

RILANCIATA L'INTERCONNESSIONE CON LA TUNISIA, MA RINVIATI DIVERSI INTERVENTI PRIORITARI

RIFERIMENTI NORMATIVI

- Decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93

ARTICOLI CORRELATI

- Le nuove interconnessioni e l'import virtuale (Newsletter 129)
- Piano di Sviluppo 2015: nuova metodologia di analisi costi benefici (Newsletter 193-194)
- Ulteriori 6 anni di import virtuale: una ricostruzione del meccanismo (Newsletter 195)
- Rapporto Energia 2010
- Working paper n. 11

I nuovi scenari di Terna incorporano il rilancio del progetto di interconnessione con la Tunisia ma ritardano diversi interventi prioritari e mantengono invariata l'evoluzione dei limiti di scambio fra le zone. La domanda elettrica dello scenario base torna ad incorporare tassi di crescita positiva mentre è più conservativa la stima della futura capacità eolica e fotovoltaica. La riduzione attesa delle emissioni di CO₂ risulta anche da una massimizzazione di fatto degli scambi commerciali sulle interconnessioni estere.

Dopo l'importante novità della nuova metodologia di Analisi Costi Benefici (metodologia ACB) proposta da Terna lo scorso anno (Newsletter 193-194), i principali cambiamenti di contenuto del Piano di Sviluppo decennale della rete per il 2016 (Piano 2016), predisposto coerentemente da Terna con quanto stabilito dal Dlgs 93/2011¹ e pubblicato alla fine del mese scorso, sono rappresentati dall'aggiornamento degli scenari di riferimento, dal rilancio del progetto di interconnessione con la Tunisia, dal rinvio del completamento di diversi interventi prioritari e dall'estensione dell'analisi degli scambi di energia anche al lungo periodo. Obiettivo del presente articolo è quello di analizzare nel dettaglio i nuovi scenari di riferimento, confrontandoli anche con quelli dell'ultimo scenario di riferimento di REF-E, così come di proporre una sintesi delle esigenze di sviluppo della rete e dei risultati attesi dell'attività di pianificazione proposti da Terna con il Piano 2016.

GLI SCENARI DI RIFERIMENTO

DOMANDA ELETTRICA

A fronte di una ripresa della domanda elettrica di circa l'1.4% registrata lo scorso anno rispetto a quello precedente, nel Piano 2016 Terna ha di fatto rivisto le proprie previsioni di domanda elettrica solo nello scenario base², mantenendole sostanzialmente invariate (soprattutto nel medio periodo) nello scenario di sviluppo³. In particolare, nello scenario base viene prevista una domanda elettrica di circa 320 TWh al 2020 e di circa 322 TWh al 2025 (contro i circa 306 TWh al 2019 e 302 TWh al 2024 del Piano 2015), con tassi di crescita medi annui dello 0.3% nel periodo 2015-2020 e dello 0.1% nel periodo 2020-2025 (con una media dunque dello 0.2% sull'intero periodo 2015-2025) (Figura 1).

Nello scenario base, le ultime previsioni di domanda elettrica si collocano tra quelle più ottimistiche del Piano 2014 e quelle più pessimistiche del Piano 2015.

Nello scenario di sviluppo la domanda elettrica è invece prevista intorno a 334 TWh al 2020 e a 354 TWh al 2025 (contro i circa 329 TWh al 2018 e 357 TWh al 2023 del Piano 2015), con tassi di crescita medi annui dell'1.2% sia nel periodo 2013-2019, sia nel periodo 2019-2024 (Figura 2).

