



GIACOMO BALLA (1871-1958) TRASFORMAZIONE DI FORME 1918

REVISIONE DEL RAPPORTO AMBIENTALE

AI SENSI DELL'ART. 15, COMMA 2 DEL D.LGS. 152/06 E SMI

**SULLE RISULTANZE DEL PARERE MOTIVATO N.0000159
DEL 16 GIUGNO 2017**

Indice

1	Premessa	5
2	Approfondimenti sulla coerenza esterna	8
2.1	Criteri specifici di lavoro	8
2.2	La Convenzione di Faro.....	9
2.3	La verifica di coerenza esterna	11
2.4	I piani di gestione dei siti UNESCO.....	12
3	Approfondimenti sulle mitigazioni	13
3.1	L'impegno di Terna	13
3.2	Il dialogo con il territorio	13
3.3	Attività svolte da Terna nella ricerca ambientale.....	15
3.4	Principali strategie per il contenimento e/o mitigazione degli effetti.....	18
3.5	Indicazioni per le successive fasi di progettazione e realizzazione.....	19
4	Le attività di Terna per il monitoraggio dell'avifauna	27
5	Le attività di Terna nell'ambito dell'Archeologia preventiva	31
6	Chiarimenti sull'ubicazione e sulle caratteristiche dell'intervento "Stazione Montesano sulla Marcellana"	33
7	Approfondimenti sulle alternative di piano	33
8	Approfondimenti sulle azioni di funzionalizzazione e sulla resilienza	35
9	Approfondimenti sul monitoraggio	38
10	Lo stato di avanzamento dei Piani	40
11	Il Portale VAS	54
12	Il flusso logico del processo di elaborazione dei PdS	57
12.1	La consequenzialità tra dimensionamento dei piani - domanda di energia elettrica - fabbisogno energetico - obiettivi - azioni - tipologie di intervento	57
12.2	I dati e informazioni alla base del processo di pianificazione.....	58
12.3	Ottimizzazione del processo di VAS.....	61
13	Lo stato della rete	62
13.1	Lo stato della rete per il PdS 2013	62
13.1.1	Sezioni critiche per superamento dei limiti di trasporto e rischi di congestione.....	62

13.1.2	Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione	65
13.1.3	Esigenze di miglioramento della sicurezza locale e della qualità del servizio.....	67
13.1.4	Criticità ed esigenze di sviluppo derivanti dalla crescita delle FRNP	69
13.2	Lo stato della rete per il PdS 2014	72
13.2.1	Sezioni critiche per superamento dei limiti di trasporto e rischi di congestione.....	72
13.2.2	Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione	75
13.2.3	Esigenze di miglioramento della sicurezza locale e della qualità del servizio.....	77
13.2.4	Criticità ed esigenze di sviluppo derivanti dalla crescita delle FRNP	79
13.3	Lo stato della rete per il PdS 2015	82
13.3.1	Sezioni critiche per superamento dei limiti di trasporto e rischi di congestione.....	82
13.3.2	Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione	85
13.3.3	Esigenze di miglioramento della sicurezza locale e della qualità del servizio.....	87
13.3.4	Criticità ed esigenze di sviluppo derivanti dalla crescita delle FRNP	90
14	Scenari di sviluppo della RTN	93
14.1	Scenari di sviluppo del PdS 2013	93
14.1.1	Principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico	93
14.1.2	Scenari di Piano e Vision ENTSO-E	95
14.1.3	Scenario standard per l'elaborazione degli interventi di sviluppo.	98
14.1.4	Previsioni di domanda	98
14.1.5	Evoluzione della generazione	105
14.1.6	Scenari di sviluppo del sistema Europeo per l'evoluzione degli scambi con l'estero	112
14.1.7	Strategia Elettrica Nazionale – scenari evoluti del sistema elettrico.....	116
14.2	Scenari di sviluppo del PdS 2014	120
14.2.1	Principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico	120
14.2.2	Strategia Energetica Nazionale – scenari evoluti del sistema elettrico	123
14.2.3	Vision di ENTSO-E.....	128
14.2.4	Scenari per l'elaborazione del Piano di Sviluppo	131
14.2.5	Previsioni di domanda	132
14.2.6	Evoluzione della generazione	138
14.2.7	Scenari di sviluppo del sistema europeo per l'evoluzione potenziale degli scambi con l'estero ...	145
14.3	Scenari di sviluppo del PdS 2015	150
14.3.1	Principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico	150
14.3.2	Strategia Energetica Nazionale – scenari evoluti del sistema elettrico	153
14.3.3	Vision di ENTSO-E.....	159
14.3.4	Scenari per l'elaborazione del Piano di Sviluppo	162
14.3.5	Previsioni di domanda	163
14.3.6	Evoluzione della generazione	168
14.3.7	Scenari di sviluppo del sistema europeo per l'evoluzione potenziale degli scambi con l'estero ...	176

1 PREMESSA

Scopo del presente elaborato è quello di adeguare il Rapporto ambientale (RA), che *“costituisce parte integrante del piano o del programma e ne accompagna l'intero processo di elaborazione ed approvazione”* (art. 13, co. 3 D.lgs. 152/2006), così come espressamente richiesto dal Parere motivato DEC 0000159 del 16 giugno 2017 (di seguito “Parere”) del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), di concerto con il Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo MiBACT), relativo alla fase di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) dei Piani di Sviluppo (PdS) 2013, 2014 e 2015 predisposti dalla società Terna. In particolare, si è fatto riferimento al resoconto della riunione del 9 agosto 2017, di collaborazione fra Autorità procedente (Ministero dello Sviluppo Economico – MiSE) e Autorità competente (MATTM) ai sensi dell’art. 15, co. 2 del D.lgs. 152/2006, trasmesso dal MiSE in data 11/08/2017 (Prot. n. 19671) che specifica, con riferimento alle osservazioni del MATTM contenute nel citato parere, quanto dovrà essere attuato dal proponente in termini di integrazione del RA relativo ai PdS 2013-2014-2015. Ugualmente, per quanto concerne le osservazioni del MiBACT contenute nel medesimo parere motivato, si è fatto riferimento al contributo MiBACT ricevuto dal MiSE in data 26/09/2017 (Prot. n. 22337), per dar seguito a quanto in esso richiesto in termini di integrazione del medesimo RA.

A tali integrazioni potrà fare riferimento la Dichiarazione di sintesi che *“illustra in che modo le considerazioni ambientali sono state integrate nel Piano e come si è tenuto conto del rapporto ambientale e degli esiti delle consultazioni, ...”* (art. 17 let. b del D.Lgs. 152/2006 e smi).

In particolare i principali temi indicati nel Parere, dei quali è stata evidenziata la necessità di approfondimenti da produrre nell’ambito della revisione/integrazione del RA relativo ai PdS 2013-2014-2015, sono i seguenti:

- integrazione delle politiche di sostenibilità sovraordinata;
- le mitigazioni;
- il monitoraggio dell’avifauna;
- l’archeologia preventiva;
- chiarimenti sull’intervento “Stazione Montesano sulla Marcellana”;
- approfondimenti sulle alternative di Piano;
- approfondimenti sulle azioni di funzionalizzazione e sulla resilienza;
- approfondimenti sul monitoraggio;
- lo stato di avanzamento dei Piani;
- il Portale VAS;
- il flusso logico del processo di elaborazione dei PdS;
- lo stato della rete;
- gli scenari di sviluppo della RTN.

Per quanto concerne il primo tema, è stato predisposto il capitolo 2 “Approfondimenti sulla coerenza esterna” nel quale viene considerata, ai fini della verifica dei rapporti intercorrenti tra gli obiettivi del Piano analizzato e quelli perseguiti dagli altri Piani a questo pertinenti, la “Convenzione quadro del Consiglio d’Europa sul valore dell’eredità culturale”, strumento sovraordinato indicato

nel Parere; in particolare il paragrafo 2.1 è dedicato ad una breve sintesi della metodologia implementata ai fini dell'analisi di coerenza; nel successivo paragrafo 2.2 è riportata la disamina dello strumento in esame, con particolare attenzione agli obiettivi in esso contenuti; il paragrafo 2.3 è dedicato alla vera e propria analisi di coerenza esterna per la quale, attraverso una matrice, sono messe in luce le correlazioni tra gli obiettivi del PdS e quelli della Convenzione quadro. Nel paragrafo 2.4, infine, vengono forniti i chiarimenti richiesti in merito ai piani di gestione dei siti UNESCO.

Il secondo tema affrontato all'interno del presente elaborato è quello relativo alle misure di mitigazione da considerare a livello di Piano. Per tale motivo nel capitolo 3 vengono in primo luogo ripercorse (cfr. par.3.1 ÷ par.3.3) le attività che negli anni Terna ha messo in campo per un continuo miglioramento degli accorgimenti da adottare, come ad esempio le attività di costante confronto con il territorio, e le specifiche attività di ricerca; nel paragrafo 3.4 sono riportate le prime attenzioni per il contenimento e per la mitigazione da considerare nelle fasi di pianificazione; si riporta infine, nel paragrafo 3.5, una disamina delle principali tipologie di mitigazione, da approfondire nelle successive fasi di progettazione dei singoli interventi.

