

MERCATO ELETTRICO

Piano di Sviluppo 2015: nuova metodologia di analisi costi benefici

La principale novità del Piano 2015 di Terna è la proposta di una nuova metodologia di analisi costi benefici da adottare a partire dai futuri Piani. Questa metodologia consente di superare alcuni limiti e arbitrarietà della metodologia attualmente adottata per valutare la profittabilità degli interventi di sviluppo, pur non essendo sempre perfettamente allineata alle Guideline in materia di ENTSO-E. Una novità secondaria è invece l'aggiornamento degli scenari di riferimento, in modo particolare di domanda elettrica, adottati da Terna per la pianificazione: da tale aggiornamento non derivano infatti sostanziali modifiche nelle esigenze e priorità di sviluppo e dei risultati attesi a valle dei potenziamenti di rete.

A fine mese scorso l'Autorità ha finalmente avviato la consultazione pubblica (che si concluderà il 31 gennaio prossimo) sullo schema di Piano di Sviluppo decennale della rete per il 2015 (Piano 2015), che come ogni anno Terna ha predisposto alla luce di quanto stabilito dal Dlgs 93/2011¹. Il documento principale del Piano 2015, fatta eccezione per l'aggiornamento degli scenari di riferimento e per alcune limitate revisioni sia delle esigenze e priorità di sviluppo, che dei risultati attesi a valle degli interventi pianificati, non presenta grossi cambiamenti nei suoi contenuti rispetto al Piano 2014. La principale novità sembra infatti essere rappresentata dall'Allegato 3, da Terna dedicato a un'ampia descrizione dell'evoluzione della metodologia di Analisi Costi Benefici (metodologia ACB) da essa adottata nel processo di valutazione dei principali interventi di sviluppo della rete. La nuova metodologia ACB proposta da Terna va nel complesso accolta positivamente. Anche se in alcuni aspetti si differenzia dall'approccio elaborato da ENTSO-E di cui Terna stessa è parte, in numerosi punti supera gli elementi di arbitrarietà dell'attuale metodologia ACB spesso al centro delle critiche degli operatori. Il dibattito è in ogni caso ancora aperto: solo a valle della consultazione pubblica e tenuto conto delle valutazioni formulate dall'Autorità, il Piano 2015 potrà infatti essere approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico (MSE).

Gli scenari di riferimento

Domanda elettrica rivista al ribasso soprattutto nello scenario base

Alla luce della riduzione della domanda elettrica di circa il 3% registrata tra il 2013 e il 2014, le previsioni di domanda elettrica incluse nel Piano 2015 sono state da Terna riviste al ribasso rispetto a quelle del Piano 2014 sia nello scenario base, che nello scenario di sviluppo. Se tuttavia nello scenario di sviluppo il Piano 2015 assume di fatto una traslazione verso il basso della corrispondente traiettoria di evoluzione della domanda del Piano 2014, nello scenario base la traiettoria di evoluzione della domanda del Piano 2015 diverge progressivamente da quella del Piano 2014 quanto più ci si proietta nel lungo periodo². In particolare, nello scenario di sviluppo Terna prevede una domanda elettrica di circa 329 TWh al 2019 e di circa 357 TWh al 2024 (contro i circa 336 TWh al 2018 e 370 TWh al 2023 del Piano 2014), con tassi di crescita medi annui dello 0.5% nel periodo 2013-2019 e dell'1.7% nel periodo 2019-2024 (quindi complessivamente dell'1.1% nel periodo 2013-2024) (**Figura 1**).

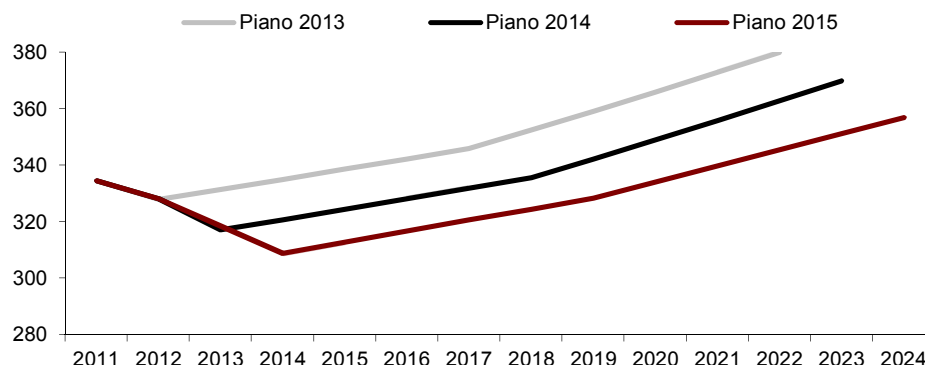
Nello scenario base la domanda elettrica è invece prevista attorno a 306 TWh al 2019 e a 302 TWh al 2024 (contro i circa 323 TWh al 2018 e 339 TWh al 2023 del Piano 2014), con tassi di decrescita medi annui del -0.7% nel periodo 2013-2019 e del -0.2% nel periodo 2019-2024 (quindi complessivamente del -0.5% nel periodo 2013-2024) (**Figura 2**).

Alla base dei due scenari vi sono naturalmente specifiche assunzioni circa i futuri andamenti dell'economia e dell'intensità elettrica. Riguardo il futuro andamento economico nel Piano 2015 Terna assume una crescita del PIL leggermente superiore rispetto a quella del Piano 2014: il tasso di crescita media annuo del PIL è infatti assunto pari per il periodo 2013-2019 allo 0.9% (contro lo 0.6% assunto nel Piano 2014 per il periodo 2012-2018) e per il periodo

¹ Decreto Legislativo 1 giugno 2011, n. 93: "Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE" (pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 148 del 28-6-2011 - Supplemento Ordinario n. 157).

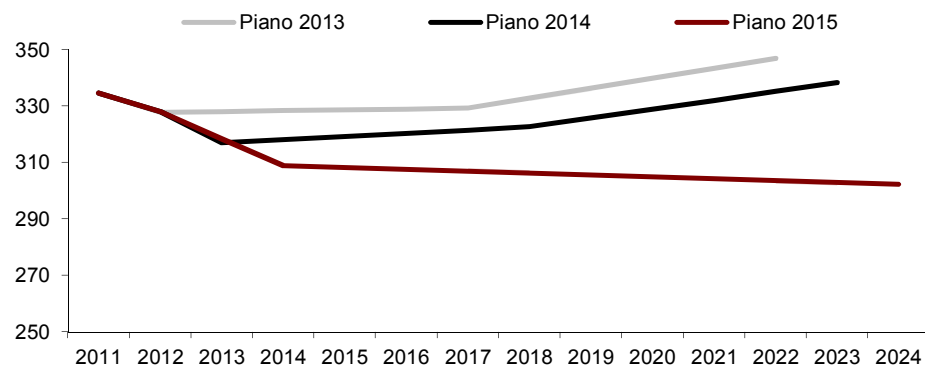
² Lo scenario di sviluppo è adottato da Terna per la pianificazione degli interventi di sviluppo della rete volti principalmente a garantire l'adeguatezza del sistema in termini di copertura della domanda, mentre lo scenario base viene utilizzato per valutare le esigenze di integrazione della generazione distribuita da fonti rinnovabili in quanto evidenzia meglio le situazioni di eccesso di generazione rispetto al carico.