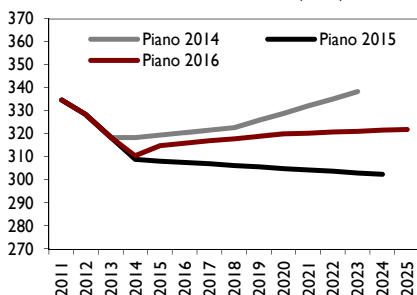
Diversamente dal passato, le assunzioni di Terna circa i futuri andamenti dell'economia e dell'intensità elettrica non sono state riportate nel Piano 2016 né per lo scenario base, né per lo scenario di sviluppo, ma sono comunque reperibili nel documento *Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario anni 2015-2025*, pubblicato da Terna stessa. In particolare, per l'intero periodo 2014-2025 viene assunta una crescita media annua del Prodotto Interno Lordo (PIL) di circa l'1.1% sia per lo scenario base, sia per quello di sviluppo. Nei due scenari sono dunque differenti le ipotesi implicite di andamento dell'intensità elettrica: nello scenario di sviluppo, a fronte di un'ipotesi di crescita media annua della domanda elettrica sul periodo 2015-2025 di circa l'1.2% ne deriva un'assunzione di intensità elettrica pressoché invariata, mentre nello scenario base, a fronte di un'ipotesi di crescita media annua della domanda elettrica sul periodo 2015-2025 di circa lo 0.3% ne deriva un'assunzione di intensità

¹ Decreto Legislativo 1 giugno 2011, n. 93.

² Lo scenario base è utilizzato da Terna per la 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.

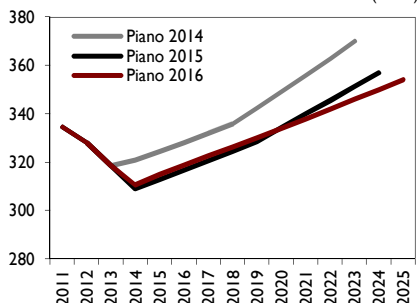
³ Lo scenario di sviluppo è utilizzato da Terna per la pianificazione degli interventi di sviluppo della rete, funzionali a garantire l'adeguatezza del sistema in termini di copertura del fabbisogno a livello sia nazionale, sia locale anche in condizioni di massima crescita dei consumi.

FIGURA 1. PREVISIONI DI DOMANDA ELETTRICA DI TERNA NELLO SCENARIO BASE (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Piano di Sviluppo Terna 2014, 2015 e 2016

FIGURA 2. PREVISIONI DI DOMANDA ELETTRICA DI TERNA NELLO SCENARIO DI SVILUPPO (TWh)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Piano di Sviluppo Terna 2014, 2015 e 2016

TAG
electricity

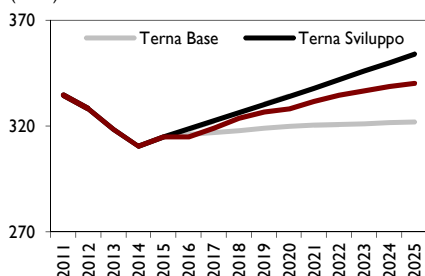
TABELLA 1. SINTESI DELLE PRINCIPALI IPOTESI DI SCENARIO DEL PIANO DI SVILUPPO DI TERNA

Indicatore	PdS 2015				PdS 2016				Scenario REF-E	
	2019		2024		2020		2025		2020	2025
	Base	Sviluppo	Base	Sviluppo	Base	Sviluppo	Base	Sviluppo		
Crescita PIL*	0.9%		1.2%		1.1%		1.1%		1.1%	0.9%
Crescita domanda elettrica*	-0.7%	0.5%	-0.2%	1.7%	0.3%	1.2%	0.1%	1.2%	0.8%	0.7%
Domanda elettrica (TWh)	306	329	302	357	320	334	322	354	328	340
Capacità fotovoltaica (GW)	23.5		29.8		20.3		22.4-29.3		22.1	30.8
Capacità eolica (GW)	12.7		15.7		11.7		12.5-15.3		10.4	12.1
Capacità a biomasse (GW)	6.0		7.7		4.8		5.6-7.4		4.4	5.4
Capacità idroelettrica (GW)	18.5		19.0		18.8		18.9-19.3		18.6	18.7
Import netto dall'estero (TWh)	-		37.3-113.8		-		-			

