a batterie

TIPOLOGIE COMPONENTI DI STAZIONE	COSTO STIMATO
Site preparation, installazione, revisione periodica, rimozione e dismissione finale	3,1 Mln €/MW

5.5 Analisi costi/benefici dei principali interventi di installazione di sistemi di accumulo diffuso

I benefici derivanti dall'introduzione di sistemi di accumulo riguardano:

- riduzione del costo dell'energia
- aumento della sicurezza e adeguatezza del SEN
- riduzione del fabbisogno di riserva terziaria
- compensazione della ridotta capacità di regolazione in frequenza ed in frequenza/potenza dovuta all'incremento delle fonti rinnovabili
- minori costi per il riequilibrio delle tensioni
- minori costi di rinforzo delle linee AT.

In esito alle analisi effettuate, con l'installazione della capacità di accumulo indicata al par. 5.2, si prevede nell'orizzonte temporale di vita utile considerato, un risparmio netto per il sistema di circa 45 Mln €/anno (benefici complessivi per circa 100 Mln €/anno a fronte di costi complessivi per circa 55 Mln €/anno), che corrisponde ad un indice di profittabilità IP di circa 1,8.

6 VALUTAZIONI PRELIMINARI SISTEMI DI ACCUMULO ZONALE

6.1 Premessa

Nella presente sezione sono riportate alcune valutazioni di sostenibilità economica relativamente alle analisi effettuate per stimare le esigenze di regolazione del sistema elettrico nazionale mediante l'utilizzo di nuovi impianti idroelettrici di pompaggio, al fine di massimizzare la produzione da FRNP.

Al riguardo si rappresenta che il Decreto Legislativo 3 marzo 2011 n° 28 prevede il ricorso a nuovi sistemi di accumulo dell'energia elettrica i quali possono essere inclusi nel piano di Sviluppo della RTN (PdS) con l'obiettivo di massimizzare la produzione da FRNP. Il medesimo provvedimento dispone inoltre che l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas provvederà alla regolamentazione di tali impianti relativamente alla remunerazione degli investimenti che tenga adeguatamente conto dell'efficacia ai fini del ritiro dell'energia da FRNP e della rapidità di esecuzione ed entrata in esercizio delle opere.

Il Decreto Legislativo n°93/2011 ha poi precisato che la realizzazione e la gestione degli impianti di produzione idroelettrica da pompaggio, inclusi nel PdS, saranno affidate mediante procedure competitive, trasparenti e non discriminatorie, individuando anche un soggetto responsabile dell'organizzazione, della sorveglianza e del controllo delle procedure medesime.

6.2 Metodologia per l'elaborazione delle Analisi Costi/Benefici (ACB)

La metodologia utilizzata per la valutazione di sostenibilità economica dei sistemi di accumulo zonale dell'energia elettrica mediante impianti idroelettrici di pompaggio pone a confronto le voci di costo, i costi capitale (CAPEX) e gli oneri di esercizio e manutenzione (OPEX)¹³, con i benefici per il sistema associati all'utilizzo di tali impianti al fine di massimizzare la produzione da FRNP.

I benefici considerati negli interventi presi in esame appartengono alle seguenti tipologie:

- (A) Riduzione delle quote di *Over Generation* (di seguito OG)¹⁴ da FRNP: si è valutata la sostituzione della produzione da fonte termoelettrica con quella resa disponibile dai sistemi di accumulo in termini di riduzione dei costi per il sistema. Gli impianti di pompaggio, infatti, consentono di accumulare l'OG prodotta da FRNP che altrimenti non sarebbe stato possibile utilizzare e di immetterla in periodi successivi, in sostituzione di energia prodotta da fonte termoelettrica. Per valorizzare tale riduzione di costi si è calcolato il prodotto tra l'OG evitata, il rendimento del ciclo di funzionamento dell'impianto (75%) ed il costo variabile di un impianto termoelettrico. Il costo variabile (comprensivo di combustibile, accisa, trasporto, smaltimento e CO₂), è stato calcolato sulla base dei dati comunicati dagli operatori nel periodo marzo 2010 - febbraio 2011 e corrisponde al 75esimo percentile. Si è inoltre valorizzata l'energia prodotta da fonti rinnovabili considerando il valore pari al costo medio ponderato dei certificati verdi negoziati sul mercato negli ultimi otto anni.
- (B) Aumento della sicurezza / riserva terziaria: i sistemi di accumulo consentono di compensare l'aumento, causato dalle FRNP, del fabbisogno di riserva terziaria. Per valutare il beneficio legato alla riduzione del fabbisogno di riserva terziaria si è considerato che in presenza dei pompaggi Terna eviterebbe di movimentare sul MSD le UP per approvvigionare riserva. Pertanto il beneficio può essere calcolato come il prodotto tra le ore di disponibilità degli impianti di pompaggio (12 ore al giorno per 6 giorni a settimana), il differenziale tra il costo marginale dell'energia prodotta da un impianto termoelettrico alimentato con olio ed un ciclo combinato ed un fattore di conversione tra capacità di riserva ed energia pari al rapporto medio sul parco termoelettrico tra la potenza minima e la potenza massima (0,5).