Figura 1. Previsioni di domanda elettrica di Terna nello scenario di sviluppo
(TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Piano di Sviluppo Terna 2013, 2014 e 2015

Figura 2. Previsioni di domanda elettrica di Terna nello scenario base
(TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Piano di Sviluppo Terna 2013, 2014 e 2015

2019-2024 all'1.2% (contro l'1% assunto nel Piano 2014 per il periodo 2018-2023). Poiché sull'intero periodo 2013-2024 l'assunzione di crescita media annua del PIL è di circa l'1.1% e la previsione di crescita media annua della domanda elettrica dello scenario di sviluppo è anch'essa di circa l'1.1%, ne deriva pertanto in questo scenario un'assunzione di intensità elettrica stabile. Nello scenario base la previsione di variazione media annua della domanda elettrica sull'intero periodo 2013-2024 è invece pari a circa il -0.5%, con la conseguente assunzione in questo scenario da parte di Terna di una riduzione dell'intensità elettrica al tasso medio annuo di circa il -1.5% (Tabella 1).

Confrontando le previsioni di domanda elettrica di Terna con quelle dell'ultimo scenario REF-E³ emerge un certo allineamento tra quest'ultimo e lo scenario di sviluppo di Terna almeno

Tabella 1. Sintesi delle principali ipotesi di scenario del Piano di Sviluppo di Terna

Indicatore	PdS 2014				PdS 2015				Scenario REF-E	
	2018		2023		2019		2024		2019	2024
	Base	Sviluppo	Base	Sviluppo	Base	Sviluppo	Base	Sviluppo		
Crescita PIL*	-	0.6%	-	1.0%	0.9%	1.2%	0.9%	1.0%	0.9%	1.0%
Crescita domanda elettrica*	-0.3%	0.4%	1.0%	2.0%	-0.7%	0.5%	-0.2%	1.7%	0.6%	0.9%
Domanda elettrica (TWh)	323	336	338	370	306	329	302	357	329	345
Capacità fotovoltaica (GW)	22.3		28.5		23.5		29.8		22.6	30.5
Capacità eolica (GW)	12.0		14.9		12.7		15.7		10.0	11.7
Capacità a biomasse (GW)	5.4		6.9		6.0		7.7		4.5	5.3
Capacità idroelettrica (GW)	18.5		19.0		18.5		19.0		18.4	18.8
Import netto dall'estero (TWh)	-	65.4	-	-	-		37.3-113.8		39.4	34.7

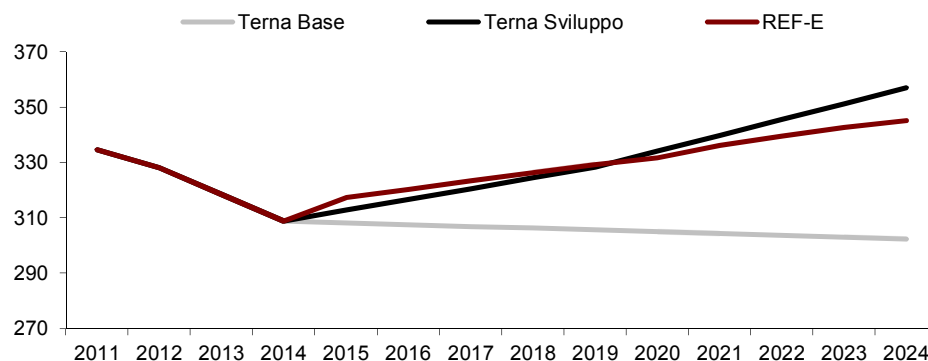
* Tassi medi annui

Fonte: previsioni REF-E ed elaborazioni REF-E su dati Piani di Sviluppo Terna 2014 e 2015

³ LE previsioni di domanda elettrica dell'ultimo scenario REF-E sono state elaborate a novembre 2015 con il modello econometrico IDEM, ipotizzando un tasso di crescita del PIL dello 0.9% nel medio periodo e dell'1% nel lungo periodo, un livello di temperature in media storica e una moderata riduzione dell'intensità elettrica a seguito delle politiche di efficienza energetica.

fino al 2019, nonostante la previsione di domanda elettrica per il 2015 implicita nello scenario di sviluppo di Terna appaia molto sottostimata. Dal 2020 in poi nello scenario di sviluppo di Terna vi è un'accelerazione della crescita della domanda, diversamente da quanto accade nello scenario REF-E. Fortemente pessimistico e sempre più distante dallo scenario REF-E risulta invece lo scenario base di Terna (**Figura 3**).

Figura 3. Confronto tra le previsioni di domanda elettrica REF-E e Terna (PdS 2015)
(TWh)



Fonte: previsioni REF-E ed elaborazioni REF-E su dati Piano di Sviluppo Terna 2015

Riguardo il proprio scenario base Terna nota peraltro di utilizzarlo ai fini della valutazione delle future esigenze di integrazione della generazione distribuita da fonti rinnovabili, in quanto in grado di meglio evidenziare le condizioni di *surplus* di generazione rispetto al carico che devono comunque essere gestite in condizioni di sicurezza sul sistema di trasmissione. Con uno scenario di domanda elettrica eccessivamente pessimistico, fermi restando gli scenari di capacità e generazione da fonti rinnovabili e di scambi con l'estero, vi è tuttavia il rischio di sovrastimare le criticità di rete causate dalla generazione da fonti rinnovabili stessa e conseguentemente di sovrastimare anche i benefici e la profittabilità degli interventi di sviluppo della rete volti a rimuovere o almeno ridurre queste criticità.

Stimate numerose dismissioni di capacità termoelettrica

Nel Piano 2015 Terna ha aggiornato anche la propria ricognizione dell'evoluzione del parco termoelettrico. Questa ricognizione evidenzia l'esistenza a fine dicembre 2014 di circa 68 GW di capacità termoelettrica installata disponibile, al netto dei circa 5.2 GW già dismessi nel periodo 2012-2014. Sottraendo tuttavia anche le dismissioni in attesa di autorizzazione (circa 2.6 GW), le indisponibilità per vincoli autorizzativi (circa 0.9 GW) e i casi di *mothballing* (circa 8.3 GW) la capacità termoelettrica installata disponibile si porta di fatto da circa 68 GW a circa 56 GW (circa 12 GW di riduzione). Terna non prevede peraltro come credibile l'entrata in esercizio nell'orizzonte del Piano 2015 dei circa 3.6 GW di capacità termoelettrica già autorizzata. Riguardo le future dismissioni, Terna indica infine circa 3.5 GW di ulteriori dismissioni in attesa di autorizzazione corrispondenti però a impianti già in *mothballing* e circa 0.6 GW di ulteriori indisponibilità per vincoli autorizzativi, senza tuttavia includerle negli scenari previsionali.