Il tema del monitoraggio del rischio di collisione dell'avifauna con le linee elettriche AT/AAT della RTN viene affrontato nel capitolo 4, illustrando tutte le attività che Terna porta costantemente avanti al riguardo.

Nel capitolo 5 si riportano alcune delle misure e degli accorgimenti che Terna abitualmente utilizza nelle successive fasi di progettazione e realizzazione delle opere, per la prevenzione e la riduzione degli impatti sulla componente "Beni architettonici, monumentali e archeologici", con particolare riferimento agli aspetti di rilevanza archeologica.

Nel capitolo 6 sono inseriti i chiarimenti richiesti in merito alla localizzazione della stazione elettrica di Montesano sulla Marcellana.

Il capitolo 9 è dedicato agli approfondimenti sul monitoraggio VAS dell'attuazione del Piano, seguito dal capitolo 10 sullo stato di avanzamento dei Piani e dal capitolo 11 sul "Portale VAS",

Infine, per rispondere alle diverse richieste riportate nel Parere e relative all'approfondimento di aspetti prettamente pianificatori, sono stati predisposti i seguenti capitoli:

- capitolo 7, dedicato al tema delle alternative di Piano;
- capitolo 8 dove, nella prima parte, si forniscono precisazioni sul tema delle azioni di funzionalizzazione, in particolare per quanto concerne le "rimozioni delle limitazioni" mentre, nella seconda parte, viene accennato il tema più attuale della resilienza (esplicitamente trattato, per la prima volta, nel PdS 2017);
- capitolo 12, nel quale si descrive il processo logico alla base dell'elaborazione dei PdS, in particolare la consequenzialità tra dimensionamento dei piani - domanda di energia

elettrica - fabbisogno energetico - Obiettivi - azioni - tipologie di intervento, nonché i dati alla base di tale processo;

- capitolo 13, nel quale è illustrato lo stato della rete elettrica per le tre annualità in esame;
- capitolo 14, nel quale sono descritti gli scenari di sviluppo della RTN specifici per le annualità 2013, 2014 e 2015.

Per facilitare la lettura del presente documento in relazione ai contenuti del Parere sopra citato, sono espressamente indicate, di seguito al titolo di ciascun capitolo, le osservazioni del MATTM e/o del MiBACT a cui il capitolo stesso si riferisce.

2 APPROFONDIMENTI SULLA COERENZA ESTERNA

(con riferimento alle osservazioni n. 5g e 16 del MiBACT)

2.1 Criteri specifici di lavoro

Così come richiamato nel RA dei PdS in esame (cfr. § 4.4.2), secondo quanto disposto dall'Allegato VI alla parte seconda del D.lgs. 152/2006 e smi, l'analisi di coerenza è finalizzata a verificare i termini nei quali, nel corso del processo di formazione ed implementazione del Piano, si sia tenuto conto degli obiettivi di protezione ambientale perseguiti dai Piano/programmi di livello internazionale, comunitario e/o nazionale, pertinenti al Piano stesso.

Nella prassi e secondo le indicazioni derivanti dalla letteratura di settore, l'analisi di coerenza è distinta in coerenza esterna, avente ad oggetto i rapporti intercorrenti tra gli obiettivi del Piano analizzato e quelli perseguiti dagli altri Piani a questo pertinenti, ed in coerenza interna, riguardante le relazioni esistenti tra gli obiettivi e le azioni del Piano analizzato.

Al fine di rispondere a quanto indicato dal parere motivato relativo al processo VAS in esame, si evidenzia che l'osservazione a cui si vuole dar conto, si riferisce specificatamente all'analisi di coerenza della Convenzione quadro del Consiglio d'Europa sul valore del patrimonio culturale per la società, Fato 2005, sottoscritta dall'Italia il 27 febbraio 2013; per tale motivo il presente capitolo è dedicato alla specifica verifica di "coerenza esterna generale del settore ambiente" dove per:

- coerenza esterna si intende l'analisi che ha per oggetto i rapporti intercorrenti tra gli obiettivi del Piano analizzato e quelli perseguiti dagli altri Piani a questo pertinenti;
- coerenza generale si intende il confronto gli obiettivi di livello generale dei Piani di sviluppo di Terna con i Piani/Programmi a questi pertinenti che appartengono alla pianificazione/programmazione di livello sovranazionale e nazionale;
- coerenza settore ambiente si intende si intende il confronto tra gli obiettivi dei PdS e quelli indicati dai Piani/programmi a carattere ambientale.

Nel caso in specie, quindi, l'analisi è finalizzata a verificare l'esistenza di relazioni di coerenza tra gli obiettivi ambientali generali dei PdS della RTN con gli obiettivi di sostenibilità ambientale, sociale, territoriale ed economica desunti dalle politiche sovraordinate.

Per garantire la coerenza dei Piani di Sviluppo con gli altri piani o programmi, nell'ambito della presente procedura di VAS sono stati analizzati i loro contenuti, evidenziandone in particolar modo gli obiettivi, ed è stata condotta la coerenza con l'utilizzo di matrici a doppia entrata, in cui sono correlati gli obiettivi dei Piani di Sviluppo con quelli di tali piani e programmi, esprimendo un giudizio di coerenza esterna secondo la seguente scala:

↑	coerente
↓	non coerente
↔	non pertinente

Tra l'insieme degli obiettivi ambientali che Terna si pone indicati nel RA (cfr. § 6.4.1), e considerando le specificità del Piano, quelli inerenti le tematiche affrontate dalla politica di sostenibilità ambientale sovraordinata (PSAS) in esame, ovvero i beni materiali, il patrimonio culturale, architettonico e archeologico, e il paesaggio, sono:

- OA_G3 "Integrare l'ambiente nello sviluppo economico e sociale";
- OA_G12 "Tutelare, recuperare e valorizzare il paesaggio";
- OA_G13 "Tutelare e valorizzare i beni culturali".

Nel paragrafo seguente vengono sinteticamente illustrati i contenuti della Convenzione Faro oggetto della verifica di coerenza esterna.

2.2 La Convenzione di Faro

La Convenzione quadro del Consiglio d'Europa sul valore dell'eredità culturale che prende il nome dalla località portoghese, Faro, dove il 27 ottobre 2005 si è tenuto l'incontro di apertura alla firma degli Stati membri del Consiglio d'Europa e all'adesione dell'Unione europea e degli Stati non membri, è entrata in vigore il primo giugno 2011.

La firma italiana, avvenuta il 27 febbraio 2013, a Strasburgo, ha portato a 21 il numero di Stati Parti fra i 47 membri del Consiglio d'Europa; di questi, 14 l'hanno anche ratificata.

Ultima nata fra le Convenzioni culturali internazionali, muove dal concetto che la conoscenza e l'uso dell'eredità culturale rientrano fra i diritti dell'individuo a prendere parte liberamente alla vita culturale della comunità e a godere delle arti; diritto sancito nella Dichiarazione universale dei diritti dell'uomo (Parigi 1948) e garantito dal Patto internazionale sui diritti economici, sociali e culturali (Parigi 1966).

La Convenzione non si sovrappone agli strumenti internazionali esistenti ma li integra, chiamando le popolazioni a svolgere un ruolo attivo nel riconoscimento dei valori dell'eredità culturale, e invitando gli Stati a promuovere un processo di valorizzazione partecipativo, fondato sulla sinergia fra pubbliche istituzioni, cittadini privati, associazioni, soggetti che la Convenzione all'art. 2 definisce "comunità di eredità", costituite da "insiemi di persone che attribuiscono valore a degli aspetti specifici dell'eredità culturale, che desiderano, nell'ambito di un'azione pubblica, sostenere e trasmettere alle generazioni future".

La Convenzione accorda le politiche di valorizzazione europee su uno spartito che tiene conto dei processi in atto di democratizzazione della cultura e di *open government*, poiché vede nella partecipazione dei cittadini e delle comunità la chiave per accrescere in Europa la consapevolezza del valore del patrimonio culturale e il suo contributo al benessere e alla qualità della vita.

I principali obiettivi della Convenzione sono:

- a. riconoscere che il diritto all'eredità culturale è inerente al diritto a partecipare alla vita culturale, così come definito nella Dichiarazione universale dei diritti dell'uomo;

- b. riconoscere una responsabilità individuale e collettiva nei confronti dell’eredità culturale;
- c. sottolineare che la conservazione dell’eredità culturale, ed il suo uso sostenibile, hanno come obiettivo lo sviluppo umano e la qualità della vita;
- d. prendere le misure necessarie per applicare le disposizioni di questa Convenzione riguardo:
 - al ruolo dell’eredità culturale nella costruzione di una società pacifica e democratica, nei processi di sviluppo sostenibile e nella promozione della diversità culturale;
 - a una maggiore sinergia di competenze fra tutti gli attori pubblici, istituzionali e privati coinvolti.

Inoltre secondo la Convenzione le Parti si impegnano a:

- a. riconoscere l’interesse pubblico associato agli elementi dell’eredità culturale, in conformità con la loro importanza per la società;
- b. mettere in luce il valore dell’eredità culturale attraverso la sua identificazione, studio, interpretazione, protezione, conservazione e presentazione;
- c. assicurare che, nel contesto dell’ordinamento giuridico specifico di ogni Parte, esistano le disposizioni legislative per esercitare il diritto all’eredità culturale;
- d. favorire un clima economico e sociale che sostenga la partecipazione alle attività inerenti l’eredità culturale;
- e. promuovere la protezione dell’eredità culturale, quale elemento centrale di obiettivi che si rafforzano reciprocamente: lo sviluppo sostenibile, la diversità culturale e la creatività contemporanea;
- f. riconoscere il valore dell’eredità culturale sita nei territori che ricadono sotto la propria giurisdizione, indipendentemente dalla sua origine;
- g. formulare strategie integrate per facilitare l’esecuzione delle disposizioni della presente Convenzione.