* Tassi medi annui

Fonte: previsioni REF-E ed elaborazioni REF-E su dati Piani di Sviluppo Terna 2015 e 2016

FIGURA 3. CONFRONTO TRA LE PREVISIONI DI DOMANDA ELETTRICA REF-E E TERNA (PDS 2016) (TWh)



Fonte: previsioni REF-E ed elaborazioni REF-E su dati Piano di Sviluppo Terna 2016

elettrica in riduzione al tasso medio annuo di circa lo 0.8% (Tabella 1).

Le previsioni di domanda elettrica dell'ultimo scenario di riferimento di REF-E si collocano a metà strada tra quelle dello scenario base e quelle dello scenario di sviluppo di Terna. Nell'ultimo scenario di riferimento di REF-E la domanda elettrica è infatti prevista intorno a 328 TWh al 2020 e a 340 TWh al 2025, con tassi di crescita medi annui dello 0.8% nel periodo 2015-2020 e dello 0.7% nel periodo 2020-2025 (Figura 3). L'ultimo scenario di riferimento

REF-E ipotizza dunque un andamento dell'intensità elettrica differente rispetto a quella degli scenari di Terna. Nello specifico, REF-E assume una crescita media annua sul periodo 2015-2025 del PIL di circa l'1.0 % e della domanda elettrica di circa lo 0.8%, con una conseguente assunzione di intensità elettrica in moderata riduzione al tasso medio annuo di circa lo 0.2%, che tiene implicitamente conto dei possibili sviluppi futuri delle pompe di calore e dell'auto elettrica.

CAPACITÀ TERMOELETTRICA

Nell'ambito della consueta ricognizione dell'evoluzione della capacità termoelettrica, nel Piano 2016 Terna stima l'esistenza di circa 56 GW di capacità termoelettrica installata complessivamente disponibile, già al netto dei circa 7 GW di capacità termoelettrica in attesa di dismissione, indisponibile per vincoli autorizzativi o in conservazione. La stima della capacità termoelettrica installata complessivamente disponibile del Piano 2016 non ha subito pertanto variazioni rispetto a quella riportata nel Piano 2015. Oltre questa stima Terna, da un lato, non indica alcuna nuova entrata in esercizio nell'orizzonte del Piano 2016, nonostante l'esistenza di circa 2.8 GW di capacità termoelettrica già autorizzata, dall'altro, stima circa 0.4 GW di ulteriore capacità termoelettrica in via di dismissione nel breve-medio periodo per vincoli autorizzativi, senza tuttavia includerla negli scenari previsionali.

Le stime di Terna circa la capacità termoelettrica installata complessivamente disponibile sono leggermente inferiori rispetto a quelle di REF-E (circa 58.2 GW), che inoltre assume la progressiva dismissione di circa 9.6 GW di capacità termoelettrica al 2020 e di ulteriori circa 3.3 GW al 2025, principalmente riconducibili a impianti a carbone e convenzionali obsoleti.

CAPACITÀ RINNOVABILE

Anche nel Piano 2016, Terna assume uno scenario di evoluzione della capacità rinnovabile di fatto in linea per il breve 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 gli impianti diversi da quelli fotovoltaici, mentre per il medio-lungo periodo lo scenario di evoluzione della capacità rinnovabile è in linea con la *Vision 1* e la *Vision 3* al 2030 del *Ten-Year Network Development Plan 2016* di ENTSO-E e non più con i leggermente più ottimistici obiettivi della Strategia Energetica Nazionale (SEN) al 2020.