Anche l'ultimo scenario REF-E stima circa 56 GW di capacità termoelettrica installata disponibile a fine dicembre 2014. Diversamente da Terna l'ultimo scenario REF-E assume inoltre la dismissione nel medio periodo (ovvero al 2019) di circa 7 GW di questa capacità e nel lungo periodo (ovvero al 2024) di ulteriori 6 GW.

Capacità rinnovabile in linea con la SEN nel lungo periodo

Anche nel Piano 2015 lo scenario di evoluzione della capacità rinnovabile è assunto da Terna sostanzialmente in linea per il breve-medio periodo con il raggiungimento delle condizioni di *grid parity* per il fotovoltaico di taglia inferiore a 20 kW e con le autorizzazioni già concesse per l'installazione di nuovi impianti eolici, mentre per il lungo periodo con gli obiettivi della Strategia Energetica Nazionale (SEN) al 2020. A partire dalla capacità eolica e fotovoltaica installata a fine 2014 (pari rispettivamente a circa 8.7 GW e 18.8 GW), Terna infatti assume, da un lato, un livello di capacità eolica installata di circa 12.7 GW nel breve-medio periodo e circa 15.7 GW nel lungo periodo (con un'energia producibile e potenzialmente immessa

in rete di circa 29 TWh, da cui deriva un *load factor* medio di circa 1850 ore), dall'altro, un livello di capacità fotovoltaica installata di circa 23.5 GW nel breve-medio periodo e circa 29.8 GW nel lungo periodo (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 36 TWh, da cui deriva un *load factor* medio di circa 1200 ore). Diversamente dal caso delle previsioni di domanda elettrica significativamente riviste al ribasso soprattutto nello scenario base, le assunzioni di evoluzione della capacità eolica e fotovoltaica del Piano 2015 sono pressoché allineate a quelle del Piano 2014, in modo particolare per la prima di queste due fonti. Per il breve-medio periodo e per il lungo periodo, nel Piano 2014 era stata rispettivamente assunta una capacità installata eolica di circa 12 GW e 15 GW (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 24.5 TWh al 2020) e una capacità installata fotovoltaica di circa 22 GW e 28 GW (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 30.5 TWh al 2020).

Le assunzioni di capacità eolica installata del Piano 2015 risultano molto più ottimistiche rispetto a quelle dell'ultimo scenario REF-E. REF-E assume infatti un livello di capacità eolica installata di circa 10 GW al 2019 e di circa 11.7 GW al 2024 (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 21 TWh, da cui deriva un *load factor* medio di circa 1,750 ore). Leggermente più ottimistiche nel medio-periodo e sostanzialmente allineate nel lungo solare installata di circa 22.6 GW al 2019 e di circa 30.5 GW al 2024 (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 39 TWh, da cui deriva un *load factor* medio di circa 1,250 ore).

Nel Piano 2015 Terna ha infine sostanzialmente confermato le proprie assunzioni di evoluzione della capacità installata da altre fonti rinnovabili. È stato infatti assunto per la capacità a biomasse, rispetto ai circa 4 GW di capacità installata al 2013, un aumento di circa 2 GW nel breve-medio periodo e un ulteriore incremento di circa 1.7 GW nel lungo periodo (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 25 TWh al 2020). Per la capacità idroelettrica, rispetto ai circa 18 GW di capacità installata al 2013, Terna ha assunto invece sia un aumento di breve-medio periodo, sia un ulteriore incremento di lungo periodo in entrambi i casi di circa 0.5 GW (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 37 TWh al 2020).

Rispetto all'ultimo scenario REF-E (4.5 e circa 5.3 GW al 2024) le assunzioni di Terna di capacità installata a biomasse risultano pertanto piuttosto ottimistiche, mentre quelle relative alla capacità idroelettrica mostrano sono pressoché perfettamente allineate.

Poco chiare le assunzioni sugli scambi con l'estero

Nella costruzione degli scenari previsionali anche nel Piano 2015 Terna dichiara di aver valutato la possibile evoluzione degli scambi con l'estero al fine di meglio dimensionare le esigenze di sviluppo delle interconnessioni con i paesi confinanti. Questa valutazione è stata effettuata coerentemente sia con lo *Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2014-2030*, che con il *Regional Investment Plan 2014 Continental Central South* di ENTSO-E. Tra le quattro Vision al 2030 e i relativi livelli impliciti di scambi con l'estero per l'Italia presenti in particolare nel secondo di questi due documenti Terna non indica tuttavia quella che ritiene più credibile, considerato anche il fatto che soltanto la Vision 3 (circa 37.3 TWh) e la Vision 4 (circa 54.6 TWh) indicano per l'Italia livelli di scambi con l'estero più o meno in linea con quelli storici, mentre invece sia dalla Vision 1, che dalla Vision 2 risultano livelli di scambi con l'estero estremamente più elevati (rispettivamente circa 103.6 TWh e 113.8 TWh).

A fronte di livelli di scambi con l'estero ipotizzati da Terna ampiamente variabili, l'ultimo scenario REF-E assume rispettivamente per il medio e per il lungo periodo un import netto di energia elettrica di circa 39.4 TWh e 34.7 TWh⁴.

Le esigenze e le priorità di sviluppo *Confermate le stesse esigenze di sviluppo del Piano 2014*

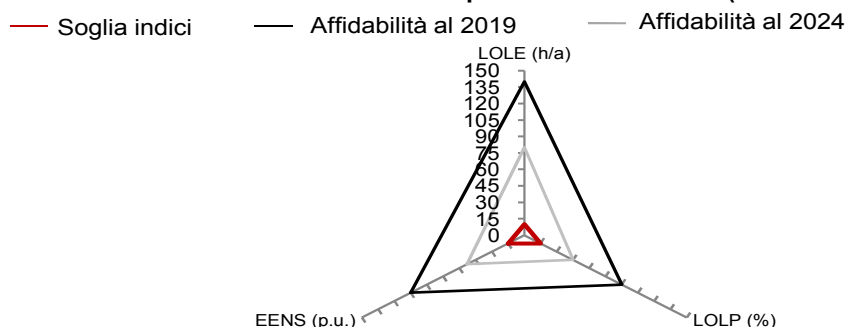
Nonostante l'aggiornamento degli scenari di riferimento, in modo particolare di quelli di domanda elettrica, dalle analisi effettuate da Terna per la predisposizione del Piano 2015 non sono emerse ulteriori esigenze di sviluppo rispetto a quelle del Piano 2014.

⁴ Questo valore incorporano circa 6 TWh di import netto dal Montenegro a partire dal 2021. Tutte le ipotesi di import netto dell'ultimo scenario REF-E derivano da una simulazione effettuata con il modello Elfo++ Europe, tenendo conto delle diverse politiche energetiche dei paesi confinanti con l'Italia e in particolare delle politiche francesi e tedesche di *phase-out* nucleare. In particolare, dal risultato di queste simulazioni emerge una riduzione dell'import netto particolarmente accentuato soprattutto nel lungo-lunghissimo periodo fino a un valore di poco meno di 20 TWh al 2030.