In merito all’utilizzo di tutte le dimensioni dell’eredità culturale nell’ambiente culturale, le Parti si impegnano a:

- a. arricchire i processi di sviluppo economico, politico, sociale e culturale e di pianificazione dell’uso del territorio, ricorrendo, ove necessario, a valutazioni di impatto sull’eredità culturale e adottando strategie di mitigazione dei danni;
- b. promuovere un approccio integrato alle politiche che riguardano la diversità culturale, biologica, geologica e paesaggistica al fine di ottenere un equilibrio fra questi elementi;
- c. rafforzare la coesione sociale promuovendo il senso di responsabilità condivisa nei confronti dei luoghi di vita delle popolazioni;
- d. promuovere l’obiettivo della qualità nelle modificazioni contemporanee dell’ambiente senza mettere in pericolo i suoi valori culturali.

Al fine di rendere sostenibile l’eredità culturale, le Parti si impegnano a:

- a. promuovere il rispetto per l'integrità dell'eredità culturale, assicurando che le decisioni riguardo alle modifiche siano basate sulla comprensione dei valori culturali ad essa connessi;
- b. definire e promuovere principi per la gestione sostenibile e per incoraggiare la manutenzione;
- c. accertarsi che tutte le regolamentazioni tecniche generali tengano conto dei requisiti specifici di conservazione dell'eredità culturale;
- d. promuovere l'uso dei materiali, delle tecniche e delle professionalità basati sulla tradizione, ed esplorarne il potenziale per le applicazioni contemporanee;
- e. promuovere l'alta qualità degli interventi attraverso sistemi di qualifica e accreditamento professionali per gli individui, le imprese e le istituzioni.

2.3 La verifica di coerenza esterna

Nella tabella seguente è riportata l'analisi di coerenza esterna tra gli obiettivi ambientali dei PdS e quelli della PSAS in esame, potenzialmente inerenti la pianificazione della RTN.

Obiettivi della Convenzione Faro	Obiettivi ambientali del PdS		
	OA _{G3}	OA _{G12}	OA _{G13}
Riconoscere che il diritto all'eredità culturale è inerente al diritto a partecipare alla vita culturale	↔	↑	↑
Riconoscere una responsabilità individuale e collettiva nei confronti dell'eredità culturale	↔	↔	↔
Sottolineare che la conservazione dell'eredità culturale, ed il suo uso sostenibile, hanno come obiettivo lo sviluppo umano e la qualità della vita	↑	↔	↑
Favorire un clima economico e sociale che sostenga la partecipazione alle attività inerenti l'eredità culturale	↑	↔	↔
Promuovere la protezione dell'eredità culturale, quale elemento centrale di obiettivi che si rafforzano reciprocamente: lo sviluppo sostenibile, la diversità culturale e la creatività contemporanea	↑	↔	↑
Arricchire i processi di sviluppo economico, politico, sociale e culturale e di pianificazione dell'uso del territorio, ricorrendo, ove necessario, a valutazioni di impatto sull'eredità culturale e adottando strategie di mitigazione dei danni	↑	↔	↔
Promuovere un approccio integrato alle politiche che riguardano la diversità culturale, biologica, geologica e paesaggistica al fine di ottenere un equilibrio fra questi elementi	↑	↑	↑
Rafforzare la coesione sociale promuovendo il senso di responsabilità condivisa nei confronti dei luoghi di vita delle popolazioni	↔	↔	↔
Promuovere l'obiettivo della qualità nelle modificazioni contemporanee dell'ambiente senza mettere in pericolo i suoi valori culturali	↔	↔	↑
Promuovere il rispetto per l'integrità dell'eredità culturale, assicurando che le decisioni riguardo alle modifiche siano basate sulla comprensione dei valori culturali ad essa connessi	↔	↔	↑
Definire e promuovere principi per la gestione sostenibile e per incoraggiare la	↑	↔	↔

Obiettivi della Convenzione Faro	Obiettivi ambientali del PdS		
	OA _{G3}	OA _{G12}	OA _{G13}
manutenzione			
Accertarsi che tutte le regolamentazioni tecniche generali tengano conto dei requisiti specifici di conservazione dell’eredità culturale	↔	↔	↑
Promuovere l’uso dei materiali, delle tecniche e delle professionalità basati sulla tradizione, ed esplorarne il potenziale per le applicazioni contemporanee	↔	↔	↔
Promuovere l’alta qualità degli interventi attraverso sistemi di qualifica e accreditamento professionali per gli individui, le imprese e le istituzioni	↑	↑	↑

Tabella 2-1 Analisi coerenza esterna generale ambientale con la Convenzione di Faro

Dall’analisi della tabella precedente si evince come non vi siano casi in cui gli obiettivi dei PdS non siano coerenti con quelli indicati dalla Convenzione quadro in esame; inoltre si nota che alcuni dei principali obiettivi dello strumento pianificatorio analizzato, trovano piena corrispondenza con quanto perseguito dall’attività pianificatoria di Terna.

2.4 I piani di gestione dei siti UNESCO

In merito al tema della verifica di coerenza si evidenzia che, dalla lettura delle osservazioni contenute nel Parere motivato, è emerso anche il tema dell’analisi di coerenza tra il PdS e i Piani di gestione dei siti UNESCO, potenzialmente interferiti dagli interventi/azioni previsti dai Piani. Questa corretta osservazione sarà considerata nella predisposizione dei Rapporti ambientali dei successivi PdS, in quanto i tre Piani oggetto del processo di valutazione in esame, non hanno relazioni con alcun sito UNESCO. Terna si impegna in futuro, quindi, a verificare il potenziale interessamento delle aree appartenenti al patrimonio dell’UNESCO e a predisporre la specifica verifica di coerenza esterna anche per tale tipologia di strumento pianificatorio.

3 APPROFONDIMENTI SULLE MITIGAZIONI

(con riferimento all'osservazione n. 10 del MATTM)

3.1 L'impegno di Terna

Nell'ambito delle sue attività, ferma restando l'esigenza di garantire sempre il rispetto delle disposizioni legislative ad oggi vigenti ed applicabili, Terna integra la progettazione e realizzazione degli interventi di sviluppo della RTN con misure finalizzate ad accrescere la sostenibilità territoriale e ambientale del Piano, al fine di ridurre e mitigare gli effetti derivanti dalla sua attuazione.

Tali misure possono essere ricondotte ai seguenti ambiti generali, dettagliati nei paragrafi che seguono:

- il dialogo costante di Terna con il territorio, attraverso le molteplici collaborazioni in atto con le Amministrazioni statali e territoriali (nell'ambito principalmente della concertazione, ma non solo) (cfr. par.3.2);
- l'ambito della ricerca in campo ambientale, anche attraverso il supporto di società, enti e istituzioni qualificate, per attività finalizzate allo studio di soluzioni idonee ad ottimizzare lo sviluppo della RTN compatibile con l'ambiente, il territorio, il paesaggio e i beni culturali (cfr. par.3.3);
- in fase di VAS del Piano, attraverso adeguate analisi ambientali in grado di evidenziare elementi di attenzione da tenere in conto ed approfondire nelle successive fasi di progettazione e realizzazione degli interventi (cfr. par. 3.4);
- l'adozione di specifiche misure di mitigazione e/o compensazione in fase di progettazione e realizzazione degli interventi di Piano, nonché l'adozione di misure finalizzate alla corretta esecuzione dei lavori per la realizzazione dell'opera (cfr. par.3.5).

3.2 Il dialogo con il territorio

In collaborazione con Stato e Regioni, fin dal 2002, Terna ha intrapreso volontariamente un percorso di dialogo con il territorio al fine di ricercare, in maniera condivisa con le Amministrazioni, le ipotesi localizzative per gli interventi di sviluppo della RTN, che fossero maggiormente sostenibili e praticabili.

Nell'ambito di tale percorso, pertanto, si sono definiti, in primo luogo, criteri e metodi idonei per l'analisi e l'integrazione ambientale, con particolare ed esplicito riferimento al processo di VAS del Piano di Sviluppo della RTN. Attraverso tale dialogo con il territorio, mediante il ricorso a strumenti volontari, quali i *Protocolli d'Intesa* e gli *accordi di programma* con Ministeri, Regioni e Enti Locali, si sono progressivamente definiti, in maniera condivisa, gli strumenti adeguati per una efficace integrazione delle considerazioni ambientali nella pianificazione dello sviluppo della RTN: criteri localizzativi di Esclusione, Repulsione, Problematicità e Attrazione (**criteri ERPA**), indicatori ambientali, territoriali e paesaggistici, etc.

Il passaggio da un processo attivato su base volontaria e regolato dai Protocolli di Intesa siglati con alcune Regioni, alla procedura di VAS normata dal D.Lgs. 152/2006, ha posto in evidenza la necessità di strutturare maggiormente lo svolgimento dei singoli processi regionali e soprattutto di curarne il rapporto e la coerenza con il livello nazionale, formalmente definito dalla citata normativa.