Considerata la capacità eolica e fotovoltaica installata a fine 2015 (pari rispettivamente a circa 9.2 GW e 18.9 GW), Terna nello specifico assume, da un lato, un livello di capacità eolica installata di circa 11.7 GW nel breve-medio periodo (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 18 TWh, da cui deriva un *load factor* medio di circa 1,540 ore) e circa 12.5-15.3 GW nel lungo periodo, dall'altro, un livello di capacità fotovoltaica installata di circa 20.3 GW nel breve-medio periodo (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 24 TWh, da cui deriva un *load factor* medio di circa 1,180 ore) e circa 22.4-29.3 GW nel lungo periodo.

Le assunzioni di evoluzione della capacità eolica e fotovoltaica del Piano 2016 sono pertanto più conservative rispetto a quelle del Piano 2015. Per il breve-medio periodo e per il lungo periodo, nello scorso Piano, erano state rispettivamente assunte una capacità

installata eolica di circa 12.7 GW e 15.7 GW e una capacità installata fotovoltaica di circa 23.5 GW e 29.8 GW.

Rispetto a quelle dell'ultimo scenario di riferimento di REF-E, le assunzioni del Piano 2016 sono leggermente più ottimistiche nel caso della capacità eolica installata e leggermente più pessimistiche nel caso della capacità fotovoltaica installata.

Nell'ultimo scenario di riferimento di REF-E viene infatti assunto un livello di capacità eolica installata di circa 10.4 GW al 2020 (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 17.8 TWh, da cui deriva un *load factor* medio di circa 1,710 ore) e di circa 12.1 GW al 2025. L'assunzione di capacità fotovoltaica installata dello scenario di riferimento di REF-E è invece pari a circa 22.1 GW per il 2020 (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 28.7 TWh, da cui deriva un *load factor* medio di circa 1,300 ore) e 30.8 GW per il 2025.

Nel Piano 2016, Terna rivede in parte anche le proprie assunzioni di evoluzione della capacità installata da altre fonti rinnovabili. Viene infatti assunta una capacità a biomasse di circa 4.8 GW nel breve-medio periodo (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 19 TWh al 2020) e di circa 5.6-7.4 GW nel lungo periodo (a partire dai circa 4.1 GW di capacità installata al 2015). Per la capacità idroelettrica, rispetto ai circa 18.5 GW di capacità installata al 2015, viene invece ipotizzata una capacità di circa 18.8 GW per il breve-medio periodo (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 44 TWh al 2020) e di circa 18.9-19.3 GW per il lungo periodo.

Con riferimento alla capacità geotermica, Terna conferma infine la capacità installata al 2015 (pari a 0.8 GW) sia per il breve-medio periodo, sia per il lungo periodo (con un'energia producibile e potenzialmente immessa in rete di circa 7 TWh al 2020). Nel complesso dunque non soltanto viene rivista al ribasso l'assunzione di capacità installata a biomasse per il breve-medio periodo, ma viene fornito anche un intervallo di capacità installata per il lungo periodo sia nel caso delle biomasse, sia in quello dell'idroelettrico invece di un valore puntuale come nel Piano 2015.

Nel caso sia della capacità installata a biomasse, sia di quella idroelettrica, le assunzioni del Piano 2016 di Terna risultano leggermente più ottimistiche rispetto a quelle dell'ultimo scenario di riferimento di REF-E, nel quale si assume:

- un livello di capacità a biomasse installata di circa 4.4 GW al 2020 e di circa 5.4 GW al 2025
- un livello di capacità idroelettrica installata di circa 18.6 GW al 2020 e di circa 18.7 GW al 2025.

SCAMBI FISICI CON L'ESTERO

Nel Piano 2016 Terna indica di aver tenuto conto anche della possibile evoluzione degli scambi fisici con l'estero, coerentemente con lo *Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2015* di ENTSO-E, ma senza tuttavia riportarne esplicitamente i valori ritenuti più probabili nonostante Terna stessa indichi come questa informazione sia particolarmente rilevante per valutare le esigenze di sviluppo delle interconnessioni.