Possibili criticità nell'affidabilità del sistema

Il Piano 2015 conferma innanzitutto che l'alta penetrazione attesa dalla generazione da fonti rinnovabili intermittenti, da un lato, aumenta la possibilità di copertura del fabbisogno, dall'altro, riduce però l'affidabilità del sistema in assenza di un sufficiente approvvigionamento di riserve. Dal calcolo degli indici LOLP⁵, LOLE⁶ e EENS⁷, che descrivono l'affidabilità del sistema in assenza dei previsti interventi di sviluppo della rete, emergono infatti possibili criticità sia di medio periodo (2019), che di lungo periodo (2024), risultando i loro valori sempre superiori rispetto ai relativi margini ammissibili⁸ (Figura 4).

Figura 4. Indici di affidabilità in assenza di potenziamenti di rete (PdS 2015)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Piano di Sviluppo Terna 2015

Confermate le sezioni critiche sulla rete primaria e le opportunità di sviluppo delle interconnessioni

Terna conferma le principali sezioni critiche della rete a 380 kV per il breve-medio periodo già indicate nel Piano 2014. In particolare, si prevede un notevole aumento delle congestioni intrazonali tra Nord-Ovest e Nord-Est, dei transiti tra Nord e Centro Nord, tra Centro Nord e Centro Sud, così come di quelli dal Sud verso il Centro Sud. Estremamente critico sarà inoltre l'esercizio atteso nel breve-medio periodo della rete di trasmissione in Calabria, Sicilia e Sardegna.

Con riferimento invece alle opportunità di sviluppo delle interconnessioni con l'estero, si conferma l'importanza dei futuri potenziamenti delle interconnessioni sulla frontiera Nord, così come con l'area dei Balcani e nel medio-lungo periodo con quella del Nord Africa.

Confermate le esigenze di miglioramento della sicurezza e qualità del servizio locale

Il Piano 2015 non prevede nuove aree critiche rispetto a quelle indicato nel Piano 2014 nemmeno dal punto di vista della sicurezza e qualità del servizio locale. Degna di nota è in particolare la difficoltà nei periodi di alta idraulicità nel trasporto dell'energia immessa in rete dalle centrali idroelettriche allacciate alla rete a 132 kV delle aree di Sondrio e dell'Alto Adige.

Riviste le stime dell'overgeneration

Nel confermare sia le criticità (come le congestioni sulle reti AAT/AT e la scarsa riserva primaria), sia le esigenze di sviluppo di tecnologie innovative (come l'uso di *smart transmission solutions* e di batterie elettrochimiche) legate alla crescita della generazione da fonti rinnovabili intermittenti, nel Piano 2015 Terna ha aggiornato le proprie stime dell'*overgeneration*. Nell'ipotesi di *market coupling* dei soli mercati dell'energia il livello di *overgeneration* ottenuto è risultato pari a circa 5.5 TWh (contro i circa 2.5 TWh del Piano 2014), mentre nell'ipotesi di integrazione anche dei mercati del bilanciamento la stima dell'*overgeneration* si riduce a soli 0.7 TWh (contro i circa 1.2 TWh del Piano 2014). Secondo queste stime l'integrazione dei mercati del bilanciamento non sarebbe pertanto in grado di risolvere completamente i problemi di *overgeneration* e Terna dovrà comunque ricorrere ad azioni di modulazione della generazione da fonti rinnovabili intermittenti. Dalle analisi di Terna emerge inoltre come anche

⁵ L'indice di *Loss of Load Probability* (LOLP) indica la probabilità di mancata alimentazione del carico.

⁶ L'indice di *Loss of Load Expectation* (LOLE) indica la durata attesa espressa in ore/anno del periodo in cui non si riesce a far fronte alla domanda di energia elettrica.

⁷ L'indice di *Expected Energy not Supplied* (EENS) indica il valore atteso dell'energia non fornita dal sistema di generazione rispetto a quella richiesta dal carico.

⁸ Questi margini sono fissati da Terna stessa in base alla propria esperienza storica, ma non è tuttavia chiaro se ciò avviene in modo conservativo o meno.

l'ipotetico distacco di tutta la generazione da fonti rinnovabili intermittenti potenzialmente distaccabile potrebbe non essere sufficiente a garantire il bilanciamento del sistema elettrico, rendendo di conseguenza necessaria anche la modulazione della generazione distribuita rinnovabile in MT/BT la cui capacità installata è più che doppia rispetto a quella in AT.

Pochi progressi in termini di interventi prioritari

Poche sono le novità riportate nel Piano 2015 in termini di interventi prioritari di sviluppo della rete autorizzati o in via di autorizzazioni (**Tabella 2**). Rispetto a quanto indicato nel Piano 2014, nell'attuale sono riportati, da un lato, l'ottenimento del decreto di VIA per la linea a 380 kV Calenzano - S. Benedetto - Colunga necessaria a incrementare i limiti di scambio tra Nord e Centro Nord, dall'altro, la sospensione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) del procedimento di VIA per la linea a 380 kV Laino - Altomonte necessaria per il riassetto delle rete della Calabria settentrionale, in attesa che si concluda il procedimento sulla compatibilità ambientale di questo intervento. Terna ha infine escluso dal novero degli interventi prioritari la linea a 380 kV Fusina - Dolo Camin, il cui procedimento autorizzativo deve essere integralmente riavviato da Terna a seguito dell'annullamento da parte del Consiglio di Stato del procedimento di compatibilità ambientale. Riguardo la linea a 380 kV Sorgente - Rizziconi sorprende come Terna abbia mantenuto come anno di completamento il 2015, malgrado la sua entrata in esercizio dovrebbe avvenire non prima della metà del prossimo anno.

Il caso della linea a 380 kV Fusina - Dolo Camin, inclusa per la prima volta inclusa addirittura nel Piano 2004, è un esempio emblematico dei tempi estremamente lunghi e dei frequenti imprevisti che caratterizzano gli iter autorizzativi. Tra il momento di inserimento di un intervento prioritario nel Piano e il completamento delle relative opere passano mediamente 10-12 anni, in quanto per l'ottenimento del decreto autorizzativo sono necessari circa 6-7 anni, mentre per il completamento delle opere dall'avvio della loro realizzazione occorrono ulteriori 4-5 anni.

I risultati attesi

In parte aggiornati i risultati attesi

I risultati attesi degli interventi di sviluppo sulla rete, stimati da Terna, sono in parte diversi rispetto a quelli del Piano 2014, per via dei nuovi scenari di domanda elettrica e di sviluppo della capacità rinnovabile. In particolare, risulta leggermente inferiore l'incremento atteso dei limiti di transito interzonali, mentre maggiori sono la riduzione attesa delle emissioni di CO₂ e gli scambi di energia con l'estero attesi per il medio periodo.

Invariato l'incremento delle interconnessioni con l'estero

Riguardo il potenziamento delle interconnessioni con l'estero, in linea con il Piano 2014 Terna conferma gli aumenti della capacità di importazione dai Balcani (circa 1,000 MW derivanti dall'interconnessione con il Montenegro) e dalla frontiera settentrionale (circa 2,000 MW derivanti dal potenziamento delle interconnessioni con Francia e Austria). Un ulteriore aumento delle interconnessioni con l'estero è inoltre previsto da Terna per effetto di nuovi *interconnector* privati (circa 2,500 MW).