A tale proposito, nel 2007 la Commissione VAS del MATTM ha assunto la direzione del Tavolo nazionale per la VAS del PdS, che attualmente risulta composto da rappresentanti dei Ministeri coinvolti (MATTM, MiBACT, MiSE), della Commissione stessa, delle Regioni, di ISPRA e di Terna.

Nell'ambito del dialogo con le Amministrazioni territoriali, Terna propone una struttura possibile per i processi regionali, che permetta a tutti gli attori coinvolti di poter partecipare in modo efficace e costruttivo. La proposta prevede di strutturare il processo regionale in due fasi:

- la fase di avvio, che avviene una volta per tutte per ciascuna regione, all'interno della quale vengono esplicitate e condivise le regole e le modalità (criteri, indicatori, ecc.) con cui avviene il confronto tra i vari attori a livello regionale;
- la fase di concertazione e localizzazione degli interventi, all'interno della quale, per ciascun intervento ricadente sul territorio regionale, si ricercano, confrontano e scelgono le **ipotesi localizzative maggiormente sostenibili** (corridoi), utilizzando le regole e le modalità di cui al punto precedente e partendo dalle indicazioni formulate dall'Autorità competente (MATTM) nel parere motivato.

Indicativamente, la fase di avvio si concretizza in tre momenti principali:

1. stipula del Protocollo di Intesa tra Terna e la Regione per la pianificazione sostenibile dello sviluppo della RTN nel territorio regionale;
2. istituzione di un Tavolo Tecnico regionale, cui sono invitati a partecipare, oltre Terna e la Regione, anche i Segretariati regionali del MiBACT e/o le Soprintendenze, gli Enti Parco, le Province e l'ARPA;
3. orientamento del processo: il Tavolo Tecnico regionale adotta, contestualizza ed eventualmente integra i criteri comuni, definiti a livello nazionale, sempre nel rispetto ed in coerenza con l'impostazione concordata nell'ambito del Tavolo nazionale per la VAS del PdS.

Dopo la fase di avvio si svolge la fase di concertazione e ricerca della localizzazione sostenibile degli interventi, attraverso la quale, partendo dal corridoio preferenziale indicato dal MATTM di concerto con il MiBACT (nel parere motivato), si procede all'individuazione, all'analisi e al confronto delle possibili alternative localizzative (fasce di fattibilità) ed alla successiva scelta dell'ipotesi localizzativa ritenuta preferenziale, vale a dire la migliore fascia di fattibilità tra quelle individuate all'interno del corridoio preferenziale.

Ad oggi sono 19, tra Regioni e Province Autonome, le Amministrazioni che hanno sottoscritto tale Protocollo d'Intesa con Terna. Vi sono poi alcune Regioni o altri Enti territoriali che, pur non avendo ancora sottoscritto accordi formali, hanno ritenuto di collaborare con Terna nello stabilire i criteri con cui ricercare ipotesi localizzative sostenibili per le infrastrutture elettriche sul proprio territorio (ad esempio la Regione Friuli Venezia Giulia).

Nel corso del 2011, inoltre, è stato predisposto un portale da Terna (<http://portalevas.terna.it/>) specificamente dedicato alla consultazione della documentazione cartografica di maggior dettaglio, riferita alle opere oggetto del Rapporto Ambientale.

Terna propone, infine, una riflessione sul coordinamento tra la procedura di VAS e quanto previsto dall'art. 2 del Decreto Ministeriale del 22 dicembre 2000, secondo cui Terna, nel predisporre il Piano di Sviluppo, chiede il parere delle Regioni interessate in merito agli aspetti localizzativi, di razionalizzazione e di eventuale dismissione di impianti elettrici e allega i pareri ricevuti al piano deliberato. Con l'entrata in vigore della normativa nazionale sulla VAS, le Regioni rientrano tra i soggetti con competenze ambientali consultati a tal proposito sia in fase preliminare, sia in relazione alla proposta di Piano di Sviluppo e al relativo Rapporto Ambientale.

Al fine di semplificare la procedura ed evitare inutili duplicazioni, ai sensi di quanto previsto dal D.Lgs. 152/2006 e smi (art. 14, comma 4), Terna propone in tutti i nuovi protocolli in corso di stipula con le Regioni, così come alle Regioni con le quali detto protocollo è già stato formalizzato, di stabilire che il parere regionale espresso in fase di consultazione sulla proposta di Piano di Sviluppo e Rapporto Ambientale si consideri rilasciato anche ai sensi del Decreto Ministeriale del 22 dicembre 2000.

Nell'ambito delle attività di costante dialogo con le Amministrazioni, volte a mitigare gli effetti ambientali del PdS, si inquadra anche il Protocollo di Intesa che Terna ha stipulato in data 28 aprile 2011 con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali in merito alla componente "**Beni architettonici, monumentali e archeologici**": tale protocollo prevede l'applicazione, da parte di Terna, di misure e accorgimenti per la prevenzione e la riduzione degli impatti sulla componente citata, con particolare riferimento agli aspetti di rilevanza archeologica.

3.3 Attività svolte da Terna nella ricerca ambientale

Parallelamente alle attività svolte nell'ambito del Tavolo nazionale per la VAS del PdS ed a quelle di costante dialogo con le Amministrazioni territoriali, Terna ricerca da sempre la collaborazione di istituzioni e altri soggetti qualificati, per realizzare studi e ricerche tesi ad ottimizzare la compatibilità ambientale delle attività connesse con lo sviluppo della RTN. Di seguito viene fornito un breve riepilogo delle principali iniziative intraprese.

Il 10 dicembre 2008, Terna ha siglato un accordo con la **LIPU** (Lega Italiana per la Protezione degli Uccelli), teso ad approfondire il tema dell'interazione tra le linee elettriche ad alta tensione e

l'avifauna, per verificare il reale impatto che la rete di trasmissione nazionale (RTN) può esercitare nei confronti di uccelli migratori o stanziali e valutare eventuali azioni di mitigazione. A tal fine sono state individuate, in base alla particolare concentrazione di uccelli selvatici (migrazione, sosta, riproduzione), sette aree test di studio in tutto il territorio nazionale, tali da interessare tutte le principali tipologie ambientali: zone umide, ambienti agricoli, ambienti montani, ambienti forestali, aree costiere. Si tratta di zone classificate come ZPS (Zone Protezione Speciale) e IBA (Important Bird Areas) e al contempo caratterizzate dalla presenza di linee RTN. Su tali aree nel corso del 2009 si sono regolarmente svolte le attività di monitoraggio previste, che si sono concluse entro la prima metà del 2010. Lo studio ha mostrato valori di collisione molto bassi in cinque delle sette aree di studio (Stretto di Messina, Monti della Tolfa, Parco Nazionale del Gran Paradiso, Parco Nazionale dello Stelvio e Carso Triestino) e in due di queste (Monti della Tolfa e Parco Nazionale dello Stelvio), in particolare, non è stato ritrovato alcun reperto nel corso dei monitoraggi condotti a cadenza mensile nell'arco dell'anno. Nelle restanti due aree (Mezzano e Lago di Montepulciano) i monitoraggi e le attività collegate hanno prodotto una stima rispettivamente di 1,1 e 3,4 uccelli collisi per km di linea/anno. Si tratta di zone umide e delle aree in loro prossimità, caratterizzate da intenso traffico aviario. Le specie coinvolte sono caratterizzate da bassa agilità di volo. Questi dati dimostrano l'esistenza, in queste due aree, di un "rischio di collisione" e suggeriscono l'opportunità di approfondire la conoscenza del fenomeno per valutare la reale entità di detto rischio rispetto ai reali flussi dell'avifauna e per intraprendere, eventualmente, misure di mitigazione anche mediante nuovi approcci sperimentali. I risultati di tali attività potranno, inoltre, fornire un valido contributo nella direzione indicata dal Ministero dell'Ambiente nelle "Linee Guida per la mitigazione dell'impatto delle linee elettriche sull'avifauna" (INFS, 2008) per quanto concerne l'individuazione di modalità e interventi idonei a prevenire e mitigare il reale impatto delle linee AT/AAT sull'avifauna.

Il 13 gennaio 2009, Terna ha inoltre siglato un protocollo di intesa con il **WWF Italia**, una delle più importanti organizzazioni per la conservazione della natura. L'accordo è finalizzato a uno sviluppo sostenibile della rete, con particolare riguardo alla riduzione dell'impatto ambientale delle grandi linee elettriche di trasmissione ed alla tutela della biodiversità. L'accordo, della durata di 3 anni, prevede una serie di iniziative, con riferimento sia alla pianificazione della rete elettrica, sia alla minimizzazione dell'impatto in alcune Oasi del WWF. In concreto, nel corso del 2009 si sono intraprese le seguenti iniziative. È stata avviata l'elaborazione delle *"Linee Guida per la pianificazione e la progettazione ambientalmente sostenibili di linee elettriche ad alta e altissima tensione in aree di elevato valore paesaggistico e per la biodiversità"*. Si sono inoltre svolte e completate le attività di progettazione relative sia ad azioni mitigatorie, di monitoraggio ambientale e di miglioramento della fruizione naturalistica in alcune Oasi del WWF, sia ad interventi di ripristino naturalistico in alcuni Parchi Nazionali, dove è prevista la dismissione di linee esistenti; nel corso del 2010 si è dato avvio alla realizzazione di quanto precedentemente progettato.