I livelli di import netto di energia elettrica dall'estero assunti nell'ultimo scenario di riferimento di REF-E rispettivamente per il medio e per il lungo periodo sono invece pari a circa 46 TWh e 36.4 TWh.

LE ESIGENZE E LE PRIORITÀ DI SVILUPPO

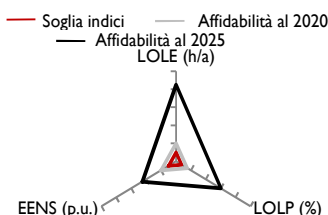
EVIDENZIATA L'ESIGENZA DI NUOVI INTERVENTI

Nel Piano 2016 Terna, da un lato, conferma di fatto le esigenze di sviluppo già segnalate negli anni precedenti, dall'altro, evidenzia l'esigenza di nuovi interventi soprattutto in tema di sicurezza e qualità del servizio elettrico.

POSSIBILI CRITICITÀ NELL'AFFIDABILITÀ DEL SISTEMA

In tema di affidabilità del sistema, Terna evidenzia possibili criticità sia per il medio periodo (2020) sia per il lungo periodo (2025), come mostrato dal superamento da parte

FIGURA 4. INDICI DI AFFIDABILITÀ IN ASSENZA DI POTENZIAMENTI DI RETE (PDS 2016)



Fonte: elaborazioni REF-E su dati Piano di Sviluppo Terna 2016

degli indici LOLP⁴, LOLE⁵ ed EENS⁶ dei relativi margini ammissibili in assenza dei previsti interventi di sviluppo della rete (**Figura 4**).

Ne deriverebbe pertanto la necessità di rinforzare le sezioni di rete critiche, di ridurre o eliminare i vincoli di funzionamento degli impianti di generazione sia nuovi, sia esistenti e di realizzare nuove interconnessioni con l'estero.

RILANCIATO IL PROGETTO DI INTERCONNESSIONE CON LA TUNISIA

Riguardo le opportunità di sviluppo delle interconnessioni con l'estero, nel Piano 2016 non soltanto viene confermata l'importanza dei futuri potenziamenti delle interconnessioni sulla frontiera Nord, così come la necessità di nuove interconnessioni con l'area dei Balcani, ma di fatto viene rilanciato il progetto di interconnessione per il medio-lungo termine con la Tunisia, inserito tra la lista dei progetti valutati nell'ambito del *Ten-Year Network Development Plan 2016* di ENTSO-E. Quest'ultimo progetto, però, non sarebbe più finalizzato all'importazione in Italia dell'energia rinnovabile prodotta in Tunisia, ma al bilanciamento sia del sistema elettrico italiano, sia di quello tunisino per via del mutato contesto economico.

CONFERMATE LE ESIGENZE DI SVILUPPO DELLA RETE AAT E AT

Rispetto a quanto riportato nel Piano 2015 non vi sono novità in termini di esigenze di sviluppo della rete di trasmissione in AAT e AT necessarie per favorire la completa integrazione della generazione da fonti rinnovabili intermittenti nel sistema elettrico nazionale. Sono stati infatti confermati da Terna tutti gli interventi già pianificati sia sulla rete di trasmissione a 380-220 kV, sia su quella a 150-132 kV.

OVERGENERATION STIMATA IN AUMENTO

Anche nel Piano 2016, Terna ha come di consueto aggiornato le proprie stime dell'*overgeneration* legata allo sviluppo della generazione da fonti rinnovabili intermittenti, precisando, rispetto ai piani precedenti, il periodo cui si riferiscono le stime. Nello specifico, nell'ipotesi di integrazione dei soli mercati dell'energia il livello di *overgeneration* ottenuto è risultato pari a circa 1.9 TWh per il medio periodo (2020) e circa 7.0 TWh per il lungo periodo (2025), mentre nell'ipotesi di integrazione anche dei mercati del bilanciamento l'*overgeneration* stimata si riduce a circa 0.1 TWh al 2020 e a circa 1.0 TWh al 2025. A fronte di questi livelli di *overgeneration* Terna nota come l'integrazione dei mercati del bilanciamento non sia in grado di risolverne le problematiche. Vengono pertanto giudicate necessarie eventuali azioni di modulazione della generazione da fonti rinnovabili intermittenti o addirittura l'esercizio del sistema elettrico in condizioni di sicurezza inferiori agli standard richiesti, nel caso in cui il distacco di tutta la generazione da fonti rinnovabili intermittenti non risultasse sufficiente a garantire il bilanciamento.