¹³ Gli oneri annui di esercizio e manutenzione vengono stimati pari a circa l'1% del CAPEX

¹⁴ Dove per *Over Generation* (OG) si intende la quota di energia da FRNP nazionale o zonale che non risulta possibile bilanciare rispetto al fabbisogno.

- (C) Aumento della sicurezza / regolazione primaria: i sistemi di accumulo consentono di compensare la riduzione della capacità di regolazione in frequenza del sistema (in particolare per quanto riguarda le situazioni di sottofrequenza) nonché una probabile riduzione della disponibilità di regolazione in frequenza/potenza dovuto all'incremento delle fonti rinnovabili. Per valorizzare il beneficio legato alla riduzione della disponibilità di riserva primaria si è calcolato il prodotto tra l'OG evitata, la valorizzazione della regolazione primaria e la relativa quota utile. Per la valorizzazione della regolazione primaria al costo variabile utilizzato per la componente A è stato aggiunto un importo pari a 10 €/MWh che corrisponde al valore della componente a copertura degli oneri di prestazione specifica della riserva secondaria in base alla delibera 111/06.
- (D) Derivanti da riduzione import evitata: è stata valutata la minore riduzione dell'energia importata a basso costo dall'estero resa necessaria per garantire la produzione da FRNP, in seguito all'installazione degli impianti di pompaggio. Tale energia, valutata su orizzonte annuale, è stata valorizzata ad un differenziale medio tra Italia ed Estero pari a 25 €/MWh.

Considerato l'orizzonte di vita utile di tale tipologia di investimenti (tipicamente ben superiore ai 20 anni), e 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.

Tenuto conto che gli impianti di accumulo zonale sono qui valutati nell'ottica dell'ottimizzazione del funzionamento del sistema elettrico, in analogia agli asset di trasmissione, il tasso di attualizzazione considerato è pari al 7,4%, prendendo a riferimento il valore del WACC base riconosciuto dall'AEEG per gli investimenti in attività di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (Deliberazione AEEG n. 199/11).

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:

$$IP = \frac{NPV(\text{Benefici}(A + B + C + D))}{NPV(\text{CAPEX})}$$

- 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.

L'indice IP è calcolato attualizzando e rapportando i benefici monetizzati ed attualizzati con i costi di investimento e di esercizio, anch'essi attualizzati. Un valore dell'indice IP > 1, dimostra un ritorno, in termini di benefici per il sistema Paese, maggiore dell'investimento sostenuto.

6.3 Ipotesi alla base del calcolo dei CAPEX

Per quanto riguarda la valorizzazione dei Capex legati all'introduzione dei sistemi di accumulo tramite impianti di pompaggio¹⁵, questi sono stati determinati sulla base di studi di fattibilità eseguiti su alcuni siti potenzialmente utilizzabili ipotizzando la presenza di almeno un serbatoio naturale ed in dipendenza delle caratteristiche idrogeologiche del sito.

Tabella 18 - Costi sistemi di accumulo impianti di pompaggio

Componenti del CAPEX	COSTO STIMATO
Sistemazione sito, Opere civili, Opere elettromeccaniche	750 ÷ 1200 k€/MW

6.4 Analisi costi/benefici di nuovi sistemi di accumulo zonale

I parametri tecnici oggetto di valutazione sono frutto di simulazioni su perimetro nazionale interconnesso e suddiviso in zone interne di mercato, effettuate considerando una capacità equivalente complessiva in energia di accumulo¹⁶ fino a circa 9-12 GWh, relativa a futuri impianti dislocati nelle zone Sud e Sicilia.

¹⁵ Da uno studio esterno realizzato da Ecoprog nel 2011, "The market for Pumped-Storage Power Plants in Europe", emerge un range di costi per impianti in realizzazione di 400÷1500 k€/MW.

¹⁶ Energia resa dal ciclo completo di pompaggio/produzione per l'intera capacità utile del bacino.

Come anticipato, i benefici derivanti dall'introduzione di sistemi di accumulo zonale mediante impianti idroelettrici di pompaggio sono associati a:

- utilizzo di quote di OG da FRNP che altrimenti sarebbe stato necessario modulare;
 - aumento della sicurezza e adeguatezza del SEN mediante:
 - riduzione del fabbisogno di riserva terziaria
- compensazione della ridotta capacità di regolazione in frequenza ed in frequenza/potenza dovuta all'incremento delle fonti rinnovabili
 - minori costi per il riequilibrio delle tensioni
- minore ricorso a limitazioni dell'import di energia dall'estero.

In esito alle analisi effettuate, nell'orizzonte temporale di vita utile considerato, si stima un rapporto tra i benefici ed i costi superiore all'unità (indice di profittabilità IP circa 1,2).