A dicembre 2010 è stata siglata una nuova Convenzione Terna-WWF, per la realizzazione del primo Piano di Azioni per la Sostenibilità dello Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale nelle aree ad alto valore ambientale all'interno del Parco Nazionale del Pollino (Regione Calabria e Regione Basilicata) e del Parco Nazionale del Gran Sasso – Monti della Laga (Regione Abruzzo).

Il 17 novembre 2011 si è tenuto presso la Provincia Regionale di Agrigento l'evento di chiusura delle attività di realizzazione delle azioni previste nelle tre Oasi naturalistiche del WWF (Orti-Bottagone, Stagni di Focognano, Torre Salsa), in base a quanto previsto da Terna e WWF per la "Realizzazione del primo piano di azioni per la sostenibilità dello sviluppo della RTN nelle aree ad alto valore ambientale del territorio nazionale (Parte I)". In tale occasione è stato presentato, a cittadini ed istituzioni, il progetto portato a termine nell'Oasi WWF di Torre Salsa, ovvero le realizzazioni volte a rendere più tutelata e nel contempo più fruibile l'oasi stessa.

In data 11 settembre 2012 sono state avviate le attività di cantiere per la realizzazione delle azioni nel Parco Nazionale del Gran Sasso e Monti della Laga, così come concordato da Terna e WWF per la "Realizzazione del primo piano di azioni per la sostenibilità dello sviluppo della RTN nelle aree ad alto valore ambientale del territorio nazionale (Parte II)". Al riguardo si precisa come Terna e WWF abbiano concordato una modifica del programma originale, condivisa anche dall'Ente Parco, per realizzare attività di inserimento ambientale correlate alla realizzazione di alcuni sostegni della linea a 150 kV Bolognano-Bussi, ricadente nel territorio del citato Parco Nazionale. Il progetto esecutivo prevede infatti, con riferimento al sedime di alcuni sostegni, il consolidamento degli orizzonti fertili del suolo e la ricostruzione della continuità vegetazionale, con conseguente riduzione dell'impatto visivo e paesaggistico. A tal fine l'Ente Parco ha approvato la posa di biostuoie, attorno alla base dei sostegni, contenenti sementi autoctone raccolte in loco, che contribuiranno a stabilizzare il sedimento e armonizzare l'elettrodotto da un punto di vista visivo-paesaggistico.

In data 12 dicembre 2011 Terna ha firmato un Protocollo di Intesa con **Legambiente**, al fine di porre in essere le seguenti attività:

- Attività di collaborazione inerenti il PdS della RTN;
- Attività di collaborazione inerenti le Fonti Energetiche Rinnovabili (FER).

L'attività di collaborazione inerente i PdS della RTN ha per obiettivo quello di approfondire l'integrazione territoriale e ambientale delle opere di sviluppo della RTN previste nei PdS che Terna redige annualmente.

In particolare, Legambiente e Terna analizzeranno le ipotesi di localizzazione delle nuove linee elettriche, previste dal PdS della RTN, che attraversano aree ambientalmente sensibili del territorio nazionale, con l'obiettivo di offrire un quadro sintetico e aggiornato delle condizioni ambientali e delle aree sensibili potenzialmente interessate. Terna condividerà inoltre con Legambiente ed i gestori delle aree protette eventualmente interessate, l'individuazione di possibili azioni mitigative qualora si possano prevedere impatti territoriali residui derivanti dalla localizzazione delle opere.

L'Attività di collaborazione inerenti le FER consisterà nel:

- predisporre analisi e studi, in collaborazione con Terna, sullo stato e gli scenari di sviluppo delle FER in Italia;
- promuovere e realizzare attività di informazione sulle FER e sulla piena integrazione degli impianti nella RTN;
- organizzare congiuntamente degli incontri sul tema delle attività di integrazione nella RTN degli impianti a FER.

3.4 Principali strategie per il contenimento e/o mitigazione degli effetti

Le valutazioni per la compensazione relative alla realizzazione di interventi di sviluppo, necessitano del dettaglio proprio della fase progettuale e della valutazione puntuale degli impatti stessi, determinati dalle azioni di progetto. Solo nella fase di VIA, pertanto, e attraverso un confronto con le autorità competenti e con il territorio, tali valutazioni possono trovare la più appropriata e corretta soluzione tecnica, da utilizzare come opera di compensazione. Si evidenzia, infatti, come le misure di compensazione vengano generalmente definite di concerto con le Amministrazioni territoriali, sulla base di contesti ed esigenze specifiche.

Precedentemente, a **livello di VAS del Piano**, è possibile indicare le **tipologie di misure di compensazione** (strategie) che Terna realizza più comunemente nell'ambito dei suoi progetti di sviluppo della RTN. Si tratta di iniziative strategiche, spesso sviluppate in collaborazione con associazioni ambientali o enti di gestione di aree naturali protette, tese a realizzare:

- interventi di ripristino ambientale-naturalistico in aree protette e/o di pregio paesaggistico (es. Parchi nazionali, Parchi regionali, oasi WWF, etc.);
- interventi di riqualificazione paesaggistica-ambientale;
- ripristino, incremento e miglioramento di fasce ripariali;
- rimboschimenti;
- ricostituzione di zone umide;
- realizzazione di fontanili, muretti a secco o altri manufatti dell'agricoltura tradizionale, con funzioni ecologiche di connettività;
- realizzazione di recinzioni in stile appropriato, su ambiti particolarmente vulnerabili e sensibili;
- progetti di realizzazione di infrastrutture per la gestione delle aree naturali protette ed in particolare per migliorarne la fruizione turistica compatibile;
- programmi di monitoraggio ambientale, con particolare riferimento ai comportamenti dell'avifauna;
- interventi per favorire la nidificazione dell'avifauna;
- sviluppo di servizi e strutture per attività didattiche e di ricerca scientifica in aree con elevate caratteristiche ecologiche e di biodiversità;
- sviluppo di servizi e strutture per stimolare il turismo naturalistico.

Vale la pena evidenziare, inoltre, come alcuni degli interventi previsti da Terna nell'ambito dello sviluppo della RTN, possano rappresentare una sorta di compensazione, in quanto restituiscono aree di territorio liberate da infrastrutture elettriche. In alcuni casi, infatti, gli interventi di razionalizzazione della rete, che prevedono la dismissione di alcune porzioni di rete, grazie alla realizzazione delle nuove infrastrutture, costituiscono di fatto delle misure di compensazione, in quanto compensano l'impegno del territorio da parte della nuova infrastruttura prevista, con la liberazione di altro territorio in precedenza occupato da infrastrutture preesistenti.

Si consideri, infine, che tutte le analisi ambientali svolte da Terna in fase di VAS del PdS, con particolare riferimento alla caratterizzazione ambientale delle aree interessate dalle nuove esigenze del Piano con potenziali effetti ambientali significativi, sono tese ad individuare eventuali elementi di pregio naturalistico/ambientale/paesaggistico/culturale all'interno delle medesime aree di studio, in modo che la successiva fase di progettazione dell'intervento specifico possa beneficiare e tener conto di tali dati e informazioni (ai sensi dell'art. 10, co. 5 del D.lgs. 152/2006), orientandosi così nella direzione di una maggiore consapevolezza ambientale, che tende ad evitare l'interferenza della nuova infrastruttura elettrica della RTN con le aree di pregio. In tal senso, pertanto, **la fase di VAS contribuisce, a monte, a mitigare/evitare gli effetti ambientali della successiva attuazione del Piano,** accrescendone la sostenibilità.

3.5 Indicazioni per le successive fasi di progettazione e realizzazione

Nell'ambito del presente paragrafo sono fornite indicazioni sulle principali strategie di miglioramento da attuare, al fine di contenere e/o mitigare il potenziale effetto atteso.

È opportuno ribadire che la determinazione degli effetti necessita del dettaglio proprio della fase progettuale e della analisi puntuale degli effetti stessi, determinati dalle azioni di progetto e così, di conseguenza, anche la determinazione delle più opportune misure di contenimento e mitigazione.

A questo fine è rivolta anche l'attività di concertazione e dialogo che Terna sviluppa con gli stakeholder del territorio, fin dalle prime fasi della pianificazione delle nuove linee, al fine di contribuire, fin dall'inizio, ad indirizzarla nel solco della sostenibilità; solo nella successiva fase di progettazione e di VIA, infatti, sarà possibile tradurre concretamente tali analisi e valutazioni nella soluzione tecnica più idonea ed appropriata, da utilizzare come opera di mitigazione specifica.