RIMANDATO IL COMPLETAMENTO DI DIVERSI INTERVENTI PRIORITARI

Rispetto a quanto indicato lo scorso anno, nell'attuale Piano viene segnalato l'allungamento dei tempi di completamento di diversi interventi prioritari di sviluppo della rete autorizzati o in via di autorizzazione (**Tabella 2**). L'anno di completamento sia della linea a 380 kV Villanova - Gissi, sia della linea a 380 kV Sorgente - Rizziconi è stato posticipato dal 2015 al 2016, mentre quello delle linee a 380 kV Paternò - Pantano - Priolo e Priolo - Melilli è stato rinviato dal 2015 al 2016-2017. Terna ha inoltre rimosso qualsiasi riferimento all'anno di completamento della linea a 380 kV Udine - Redipuglia, essendo l'intervento sospeso a seguito dell'annullamento da parte del Consiglio di Stato, avvenuto lo scorso anno, dell'autorizzazione rilasciata nel 2013. L'unica positiva novità in tema di interventi prioritari è l'indicazione dell'ottenimento del decreto di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) per la linea 380 kV Deliceto - Bisaccia.

⁴ L'indice di Loss of Load Probability (LOLP) indica la probabilità di mancata alimentazione del carico.

⁵ 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.

⁶ 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.

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	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	2016
Linea 380 kV Sorgente - Rizziconi (tratti aerei)	Riduzione congestioni tra zone	2003	2003/2006	2006	2009	2009	2009	2010	2016
Linea 380 kV Sorgente - Rizziconi (cavo marino)	Riduzione congestioni tra zone	2003	2003/2006	2006	-	2008	2008/2009	2009	2016
Linee 380 kV Paternò - Pantano - Priolo / Priolo - Melilli	Riduzione congestioni tra zone	2006	2007/2008	2009	-	2009	2010	2011	2016/2017
Linea 380 kV Calenzano - S. Benedetto - Colunga	Riduzione congestioni tra zone	2005	2005/2009	2009	2014	-	-	-	-
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	2015	-	-	-	-
Linea 380 kV Paternò - Pantano - Priolo	Riduzione congestioni tra zone	2005	2005/2009	2010	2013	Da convocare	2012	-	-
Linea 380 kV Udine - Redipuglia	Riduzione congestioni intrazonali	2002	2002/2008	2008	2011	2012	2012	2013	-
Linea 380 kV Chiaramonte 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 2016

I RISULTATI ATTESI

CONFERMATI I RISULTATI ATTESI

Nonostante l'aggiornamento degli scenari di domanda elettrica e sviluppo della capacità di generazione rinnovabile, nel Piano 2016, Terna conferma i risultati attesi degli interventi di sviluppo della rete già riportati nel Piano 2015. Leggermente diverse rispetto allo scorso anno risultano soltanto la riduzione stimata delle perdite di trasmissione, la riduzione attesa delle emissioni di CO₂ e gli scambi di energia con l'estero attesi, la cui analisi è stata in particolare estesa anche al lungo periodo.

CONFERMATO L'INCREMENTO DELLE INTERCONNESSIONI CON L'ESTERO

Viene confermato innanzitutto il potenziamento delle interconnessioni con l'estero, per via non soltanto dei pianificati incrementi per circa 1,000 MW della capacità di importazione dai Balcani (più esattamente con il Montenegro) e per circa 2,000 MW dalla frontiera settentrionale (in particolare con Francia e Austria), ma anche della realizzazione dei nuovi *interconnector* privati per circa 2,500 MW (*Newsletter 129, Newsletter 195, Rapporto Energia 2010 e Working paper n. 11*).