Leggermente ridotto l'incremento dei limiti di transito interzonali

Nel Piano 2015 i risultati attesi del Piano 2014 in termini di incremento dei limiti di transito interzonali sono stati leggermente rivisti al ribasso. Terna riporta infatti un incremento dei limiti di transito dal Sud al Centro Sud di circa 1,200 MW (invece che di 1,450 MW), dal polo di Foggia al Sud di 500 MW (invece di 700 MW) e dal polo di Rossano al Sud di 700 MW (invece di 900 MW). Con riferimento inoltre ai limiti di transito dal polo di Brindisi al Sud e dal polo di Priolo verso la Sicilia viene indicato, in entrambi i casi, un incremento di circa 500 MW, mentre il risultato atteso riportato nel Piano 2014 era rappresentato dalla risoluzione *tout court* del polo di produzione limitata (**Tabella 3**).

Tabella 2. Tempistiche degli interventi prioritari autorizzati e in corso di autorizzazione

Opera	Beneficio principale	Iter autorizzativo							
		Inserimento nel PdS	Fase di concertazione	Avvio istanza autorizzativa	Decreto di VIA	Conferenza dei servizi	Intesa Regione	Decreto autorizzativo	Previsione completamento
HVDC Italia - Montenegro	Interconnessione con l'estero	2007	2007/2009	2009	-	2010	2011	2011	2017/2019
HVDC Grand'Île - Pionsacco	Interconnessione con l'estero	2008	2008/2009	2009	-	2010	2010	2011	2019
Linea 380 kV Villanova - Gissi	Riduzione congestioni tra zone	2005	2005/2009	2009	2011	2012	2012	2013	2015
Linea 380 kV Foggia - Benevento II	Riduzione congestioni tra zone	2003	2003/2006	2006	2009	2010	2010/2011	2011	2014
Linea 380 kV Sorgente - Rizziconi (tratti aerei)	Riduzione congestioni tra zone	2003	2003/2006	2006	2009	2009	2009	2010	2015
Linea 380 kV Sorgente - Rizziconi (cavo marino)	Riduzione congestioni tra zone	2003	2003/2006	2006	-	2008	2008/2009	2009	2015
Linee 380 kV Paternò - Priolo - Pantano / Priolo - Melilli	Riduzione congestioni tra zone	2006	2007/2008	2009	-	2009	2010	2011	2015
Linea 380 kV Calenzano - S. Benedetto - Colunga	Riduzione congestioni tra zone	2005	2005/2009	2009	2014	Da convocare	-	-	-
Linea 380 kV Gissi - Larino - Foggia	Riduzione congestioni tra zone	2007	2007/2011	2012	In esame	-	-	-	-
Linea 380 kV Montecorvino - Benevento	Riduzione congestioni tra zone	2004	2004/2010	2010	In esame	-	2013	-	-
Linea 380 kV Laino - Altomonte	Riduzione congestioni tra zone	2007	2007/2008	2010	Sospeso	-	-	-	-
Linea 380 kV Deliceto - Bisaccia	Riduzione congestioni tra zone	2007	2007/2010	2012	In esame	-	-	-	-
Linea 380 kV Paternò - Pantano - Priolo	Riduzione congestioni tra zone	2005	2005/2009	2010	2013	Da convocare	2012	-	-
Linea 380 kV Fusina - Dolo Camin	Riduzione congestioni intrazonali	2004	2004/2007	2007	2010	2010	2008	2011	Da definire
Linea 380 kV Trino - Lacchiarella	Riduzione congestioni intrazonali	2002	2002/2008	2008	2010	2010	2010	2010	2014
Linea 380 kV Udine - Redipuglia	Riduzione congestioni intrazonali	2002	2002/2008	2008	2011	2012	2012	2013	2016
Linea 380 kV Chiaramento Gulfi - Ciminna	Riduzione congestioni intrazonali	2004	2004/2010	2011	In esame	-	-	-	-
Linea 380 kV Milano - Brescia	Riduzione congestioni intrazonali	2010	2010/2012	2013	-	-	-	-	-

Fonte: Piano di Sviluppo Terna 2015

Tabella 3. Incremento dei principali limiti di transito tra zone di mercato (MW)

Sezione interzonale	PdS 2014		PdS 2015	
	2013	Sviluppo	2014	Sviluppo
Nord → Centro Nord	3 700	+400	3 700	+400
Centro Nord → Nord	1 200	+400	1 200	+400
Centro Nord → Centro Sud	1 300	+600	1 300	+600
Centro Sud → Centro Nord	2 500	+600	2 700	+600
Sud → Centro Sud	4 250	+1450	4 250	+1200
Sicilia → Sud	250	+900	250	+950
Sud → Sicilia	100	+1000	100	+1000
Sardegna → Continente/Corsica	-	-	-	-
Foggia → Sud	2 150	+750	2 400	+500
Brindisi → Sud	5 200	Ris. Polo	5 200	+500
Rossano → Sud	2 250	+900	2 450	+700
Priolo → Sicilia	815	Ris. Polo	1 250	+500

I dati fanno riferimento alla situazione diurna invernale.

Fonte: Piani di Sviluppo Terna 2014 e 2015

In ogni caso, Terna si aspetta di garantire l'affidabilità del sistema elettrico sia nel medio, sia nel lungo periodo anche con gli interventi di sviluppo previsti nel Piano 2015, come mostrato dal fatto che gli indici LOLP, LOLE e EENS rispettivamente al 2019 e 2024 sono attesi tutti all'interno dei relativi margini ammissibili.

**Confermata la riduzione attesa
dei vincoli alla produzione da
fonti rinnovabili**

Stabile è di fatto anche la riduzione attesa nel Piano 2015 dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili. Grazie agli interventi di risoluzione delle criticità sulla rete a 150 kV, di interconnessione con la rete a 380 kV e di realizzazione di nuove stazioni di trasformazione 380/150 kV nelle aree più critiche del Mezzogiorno⁹ Terna si attende infatti una capacità da fonte rinnovabile non più soggetta a rischi di limitazione per ragioni di sicurezza di circa 5500 MW, contro i circa 6.000 MW attesi del Piano 2014. La differenza non è però imputabile ad una minore efficacia degli interventi di sviluppo del Piano 2015, ma all'avvenuto completamento durante lo scorso anno del potenziamento della linea 380 kV Foggia-Benevento che ha consentito di liberare circa 500 MW di capacità da fonte rinnovabile (Tabella 4).