Fermo restando che la corretta applicazione dei criteri ERPA, per l'identificazione delle ipotesi localizzative a maggiore sostenibilità ambientale (corridoi), già integra la considerazione degli aspetti di rilevanza ambientale, paesaggistica e culturale, si riportano nel seguito alcuni degli accorgimenti progettuali (con riferimento alla definizione del tracciato, alle specifiche tecniche delle strutture e alla gestione della fase di cantiere) e delle misure di mitigazione, che Terna adotta nei suoi progetti:

- localizzazione delle opere, per quanto possibile, in ambiti non sensibili dal punto di vista ambientale e paesaggistico e non in aree protette, o comunque lungo possibili corridoi ecologici, oltre che esternamente alle immediate vicinanze dei centri abitati;
- realizzazione, per quanto possibile, dell'asse degli elettrodotti in appoggio ad assi o limitari già esistenti (strade, canali, alberature, confini);
- limitazione interferenze con attività esercitate nelle aree di intervento (es. attività agricole);
- posizionamento delle aree cantiere in settori non sensibili: tali aree e le nuove piste e strade di accesso sono generalmente posizionati, compatibilmente con le esigenze tecniche progettuali, in zone a minor valore vegetazionale;
- consegna di istruzioni specifiche al personale e società impegnate nei lavori, per il rispetto delle disposizioni del D.Lgs. 42/2004. Al riguardo si sottolinea che Terna ha sviluppato una Istruzione Operativa dal titolo "Gestione degli aspetti ambientali in fase di realizzazione degli impianti", nella quale vengono fornite anche le disposizioni per minimizzare l'impatto sull'ambiente lungo la catena di fornitura;
- limitazione, per quanto possibile, degli accessi e dell'utilizzo di aree esterne ai cantieri/micro cantieri;
- massimo ricorso alla viabilità esistente, laddove possibile, per l'accesso alle aree di cantiere ed alle opere realizzate, minimizzando la realizzazione di nuove piste di accesso;
- realizzazione di interventi di riqualificazione ambientale nelle aree cantiere; le aree sulle quali sono realizzati i cantieri, vengono generalmente interessate, al termine della realizzazione delle opere, da interventi di riqualificazione ambientale e di ripristino dello stato originario dei luoghi, finalizzati a riportare lo status delle fitocenosi in una condizione il più possibile vicina a quella ante-operam, mediante tecniche progettuali e realizzative adeguate;
- adozione di accorgimenti che favoriscono l'abbattimento delle polveri durante la realizzazione e lo smantellamento delle opere; per evitare disturbo Terna indica, in giornate particolarmente ventose, di abbattere le polveri mediante adeguata nebulizzazione di acqua dolce nelle aree di cantiere e nelle piste di transito delle macchine operatrici;
- opportuna gestione della movimentazione delle terre da scavo, secondo quanto previsto dalla normativa, favorendo il riutilizzo in sito per il reinterro degli scavi nei casi in cui siano esclusi fenomeni di contaminazione.

Si sottolinea che ulteriori e più dettagliate misure vengono definite ed inserite da Terna nella documentazione di VIA di volta in volta, sulla base delle peculiarità proprie di ciascun progetto e delle specifiche realtà territoriali, ambientali, paesaggistiche e culturali in cui si inserisce.

Per quanto riguarda la **componente "paesaggio"**, tenuto conto della particolare attenzione dedicata in considerazione della natura delle opere infrastrutturali come elettrodotti e stazioni

elettriche, nel seguito vengono fornite indicazioni più specifiche su come Terna considera la componente nelle proprie attività di definizione, realizzazione ed esercizio degli interventi di sviluppo della RTN.

Terna riduce preventivamente gli effetti delle opere sul paesaggio individuando soluzioni localizzative in aree con una buona compatibilità paesaggistica. I criteri che Terna applica (fra cui i criteri ERPA) e che sostengono la fase di scelta dell'ipotesi localizzativa, infatti, permettono di individuare i percorsi delle linee elettriche, o i siti in cui realizzare le opere, che meno interferiscono con la struttura del paesaggio.

Per gli elettrodotti, oltre ad una opportuna definizione del tracciato, Terna pone la sua attenzione nella scelta di sostegni che si inseriscano bene nel territorio. Negli ultimi anni, infatti, Terna ha ampliato le alternative a disposizione, anche ricorrendo alla progettazione di nuovi sostegni da parte di architetti di fama internazionale. In particolare, i **sostegni tubolari** (monostelo) rappresentano un'importante innovazione nella realizzazione delle linee ad alta ed altissima tensione. La soluzione compatta della struttura garantisce, infatti, il minimo ingombro fra tutte le scelte possibili per linee elettriche aeree e, come tali, costituiscono un'alternativa importante, ove praticabile, ai sostegni convenzionali tronco-piramidali.

Le stazioni elettriche hanno, come detto, sull'ambiente ed in particolare sulla componente paesaggistica, impatti rilevanti anche se molto più circoscritti. In aggiunta ad una attenta analisi localizzativa delle strutture Terna prevede, nella maggior parte dei casi, piantumazioni arboree di mascheramento, utilizzando specie autoctone locali.

Nel seguito si riporta un elenco delle attività, accorgimenti e misure di mitigazione che Terna applica nei suoi progetti di sviluppo della rete:

- localizzazione delle opere in aree non visibili da strade panoramiche, strade di fruizione paesistica, centri abitati, zone verdi;
- progettazione delle opere evitando brusche variazioni di tracciato localizzate ed interferenze tra linee;
- localizzazione dei sostegni degli elettrodotti non in prossimità di elementi isolati di particolare spicco (alberi secolari, chiese, cappelle, dimore rurali, ecc.);
- localizzazione dei sostegni evitando la sovrapposizione ai punti focali, al fine di limitare l'impatto visivo;
- localizzazione delle opere, per quanto possibile, in ambiti a bassa sensibilità ambientale e paesaggistica e lontano dai centri abitati;
- limitazione dell'impatto visivo degli interventi in caso di vicinanza o diretta prospettiva con immobili tutelati ai sensi del titolo I, Parte II del D.Lgs. 42/2004;
- conformità degli assi degli elettrodotti agli andamenti di altre linee fisiche di partizione del territorio, seguendo le depressioni e gli andamenti naturali del terreno;

- verniciatura dei sostegni: l'incidenza visiva dei sostegni costituenti l'elettrodotto è funzione non solo delle dimensioni e quindi dell'ingombro del sostegno stesso, ma anche del colore di cui verranno verniciati i tralicci. L'incidenza visiva dovuta al colore dei sostegni viene mitigata utilizzando colori che ben mimetizzino l'opera, in relazione alle caratteristiche proprie del paesaggio circostante.

Operando una schematizzazione e semplificazione delle principali tipologie di paesaggio, allo scopo di fornire un esempio di individuazione degli accorgimenti progettuali preventivi e delle misure di mitigazione attuabili, nella Tabella 3-1 sono state distinte le seguenti macrocategorie:

- Paesaggio Naturale: costituito da valore più o meno elevato di naturalità e seminaturalità, in relazione a caratteri vegetazionali, geologici e morfologici;
- Paesaggio Urbano: caratterizzato da insediamenti storico-culturali, o da processi di urbanizzazione recenti;
- Paesaggio Agrario: costituito dalla permanenza e dalla vocazione dell'uso agricolo del territorio.

L'individuazione di tracciati in aree con buona compatibilità ambientale e paesaggistica consente di minimizzare gli effetti indotti e di ricorrere, in misura minore, a interventi di mitigazione, non sempre completamente efficaci in alcuni contesti territoriali specifici. Va sottolineato, inoltre, come Terna persegua la massimizzazione dell'efficacia nella progettazione, attraverso la preventiva localizzazione ottimale delle opere (con la metodologia dei criteri ERPA), che consente di minimizzare l'effetto a monte, piuttosto che mitigarlo a valle.

Nella tabella sono presenti, a titolo di esempio, alcuni degli accorgimenti inerenti la scelta della localizzazione in fase di progettazione dei tracciati, nonché alcune delle misure di mitigazione abitualmente utilizzate, nel caso in cui l'opera sia un elettrodotto.

Per quanto riguarda le **stazioni elettriche**, valgono le stesse considerazioni generali, fermo restando che la localizzazione può essere in alcuni casi specifici maggiormente vincolata da necessità tecniche e che le mitigazioni attuabili consistono, essenzialmente, nella progettazione di mascheramenti a verde, che prevedono la piantumazione di specie arboree e/o arbustive autoctone. Al fine di ridurre il più possibile la visibilità dell'opera e migliorare l'integrazione nel territorio delle strutture che la compongono, le misure che Terna adotta sono costituite prevalentemente da:

- ✓ sistemi di mascheramento;
- ✓ realizzazione di nuove strutture, o riqualificazione degli edifici esistenti, mediante tipologie architettoniche in sintonia con il contesto paesaggistico-culturale in cui si inseriscono;
- ✓ tecniche di ingegneria naturalistica, che non si limitano a realizzare un'alberatura perimetrale dell'area della stazione elettrica, ma tendono a ricostituire, sebbene con un'estensione ridotta, la struttura e la composizione floristica delle principali fitocenosi che caratterizzano il territorio interessato.