INVARIATI GLI INCREMENTI DEI LIMITI DI TRANSITO INTERZONALI

Esattamente identici a quelli riportati nel Piano 2015 sono gli incrementi attesi per il medio-lungo termine dei limiti di transito interzonali stimati da Terna come conseguenza degli interventi di sviluppo della rete (**Tabella 3**). In tema di limiti di transito interzonali, sono stati solo leggermente incrementati i valori correnti dei limiti di transito dal Sud al Centro Sud (da 4,250 MW a 4,500 MW) e dal polo di Foggia al Sud (da 2,400 MW a 2,500 MW).

TABELLA 3. INCREMENTO DEI PRINCIPALI LIMITI DI TRANSITO TRA ZONE DI MERCATO (MW)

Sezione interzonale	PdS 2015		PdS 2016	
	2014	Sviluppo	2015	Sviluppo
Nord à Centro Nord	3 700	+400	3 700	+400
Centro Nord à Nord	1 200	+400	1 200	+400
Centro Nord à Centro Sud	1 300	+600	1 300	+600
Centro Sud à Centro Nord	2 700	+600	2 700	+600
Sud à Centro Sud	4 250	+1200	4 500	+1200
Sicilia à Sud	250	+950	250	+950
Sud à Sicilia	100	+1000	100	+1000
Sardegna à Continente/Corsica	-	-	-	-
Foggia à Sud	2 400	+500	2 500	+500
Brindisi à Sud	5 200	+500	5 300	+500
Rossano à Sud	2 450	+700	2 450	+700
Priolo à Sicilia	1 250	+500	1 250	+500

I dati fanno riferimento alla situazione diurna invernale.

Fonte: Piani di Sviluppo Terna 2015 e 2016

TABELLA 4. CAPACITÀ LIBERATA DA FONTI RINNOVABILI (MW)

Intervento	PdS 2015	PdS 2016
Linea 380 kV Calenzano Colunga	550	550
Linea 380 kV Foggia-Villanova	700	700
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 2015 e 2016

Terna ricorda come il significativo incremento dei limiti di transito interzonali, associato agli interventi di sviluppo previsti nel Piano 2016, consentirà di migliorare l'affidabilità del sistema elettrico sia nel medio, sia nel lungo periodo, come mostrato dal rientro degli indici LOLP, LOLE e EENS al 2020 e 2025 all'interno dei relativi margini ammissibili.

INVARIATA LA RIDUZIONE ATTESA DEI VINCOLI ALLA PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI

Invariata rispetto a quella del Piano 2015 è anche la riduzione attesa dei vincoli alla produzione da fonti rinnovabili. Si confermano infatti le attese di circa 5,500 MW di capacità da fonte rinnovabile non più soggetta a rischi di limitazione per ragioni di sicurezza, a seguito degli 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 Mezzogiorno (**Tabella 4**).

RIVISTA LA RIDUZIONE STIMATA DELLE PERDITE DI TRASMISSIONE

Nel Piano 2016, da un lato, vengono confermati i miglioramenti attesi nei livelli di tensione e nelle loro fluttuazioni, dall'altro aggiornate le stime di riduzione delle perdite di energia sulla rete di trasmissione.

Dalle nuove stime di Terna emerge infatti una riduzione delle perdite di trasmissione di circa 270 MW alla punta di carico (invece di 180 MW), corrispondenti a circa 1,650 GWh/anno (invece di 1,100 GWh/anno).