Tabella 4. Capacità liberata da fonti rinnovabili (MW)

Intervento	PdS 2014	PdS 2015
Linea 380 kV Calenzano Colunga	550	550
Linea 380 kV Foggia-Villanova	700	700
Potenziamento linea 380 kV Foggia-Benevento	500	-
Linea 380 kV Montecorvino-Avellino-Benevento	650	650
Linea 380 kV Deliceto-Bisaccia	350	350
Interventi rete AAT/AT Calabria	1 000	1 000
Linea 380 kV Sorgente-Rizziconi e potenziamenti rete AAT Sicilia	1 150	1 150
Potenziamenti rete di trasmissione nel Meridione	1 100	1 100

Fonte: Piani di Sviluppo Terna 2014 e 2015

**Confermati i miglioramenti
nei livelli di tensione e i
decrementi delle perdite di
trasmissione**

Oltre ai i miglioramenti nei livelli di tensione e nelle loro fluttuazioni, nel Piano 2015 si confermano anche le attese del Piano 2014 di riduzione delle perdite di energia sulla rete di trasmissione. Terna stima infatti una riduzione delle perdite di trasmissione di circa 180 MW alla punta di carico (escludendo da tale valore il contributo degli interventi di sviluppo delle interconnessioni con l'estero), corrispondenti a circa 1,100 GWh/anno.

⁹ Nell'ambito di questi interventi è prevista anche l'installazione di sistemi di accumulo elettrochimico. Al riguardo, Terna ricorda come a valle dell'approvazione del Piano 2011 sia stata avviata la sperimentazione di circa 35 MW di batterie, di cui circa 12 MW (interamente entrati in esercizio a dicembre 2014) lungo la linea a 150 kV Campobasso - Celle San Vito, circa 12 MW (per metà già entrati in esercizio) lungo la linea a 380 kV Benevento II - Bisaccia e circa 11 MW (da poco autorizzati) sempre lungo la linea a 380 kV Benevento II - Bisaccia. A questi progetti pilota AEEGSI (Delibera 288/2012/R/eel) ha peraltro riconosciuto un'extra-remunerazione incentivante sul capitale investito del 2% per 12 anni, rispetto ad un *weighted average cost of capital* (WACC) base dell'8.4%.

In aumento la riduzione delle emissioni di CO₂

Con gli interventi di sviluppo del Piano 2015 si attende un miglioramento in termini di riduzione delle emissioni di CO₂. Terna stima infatti una riduzione delle emissioni di CO₂ per il solo effetto delle minori perdite di rete attese di circa 400,000-500,000 tCO₂/anno, mentre l'impatto dell'aumento di efficienza del parco termoelettrico garantita da minori congestioni interzonali (che comportano la sostituzione di impianti con rendimenti più bassi con impianti con rendimenti più elevati) e delle maggiori interconnessioni con l'estero è stimato pari a circa 8,000,000 tCO₂/anno di minori emissioni. Si stima infine un'ulteriore riduzione delle emissioni di CO₂ di circa 7,000,000 tCO₂/anno a seguito dello spiazzamento della generazione termoelettrica per via dello sviluppo della generazione da fonti rinnovabili. Nel complesso le minori emissioni di CO₂ potrebbero raggiungere circa 15,500,000 tCO₂/anno (contro le circa 13,500,000 tCO₂/anno stimate nel Piano 2014).

In aumento gli scambi di energia di medio periodo

Al fine di stimare gli scambi di energia attesi di medio periodo, anche nel Piano 2015 Terna ha simulato i risultati del Mercato del Giorno Prima (MGP), assumendo un livello di domanda elettrica di medio periodo in linea con lo scenario di sviluppo (circa 328.5 TWh) e delle capacità eolica e fotovoltaica installata anch'esse in linea con le assunzioni di medio periodo (ovvero rispettivamente pari a circa 12.7 GW e 23.5 GW). Da questi risultati emerge in particolare non soltanto un prevalente flusso interno di energia da Sud verso Nord, ma anche un forte incremento degli scambi di energia con l'estero. In particolare, l'import netto dalla frontiera Nord è individuato attorno a 66.6 TWh (contro i 57.7 TWh del Piano 2014), mentre quello dal Montenegro attorno 6.9 TWh (contro i 6 TWh del Piano 2014). Dalla Grecia invece si stima un export netto di circa 0.7 TWh (contro i circa 1.7 TWh di import netto stimati nel Piano 2014). Complessivamente quindi l'import netto dall'estero per il medio periodo nel Piano 2015 risulta pari a circa 72.8 TWh, contro i circa 65.4 TWh stimati nel Piano 2014.

La proposta di nuova metodologia di Analisi Costi Benefici *Un'evoluzione necessaria per l'avvio del nuovo periodo regolatorio*

La parte più interessante del Piano 2015 è probabilmente rappresentata dall'Allegato 3, all'interno del quale vengono proposte diverse modifiche della metodologia ACB attualmente adottata nel processo di valutazione dei principali interventi di sviluppo della rete. Queste modifiche si inseriscono peraltro nel processo di definizione da parte dell'Autorità della nuova regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per il periodo regolatorio che inizierà il 1 gennaio 2016. In particolare, con riferimento alla regolazione dello sviluppo della rete, l'Autorità si è posta l'obiettivo di passare da una logica incentivante di tipo *input-based* finora adottata per favorire un rapido sviluppo delle reti (anche se spesso a scapito dell'efficienza del sistema), a una di tipo *output-based* in modo tale da favorire la selezione degli interventi di sviluppo della rete più efficienti a parità di efficacia (DCO 464/2015/R/EEL e DCO 544/2015/R/EEL). Ai fini di questo passaggio l'Autorità ritiene essenziale non soltanto una maggiore misurabilità e verificabilità degli *output* ottenibili attraverso gli interventi di sviluppo della rete, ma anche una maggiore coerenza tra gli approcci allo sviluppo della rete utilizzati in Italia e quelli adottati a livello europeo da ottenere attraverso l'implementazione di una nuova e più evoluta metodologia ACB.

Un tentativo di allineamento alle best-practices internazionali

La nuova metodologia ACB proposta da Terna è stata non a caso elaborata prendendo come riferimento la *Guideline for Cost-Benefit Analysis of Grid Development Projects* predisposta da ENTSO-E per la valutazione dei potenziali *Projects of Common Interest* (PCI) e ancora in fase di autorizzazione presso la Commissione Europea.

Saranno utilizzati normalmente scenari a 10 anni

Questa nuova metodologia, che Terna intende applicare gradualmente a partire dai prossimi Piani, prevede come primo passaggio la definizione degli scenari e dei modelli di simulazione da utilizzare. Al riguardo, Terna intende continuare a utilizzare in generale scenari a 10 anni, con la possibilità di ricorrere a scenari a 15-20 soltanto per i progetti per cui si prevede un completamento nel più lungo periodo. Riguardo invece i modelli di simulazione come già attualmente Terna si riserva la possibilità di utilizzare sia modelli per simulazioni di rete (per le analisi di *load flow* o per quelle di tipo probabilistico), sia modelli per simulazioni di mercato (per le analisi del *social economic welfare* del sistema).