Tipologia di paesaggio	Accorgimenti futura fase progettuale
Paesaggio Naturale	<p>Localizzazione delle opere in aree non visibili da punti focali (strade e punti panoramici collocati in zone verdi di pregio), evitando, laddove possibile, linee di cresta e aree emergenti</p> <p>Localizzazione dei sostegni degli elettrodotti lontano da elementi naturali isolati di particolare pregio</p> <p>Localizzazione nascosta da quinte arboree o morfologiche</p> <p>Interventi di <u>mascheramento, mediante utilizzazione di essenze arboree ed arbustive autoctone</u></p> <p>Localizzazione dell'opera in prossimità di elementi artificiali già presenti, per evitare sottrazione di ulteriore suolo e riduzione di vegetazione</p> <p>Utilizzo di <u>sostegni monostelo o tipo Foster</u> in luogo dei tralicci tradizionali, laddove tecnicamente possibile</p> <p>Verniciatura dei sostegni idonea a favorire l'inserimento nel contesto territoriale paesaggistico</p>
Paesaggio Urbano	<p>Riduzione dell'aspetto di manufatto industriale, valorizzando uno stile architettonico in sintonia con quello locale, laddove tecnicamente fattibile</p> <p>Localizzazione dei sostegni degli elettrodotti non in prossimità di elementi storico-artistici di particolare spicco</p> <p>Interventi di mascheramento, mediante utilizzazione di essenze arboree ed arbustive autoctone</p> <p>Localizzazione delle opere in aree non visibili da centri abitati</p> <p>Localizzazione nascosta da quinte arboree o morfologiche</p> <p>Uso di linee interrato, laddove tecnicamente possibile</p> <p>Utilizzo di sostegni monostelo o tipo Foster in luogo dei tralicci tradizionali, laddove tecnicamente possibile</p> <p>Verniciatura dei sostegni idonea a favorire l'inserimento nel contesto territoriale paesaggistico</p>
Paesaggio Agrario	<p><u>Conformità degli assi degli elettrodotti agli andamenti di altre linee fisiche di partizione del territorio</u>, seguendo le depressioni e gli andamenti naturali del terreno</p> <p>Localizzazione delle opere in aree non visibili da punti focali (strade e punti panoramici collocati in aree agricole di pregio), evitando linee di cresta e aree emergenti, laddove possibile</p> <p>Localizzazione dell'opera in prossimità di elementi artificiali già presenti, per evitare sottrazione di suolo adibito ad uso agricolo</p> <p>Utilizzo di sostegni monostelo o tipo Foster in luogo dei tralicci tradizionali, laddove tecnicamente possibile</p> <p>Verniciatura dei sostegni idonea a favorire l'inserimento nel contesto territoriale paesaggistico</p>

Tabella 3-1 Tipologie di misure per la componente Paesaggio

In merito alla componente "**Beni architettonici, monumentali e archeologici**", nell'ambito del Protocollo di Intesa con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali (28/04/2011), sono stati

condivisi criteri metodologici applicabili, sia in fase di studio che in fase esecutiva, inerenti la progettazione compatibile con le aree definite a maggiore rischio archeologico, la sorveglianza archeologica e le modalità di gestione della stessa, così come le modalità di contatto con le Soprintendenze competenti e la condivisione con le stesse delle fasi operative di interesse.

Sono elencati di seguito i criteri che Terna mette in opera in fase di progettazione preliminare ed esecutiva delle opere, alcuni dei quali citati espressamente nel Protocollo di Intesa sopra richiamato:

- presenza di personale specializzato archeologico durante lavori di scavo;
- comunicazione alle Soprintendenze competenti, con arresto dei lavori in caso di ritrovamento resti antichi o manufatti;
- istruzioni al personale e società impegnate nei lavori per rispetto disposizioni D.Lgs. 42/2004;
- predisposizione, in accordo con le Soprintendenze per i beni archeologici competenti, di un cronoprogramma delle indagini e accertamenti archeologici preventivi;
- divieto di condurre scavi archeologici esplorativi nei periodi di massime precipitazioni atmosferiche;
- indagini in estensione con metodologia archeologica nei siti d'interesse archeologico, in corrispondenza delle aree di intervento;
- applicazione procedure per abbattimento rischio archeologico a tutte le opere accessorie che comportino scavi, scortichi;
- accantonamento somme per eventuali scavi archeologici, necessari in caso di rinvenimento di siti o contesti di interesse archeologico;
- redazione di una relazione archeologica dell'area interessata dall'intervento, realizzata sulla base delle conoscenze documentali accertate e reperibili, delle verifiche attraverso foto aree, quando disponibili e di ricognizioni archeologiche di superficie, limitatamente alle aree praticabili e osservabili;
- presentazione Carta del rischio archeologico per ogni intervento previsto.

Si sottolinea, ancora una volta, come le indicazioni formulate attengono alle successive fasi di progettazione degli interventi di sviluppo; ulteriori misure potranno essere predisposte in fase VIA e in fase esecutiva, specificatamente a ciascun intervento.

Si forniscono di seguito alcuni ulteriori approfondimenti in merito alle principali misure di mitigazione e/o compensazione adottate da Terna.

Localizzazione dei dissuasori per l'avifauna

Il progetto dell'elettrodotto 380 kV "Trino-Lacchiarella" è caratterizzato da un utilizzo molto esteso di sostegni a basso impatto ambientale, adottati in considerazione:

- del contesto paesaggistico attraversato, in quanto la forma più armonica del monostelo consente di contenere l'impatto visivo della futura linea, anche grazie all'adozione di verniciatura mimetica che terrà conto dei rapporti specifici tra sostegno e sfondo; a tal proposito si ritiene opportuno sottolineare che la scelta di un esteso utilizzo di pali a basso impatto visivo è stata fortemente caldeggiata dalle Regioni, dalle Province, e dagli altri EELL territorialmente coinvolti;
- della riduzione del campo elettromagnetico grazie alla ridotta distanza tra i conduttori nelle tre fasi;
- della limitazione dell'area di base del traliccio, con un notevole risparmio in termini di sottrazione di suolo.

Ai fini della ottemperanza delle prescrizioni richieste dalla Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA-VAS, dalla Regione Piemonte e dal Ministero per i Beni e le Attività Culturali, Terna ha effettuato una serie di verifiche di fattibilità tecnica. Le verifiche si sono incentrate sull'esigenza di inserire dispositivi di segnalazione e dissuasione per mitigare il potenziale impatto del futuro elettrodotto sull'avifauna, mantenendo allo stesso tempo la tipologia di sostegno monostelo, così come prevista dal progetto.

Dallo studio effettuato, sono state individuate le tratte ritenute sensibili, che si renderanno maggiormente visibili attraverso l'installazione di specifici sistemi dissuasori chiamati spirali. È stato evidenziato, inoltre, la necessità di rendere maggiormente visibile la fune di guardia in quanto, essendo disposta ad una quota superiore rispetto ai conduttori ed avendo un diametro inferiore, potrebbe causare fenomeni di collisione per l'avifauna in volo.

È recentemente stato avviato, inoltre, un progetto di ricerca sulle spirali (dissuasori per l'avifauna). La fase attualmente in corso prevede una ricerca di mercato che fotografi il panorama dei dissuasori in commercio. Successivamente si valuteranno punti di forza, debolezze ed efficacia dei diversi tipi di dissuasori, per poi passare a una sperimentazione sul campo e successiva omologazione dei modelli che risultano più efficaci e installabili.

Mascheramento delle stazioni elettriche

Continua la realizzazione di interventi di mascheramento di stazioni elettriche, tutti ispirati ai più moderni principi e metodi dell'ingegneria naturalistica. Dopo la realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV "Chignolo Po – Maleo", dove sono stati previsti progetti di mascheramento delle nuove stazioni elettriche di Chignolo Po e di Maleo, è stato avviato il mascheramento della nuova Stazione elettrica 380 kV di Udine Sud. Anche questo progetto prevede, tra gli interventi, la realizzazione di fasce boscate su rilevati, che consentono di migliorare l'efficacia del mascheramento della stazione elettrica.

I lavori hanno avuto inizio nel mese di giugno 2017 con le attività preliminari e termineranno, indicativamente, nel settembre/novembre 2023, al termine dei 5 anni previsti per l'attività di manutenzione e verifica di attecchimento delle piante utilizzate.

Progetti di compensazione di aree disboscate e naturali

Oltre agli interventi di compensazione di aree disboscate per la realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV "S.Barbara – Tavernuzze - Casellina", nel Comune di Figline Valdarno, sono stati avviati ulteriori interventi compensativi in aree naturali.

In tal senso, si segnala uno degli interventi associati alla realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV DT "Trino – Lacchiarella", il quale ha avuto come obiettivo quello di riqualificare il fontanile Pilastrello, nel Comune di Lacchiarella (PV). Gli interventi realizzati, infatti, hanno consentito il ripristino della funzionalità della risorgenza del fontanile, la **stabilizzazione e il consolidamento spondale con uso esclusivo di specie locali e materiali organici** (es. tronchi, rulli in fibra di cocco, ecc.), favorendo la conservazione di frammenti residui di habitat naturale e la ricostituzione di ecosistemi locali, mediante l'impiego di piante autoctone riferite a stadi della serie dinamica della vegetazione potenziale del sito interessato.

Recupero e ripristino delle aree e piste di cantiere

Pressoché tutte le opere di Terna soggette a Valutazione di Impatto Ambientale ottengono, per quanto attiene agli "Impatti sulle aree boscate interessate dal passaggio delle linee", alcune prescrizioni che prevedono la predisposizione di un progetto esecutivo degli interventi di recupero, mitigazione e compensazione ambientale delle superfici boscate interessate dai lavori a progetto, completo di un piano di prima manutenzione triennale o quinquennale.

I lavori specificati consistono in attività di:

- imboschimento tramite impianto di elementi arbustivi e arborei autoctoni;
- controllo e taglio raso dei ricacci spontanei e dei semenzali di specie esotiche di invasione, in corrispondenza delle aree oggetto di imboschimento;
- ripristino di prati aridi o ambiti naturaliformi.