IN AUMENTO LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO₂

Nel Piano 2016 viene confermata di fatto anche la riduzione attesa delle emissioni di CO₂ a seguito degli interventi di sviluppo pianificati. In particolare, stima una riduzione delle emissioni di CO₂:

- di circa 600,000-700,000 tCO₂/anno per il solo effetto delle minori perdite di rete attese
- di circa 6,900,000 tCO₂/anno per l'aumento di efficienza del parco termoelettrico garantita dalle minori congestioni interzonali (che comportano la sostituzione di impianti con rendimenti più bassi con impianti con rendimenti più elevati) e per le maggiori interconnessioni con l'estero
- di circa 8,000,000 tCO₂/anno per lo spiazzamento della generazione termoelettrica connesso allo sviluppo della generazione da fonti rinnovabili.

Complessivamente le minori emissioni di CO₂ stimate ammontano a circa 15,500,000-15,600,000 tCO₂/anno (contro le circa 15,500,000 tCO₂/anno del Piano 2015).

ESTESA L'ANALISI DEGLI SCAMBI COMMERCIALI DI ENERGIA ANCHE AL LUNGO PERIODO

Nel Piano in esame Terna ha infine esteso anche al lungo periodo la simulazione degli scambi di energia attesi sul Mercato del Giorno Prima (MGP). Per il medio periodo, assumendo un livello di domanda elettrica in linea con lo scenario di sviluppo (circa 334.0 TWh) e dei livelli di capacità eolica e fotovoltaica installata in linea con le

assunzioni per il medio periodo (quindi rispettivamente pari a circa 11.7 GW e 20.3 GW), ne deriva in particolare un'attesa di import netto dalla frontiera Nord di circa 60.0 TWh (contro i 66.6 TWh del Piano 2015), dal Montenegro di circa 9.4 TWh (contro i 6.9 TWh del Piano 2015) e dalla Grecia di circa 2.9 TWh (contro un'attesa di export netto di circa 0.7 TWh del Piano 2015). Complessivamente l'import netto dall'estero stimato per il medio periodo nel Piano 2016 risulta pari a circa 72.4 TWh, contro i circa 72.8 TWh stimati nel precedente Piano. Per il lungo periodo le attese sono invece di un import netto:

- complessivamente pari a circa 64.2 TWh (suddivisi in circa 54.7 TWh sulla frontiera Nord, circa 7.7 TWh sulla frontiera con il Montenegro e circa 1.8 TWh sulla frontiera con la Grecia), assumendo un livello di domanda elettrica pressoché in linea con lo scenario base al 2025 (circa 320 TWh) e una capacità eolica e fotovoltaica installata pressoché in linea con l'estremo superiore dello scenario al 2025 (rispettivamente circa 15.3 GW e circa 30.0 GW)
- complessivamente pari a circa 85.5 TWh (suddivisi in circa 73.6 TWh sulla frontiera Nord, circa 9.0 TWh sulla frontiera con il Montenegro e circa 2.9 TWh sulla frontiera con la Grecia), assumendo un livello di domanda elettrica inferiore rispetto a quella dello scenario di sviluppo al 2025 (circa 341 TWh) e una capacità eolica e fotovoltaica installata in linea con l'estremo inferiore dello scenario al 2025 (rispettivamente circa 12.5 GW e circa 22.5 GW).

Dalle simulazioni di Terna sembra emergere una massimizzazione di fatto degli scambi commerciali sulle interconnessioni estere, la cui capacità è attesa in crescita per effetto degli interventi di sviluppo pianificati. Al riguardo, non è chiaro quanto questi scambi siano coerenti con le assunzioni di Terna, coerenti con lo *Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2015* di ENTSO-E, circa gli scambi fisici con l'estero. Diversamente da Terna, REF-E tiene invece conto del possibile effetto sugli scambi delle politiche energetiche dei principali paesi europei. Le dismissioni entro il 2025 degli impianti nucleari francesi e degli impianti a lignite tedeschi potrebbero infatti modificare gli scambi di energia tra paesi, con un conseguente riduzione dell'import netto italiano dall'estero.