Scartati gli approcci di ENTSO-E in caso di correlazioni tra più interventi di sviluppo

Dopo l'identificazione delle criticità e delle esigenze di sviluppo della rete previsionale (mediante le simulazioni in assenza di interventi di sviluppo) e la successiva definizione delle soluzioni e degli interventi di sviluppo da implementare, un'importante innovazione della nuova metodologia ACB di Terna è quella riguardante la definizione delle possibili correlazioni tra diversi interventi di sviluppo della rete. Sebbene le analisi per l'individuazione degli interventi di sviluppo e il calcolo dei relativi benefici siano effettuate in generale per singolo intervento simulando nello scenario di riferimento il comportamento del sistema in assenza ed in presenza dell'intervento stesso, è tuttavia possibile che vi siano correlazioni o interdipendenze tra più interventi di sviluppo con un conseguente impatto sul calcolo dei benefici. Al riguardo, la *Guideline* di ENTSO-E propone due differenti approcci per tenere conto della presenza di correlazioni o interdipendenze tra diversi interventi di sviluppo della rete. Con l'approccio *put in one at the time* (PINT) i benefici di un dato intervento di sviluppo sono calcolati come differenza tra i risultati della simulazione di un caso base in cui non sono presenti gli altri interventi e quelli di una simulazione in cui si aggiunge soltanto l'intervento in esame, mentre con l'approccio *take out one at the time* (TOOT) il calcolo dei benefici dipende dalla differenza tra i risultati della simulazione di un caso base in cui sono presenti tutti gli interventi di sviluppo e quelli di una simulazione in cui si elimina soltanto l'intervento in esame. Su questo punto Terna propone tuttavia di scartare entrambi gli approcci proposti da ENTSO-E e di continuare ad adottare l'approccio incrementale utilizzato fino al Piano 2015 che prevede di tenere conto nelle simulazioni della sequenza di entrata in esercizio (così come dei vincoli autorizzativi) dei singoli interventi coerentemente con le esigenze del sistema ritenute prioritarie. Ai fini delle simulazioni, gli interventi di sviluppo pianificati verrebbero quindi inseriti progressivamente secondo una sequenza stabilita da Terna per poi valutarne i relativi benefici per differenze incremental: il beneficio di un dato intervento corrisponderebbe in questo caso con quello ottenibile con la sua entrata in esercizio, a valle tuttavia dell'entrata in esercizio di tutti gli interventi che lo precedono nella sequenza stabilita.

Molte novità nella valorizzazione economica dei benefici

Un altro elemento di novità della nuova metodologia ACB di Terna consiste nella valorizzazione economica delle seguenti sette tipologie di benefici degli interventi di sviluppo pianificati:

- variazione del *social economic welfare* dei mercati dell'energia
- variazione delle perdite di rete
- riduzione dell'energia non fornita
- riduzione o rimozione dei vincoli che limitano la generazione da fonti rinnovabili intermittenti (ovvero dell'*overgeneration*)
- risparmi da investimenti evitati
- variazione dei costi di approvvigionamenti delle risorse di dispacciamento necessarie per la sicurezza del sistema
- variazione delle emissioni di CO₂.

Su questo punto Terna sembra deviare sia dalla *Guideline* di ENTSO-E, che dalla metodologia ACB da essa stessa finora adottata. La *Guideline* di ENTSO-E infatti non soltanto non prevede una monetizzazione (ma solo una quantificazione in termini di volumi) della riduzione dell'energia non fornita¹⁰, della riduzione o rimozione dei vincoli che limitano la generazione da fonti rinnovabili intermittenti e della variazione delle emissioni di CO₂, ma altresì non contempla affatto tra le tipologie di benefici degli interventi di sviluppo quelli derivanti dai risparmi da investimenti evitati e dalla variazione dei costi di approvvigionamento delle risorse di dispacciamento. Numerose sono inoltre le innovazioni rispetto all'attuale metodologia ACB di Terna.

Con la valorizzazione del social economic welfare si sostituiscono due attuali indicatori

Per la valorizzazione economica della variazione del *social economic welfare* ottenibile a seguito di un intervento di sviluppo, Terna propone di simulare il futuro andamento dei mercati dell'energia nello scenario di riferimento, da un lato, adottando l'approccio del *total surplus* ovvero un approccio in cui la funzione obiettivo prevede la massimizzazione della somma del *surplus* dei consumatori, del *surplus* dei produttori e delle rendite di congestione, dall'altro,

¹⁰ Una possibile ragione della mancata monetizzazione nell'ambito della *Guideline* di ENTSO-E della riduzione dell'energia non fornita è rappresentata dalla difficoltà di allineare i differenti *value of lost load* (VOLL) di più paesi.

modellando non soltanto i costi variabili di produzione (come previsto dalla Guideline di ENTSO-E), ma anche i mark-up calcolati ipotizzando che i mercati dell'energia siano perfettamente concorrenziali e che gli impianti di generazione formulino le proprie offerte in modo tale da evitare di produrre in perdita. La simulazione del *social economic welfare* con e senza un dato intervento di sviluppo, consente non soltanto di ottenere implicitamente una monetizzazione del beneficio associato all'intervento di sviluppo, ma anche di sostituire con una metodologia più consistente, le attuali valorizzazioni economiche sia dell'aumento dell'energia scambiata con l'estero, sia della riduzione delle congestioni sulle sezioni critiche della rete, che richiedono numerose assunzioni e conseguentemente un elevato grado di arbitrarietà da parte di Terna. L'attuale metodologia ACB di Terna prevede infatti che l'aumento dell'energia scambiata con l'estero sia valorizzata moltiplicando l'aumento della *Total Transfer Capacity* (TTC) stimata, convertita in energia annua ipotizzando un *load factor* di 5,000 ore annue, per un differenziale di costo dell'energia tra l'Italia e paesi esteri generalmente ipotizzato pari a 10-30 €/MWh. La riduzione delle congestioni sulle sezioni critiche della rete sono invece normalmente monetizzate moltiplicando la potenza di generazione più efficiente liberata con l'intervento di rete per una stima delle sue ore equivalenti annue di utilizzo (nel caso di impianti OCGT al massimo 1,000 ore/annue) e per la differenza dei costi di produzione tra la tecnologia meno efficiente e quella più efficiente (ad esempio nel caso di produzione di punta considerando la differenza di costo tra OCGT e CCGT).

Una valorizzazione meno arbitraria delle perdite di rete

Ai fini della monetizzazione della variazione delle perdite di rete la proposta di Terna è quella di determinare attraverso simulazioni di *load flow* la variazione di potenza persa alla punta di carico annuale con e senza l'intervento di sviluppo, convertendola in energia mediante un coefficiente rappresentativo delle ore di utilizzazione delle perdite alla punta di carico stessa e monetizzandola o al costo medio di generazione o al valore di mercato dell'energia stimato attraverso la simulazione dell'andamento dei mercati dell'energia. Questo approccio ricalca di fatto quello già utilizzato da Terna, fatta eccezione per la sola monetizzazione, attualmente effettuata piuttosto arbitrariamente al PUN storico del periodo luglio 2009-giugno 2014.

Nessun cambiamento nella valorizzazione della riduzione dell'energia non fornita

Anche per la valorizzazione della riduzione dell'energia non fornita Terna ritiene valido l'approccio dall'attuale metodologia ACB, che prevede prima una quantificazione mediante simulazioni di *load flow* con e senza l'intervento di sviluppo della riduzione dell'energia non fornita e poi la sua monetizzazione al rapporto tra PIL e domanda elettrica (da Terna stimato per il 2013 e il 2014 pari a 4,900 €/MWh)¹¹. Il valore così ottenuto può inoltre essere moltiplicato per un coefficiente variabile tra 1 e 5 a seconda dell'importanza del luogo in cui si manifesta l'energia non fornita (per tenere conto ad esempio di aree altamente urbanizzate o industrializzate laddove i disservizi elettrici potrebbero risultare più critici). Per la predisposizione dei prossimi Piani, Terna si riserva tuttavia la possibilità di utilizzare in alternativa al rapporto tra PIL e domanda elettrica un valore unitario dell'energia non fornita allineato a quanto previsto dalla regolazione vigente, ricordando in particolare come per l'attuale periodo di regolazione questo valore unitario sia pari a 40,000 €/MWh (Delibera ARG/elt 197/11).

Meno ipotesi arbitrarie per la valorizzazione della riduzione o rimozione dell'overgeneration

Per la valorizzazione della riduzione o eliminazione dell'*overgeneration* mediante un dato intervento di sviluppo Terna propone di quantificarla mediante simulazioni probabilistiche di tipo Monte Carlo e di monetizzarla considerando che il suo valore economico dipende da due componenti:

- il costo o il valore di mercato della generazione termoelettrica che deve rimpiazzare la generazione da fonti rinnovabili tagliata
- il maggior valore sociale della generazione da fonti rinnovabili (in quanto energia verde) di cui il sistema non usufruisce a causa dei tagli.

Per monetizzare la prima componente viene proposto di utilizzare o il costo medio della generazione termoelettrica (soprattutto nei casi in cui non è chiaro il *driver* della riduzione l'*overgeneration*) o il valore di mercato dell'energia tagliata stimati attraverso opportune simulazioni dell'andamento dei mercati dell'energia. Per la monetizzazione della seconda componente Terna propone invece di utilizzare in una fase di prima applicazione il valore

¹¹ Al riguardo, Terna afferma di ispirarsi non soltanto a principi di cautela, ma anche alle *best practice* internazionali da cui risulta un *value of lost load* (VOLL) compreso tra 5,000 e 25,000 €/MWh per i paesi più sviluppati e pari a 15,000 €/MWh per l'Italia.

dell'incentivo per gli impianti eolici (rappresentato dal valore dei certificati verdi, il cui prezzo di ritiro per il 2014 è stato pari a 89 €/MWh), per poi scegliere tra questo valore, quello del *levelized cost of energy* (LCOE) della generazione da fonti rinnovabili o quello del costo medio unitario di incentivazione di tutta l'energia rinnovabile. Questo approccio alla valorizzazione della riduzione o eliminazione dell'*overgeneration* basato su specifiche simulazioni delle diverse condizioni di funzionamento del sistema e dei mercati dell'energia consente pertanto di superare i limiti e le arbitrarietà dell'approccio attualmente utilizzato che si basa sul prodotto tra la potenza di generazione da fonti rinnovabili liberata attraverso l'intervento di sviluppo, un'ipotesi di ore equivalenti annue di congestione evitata e il differenziale tra i costi variabili di un impianti CCGT e di un impianto rinnovabile (ipotizzando pertanto implicitamente che attraverso l'intervento di sviluppo un impianto rinnovabile vada a sostituire un impianto CCGT).

Poche novità per la valorizzazione dei risparmi da investimenti evitati e della variazione dei costi di MSD

Ai fini della valorizzazione dei risparmi da investimenti evitati, così come della variazione dei costi di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento, che non sono peraltro contemplate dalla Guideline di ENTSO-E, Terna si attiene sostanzialmente all'approccio dell'attuale metodologia ACB. Nel primo caso Terna propone infatti di continuare a utilizzare i *capital expenditure* (CAPEX) evitati e se significativi anche gli *operating expenditure* (OPEX) ordinari degli *asset* che avrebbero dovuto essere mantenuti in esercizio in assenza dell'intervento di sviluppo. Nel secondo caso, data la complessità della valutazione dei volumi e del valore delle risorse di dispacciamento in uno scenario previsionale, viene proposto invece di adottare approcci differenti a seconda del tipo di intervento di sviluppo e della sua entrata in esercizio. In particolare, se l'intervento di sviluppo riguarda l'installazione di trasformatori o apparati di compensazione reattiva in stazioni esistenti e ha tempi di entrata in esercizio di breve-medio periodo Terna ritiene possibile stimare la variazione dei costi di MSD a partire dai dati storici a consuntivo, sebbene non indichi attraverso quale metodologia. Se invece l'intervento di sviluppo riguarda la realizzazione di nuovi elettrodotti o nuove stazioni e ha tempi di entrata in esercizio di medio-lungo periodo Terna reputa necessario simulare nello scenario previsionale il dispacciamento ottimo delle risorse in grado di rispettare i vincoli di rete e di bilanciamento del sistema, attraverso strumenti di tipo Monte Carlo nel caso in cui l'intervento di sviluppo ha un impatto intrazonale o mediante un simulatore di MSD/MB nel caso in cui l'intervento di sviluppo ha un impatto interzonale.

Valorizzazione della variazione delle emissioni di CO₂ in linea con l'attuale approccio

Nel caso della monetizzazione della variazione delle emissioni di CO₂ Terna afferma di riprendere l'approccio dell'attuale metodologia ACB. Si propone, quindi, di quantificare la variazione delle emissioni di CO₂ simulando il diverso dispacciamento e quindi le diverse emissioni della generazione con e senza l'intervento di sviluppo, attraverso un simulatore dei mercati dell'energia nel caso in cui l'intervento di sviluppo incrementa i limiti di scambio tra zone di mercato o mediante analisi probabilistiche nel caso in cui l'intervento di sviluppo riguarda un rinforzo di rete intrazonale. Inoltre, Terna propone di monetizzare la variazione delle emissioni di CO₂ al valore dei certificati di emissione delle proiezioni incluse nel *Ten Year Network Development Plan* (TYNDP) di ENTSO-E.

Inclusi diversi indici di performance tra i benefici non monetizzati

Coerentemente con la *Guideline* di ENTSO-E, Terna propone infine di includere nella nuova metodologia ACB anche l'utilizzo di altri quattro indici di performance qualitativi a complemento delle informazioni desumibili dagli indici monetizzati. Questi indici riguardano nello specifico la resilienza/sicurezza del sistema valutabile mediante studi di rete, la robustezza/flessibilità di un nuovo progetto valutabile o probabilisticamente introducendo elementi di aleatorietà negli scenari o deterministicamente usando anche scenari estremi, gli effetti ambientali valutabili in termini di spazio occupato dagli *asset* di trasmissione in aree di interesse naturale e gli effetti sociali valutabili in termini di spazio occupato dagli *asset* di trasmissione in aree di interesse sociale.

Valorizzazione dei costi in linea con l'attuale metodologia ACB

Nessuna modifica viene infine proposta da Terna per la valutazione dei costi degli interventi di sviluppo con la nuova metodologia ACB, per cui oltre ai CAPEX continueranno a essere considerati gli OPEX stimati in misura pari all'1.5% dei CAPEX e i costi per eventuali demolizioni stimati pari al 30% del valore in caso di realizzazione di nuove linee e al 10% del valore in caso di realizzazione di nuove stazioni.