4 LE ATTIVITÀ DI TERNA PER IL MONITORAGGIO DELL'AVIFAUNA

(con riferimento all'osservazione n. 1 del MATTM)

Per le opere in fase di iter autorizzativo, come previsto dalle linee guida del MATTM, viene proposto un monitoraggio ante e post operam, con osservatori che monitorano l'avifauna sui tratti di elettrodotto RTN identificati come potenzialmente critici (es. "Chiaramonte Gulfi – Ciminna", "Paternò – Priolo", "Villanova – Gissi"). Gli osservatori al suolo procedono con il metodo dei punti di ascolto nella fase *ante operam*, muovendosi nei luoghi delle campate potenzialmente critiche, per realizzare la check list dell'avifauna presente; i medesimi osservatori ritornano sugli stessi luoghi successivamente, in fase *post operam*, per analizzare l'eventuale interferenza con l'avifauna.

Per quanto riguarda il rischio di collisione, Terna ha elaborato una linea guida per la ricerca di animali collisi al di sotto delle linee elettriche AT/AAT della RTN. Terna ha inoltre elaborato un'equazione, basata su letteratura scientifica, che valuta l'effetto delle linee RTN sull'avifauna. Tale metodo (applicato ad es. su "Sorgente – Rizziconi", "Udine Ovest – Redipuglia"), standardizzando i risultati, consente di poter confrontare le evidenze in maniera scientifica.

Continua, inoltre, l'attività di installazione di cassette nido artificiali; ad oggi sono censite 375 cassette, così suddivise:

- Abruzzo: 30,
- Calabria: 30,
- Campania: 1,
- Emilia-Romagna: 95,
- Lazio: 47,
- Lombardia: 15,
- Piemonte: 54,
- Puglia: 72,
- Sicilia: 31.

Nei prossimi mesi sono previste ulteriori installazioni su "Udine Ovest – Redipuglia" e "Trasversale Lucana".

Nell'ambito delle attività di ricerca volte a minimizzare il rischio potenziale di collisione, è stato sviluppato uno strumento GIS che consente di valutare l'idoneità del territorio a ospitare un elettrodotto della RTN. Il tool utilizza le informazioni territoriali in formato digitale di piccola o grande scala, oltre ai dati di distribuzione dell'avifauna, sia di tipo derivato mediante modellazione (modello Rete Ecologica Nazionale), sia da osservazione diretta in campo (censimenti ornitologici). Il tool, messo a punto in collaborazione con CESI e l'Università degli Studi di Roma La Sapienza - Dipartimento di Biologia e Biotecnologie "Charles Darwin" (coordinatore dott. Rondinini), è stato concepito in funzione delle informazioni scientifiche attualmente reperibili e considera:

- la distribuzione modellata ad alta risoluzione di tutte le specie ornitiche sull'intero territorio interessato dall'analisi;
- la presenza di aree protette;
- la diversa suscettibilità delle specie alla presenza della linea elettrica AT/AAT;
- l'influenza dei fattori ambientali sul rischio potenziale di collisione.

Sulla base dei fattori descritti, il tool restituisce un valore di compatibilità per ogni porzione di territorio (celle di 100x100 m) interessata dalle linee AT/ATT. Gli indici calcolati concorrono ad attribuire un valore a ogni singola campata, della linea esistente o di quella da realizzare, valore che esprime il livello di problematicità rispetto al fenomeno considerato.

Tale tool è diventato parte integrante delle analisi in fase di valutazione ambientale, per identificare tratti maggiormente problematici, dove effettuare gli interventi necessari per migliorarne la compatibilità (ad es. installazione dei dissuasori per l'avifauna).

Nell'ambito delle prescrizioni autorizzative dell'opera "Elettrodotto 380kV in doppia terna Sorgente – Rizziconi", tra Sicilia e Calabria, Terna ha sperimentato, per la prima volta in Italia, l'utilizzo del radar per il monitoraggio dell'avifauna di passaggio sul tracciato della linea. Tale attenzione è legata all'importanza dello Stretto di Messina per gli uccelli migratori che, provenendo dall'Africa, arrivano dapprima in Sicilia per risalire la penisola, attraversando lo stretto nei pressi di Scilla. Più precisamente, il monitoraggio dell'avifauna migratoria sullo stretto di Messina si è svolto mediante due radar in banda X da 10 kW, che consentono la registrazione di numero e quota di volo dei rapaci, durante il giorno, ma anche dei passeriformi, la notte.

L'aggiunta di un presidio fisso di ornitologi consente, in condizioni di luce favorevoli, anche di associare alle tracce registrate dal radar, la specie di uccello in transito.

L'utilizzo di queste tecniche ha consentito, ad oggi, la **registrazione di più di 100.000 passaggi di rapaci in migrazione** (nell'arco di 3 anni) e ha consentito di ottenere informazioni sulle strategie di volo delle varie specie, anche in relazione alle condizioni atmosferiche e all'orografia, consentendo di escludere la collisione con la nuova infrastruttura elettrica.

Durante i **3 anni di monitoraggio**, infatti, gli osservatori non hanno **mai osservato una collisione**; inoltre, il monitoraggio giornaliero sotto linea, non ha portato al rinvenimento di **nessuna carcassa**.

In conclusione, la sperimentazione ha scientificamente misurato il potenziale impatto della linea in oggetto sull'area di migrazione dell'avifauna trans-sahariana, identificando chiaramente i corridoi di passaggio e le quote di volo: bassi e più radenti al mare in condizioni di vento forte, o alti e più a monte in condizioni di vento leggero.

Sulla linea “Villanova – Gissi” sono stati installati Bird Strike Indicator (BSI), dei dispositivi di rilevamento degli urti dell’avifauna contro la fune di guardia degli elettrodotti, associandoli ad un monitoraggio di tipo tradizionale, mediante osservatori, al fine di poterne valutare l’efficacia: la sperimentazione, durata **8 mesi**, ha compreso le **due stagioni migratorie**, senza registrare **nessuna collisione**.

Terna, infine, ha avviato la progettazione per la realizzazione di un Sistema di Monitoraggio, mediante telecamere a circuito chiuso, per l’osservazione degli uccelli in transito nelle zone interessate dal nuovo elettrodotto “Sorgente – Rizziconi”. Tale sistema consentirà di osservare la migrazione sullo Stretto di Messina e diffonderla su internet. Inoltre, con particolare riferimento agli aspetti anti-bracconaggio, tale sistema consentirà di riconoscere eventuali spari, orientando le telecamere verso gli stessi, in modo da registrare quanto accade sul punto di sparo, realizzando dei filmati, secretati e visibili alle sole forze dell’ordine, in cui sarà possibile riconoscere volto e numero di targa di chi ha sparato. La prima installazione di telecamere, in funzione antibracconaggio, sarà effettuata entro l’anno (2017), in ottemperanza alle prescrizioni in materia ambientale dell’elettrodotto 380kV “Sorgente – Rizziconi”, per monitorare sia l’attività di bracconaggio, che la migrazione sullo Stretto di Messina.

Tale attività esprime l’attenzione e la disponibilità che Terna ha posto, da tempo, nell’esplorare e verificare la possibilità di **utilizzare le linee della RTN a supporto del monitoraggio ambientale**, nelle sue diverse articolazioni: l’installazione di specifici sensori sui sostegni delle linee, infatti, consente di avviare programmi di raccolta dati ambientali, concordati con Enti Parco ed Amministrazioni locali. In tal modo, oltre ad ampliare il ventaglio delle potenzialità di utilizzazione delle infrastrutture di trasmissione elettrica, Terna potrebbe fornire un contributo significativo alle attività di monitoraggio e gestione della biodiversità e del territorio.

Si vogliono in questa sede richiamare anche le possibili misure di mitigazione relative alla **chiroterofauna**, che Terna ha messo a punto; la scarsa presenza di informazioni relative agli effetti che si possono generare da parte delle linee elettriche e a quali potrebbero essere le eventuali opportune misure di mitigazione, ha indotto Terna ad avviare uno studio specificamente mirato a:

- descrivere gli aspetti dell’ecologia dei pipistrelli che potrebbero essere interessati da un’eventuale interazione con le linee ad alta ed altissima tensione;
- analizzare la letteratura presente a livello nazionale, europeo e internazionale e approfondire la tematica attraverso la consultazione con esperti internazionali del settore;
- fornire schede tecniche relative alla biologia delle specie potenzialmente interessate dalla realizzazione di nuove linee.

Lo studio condotto sull'ecologia ed etologia del *taxa* ha permesso di escludere le ipotesi di possibili collisioni o interferenze delle linee elettriche AT e AAT con le attività di caccia, volo e migrazione dei chiroterri.

Riguardo la sottrazione di habitat, inoltre, Terna propone un catalogo di possibili interventi mitigativi che possono essere inseriti all'interno dei futuri Studi di Impatto Ambientale, adattandoli a esigenze specifiche; infine, per ogni specie della chiroterrofauna italiana, è stata elaborata una scheda che riassume la distribuzione, l'ecologia della specie, gli impatti potenziali e l'analisi del volo, in relazione alla presenza dei sostegni.

Una sperimentazione successiva ha previsto l'installazione di **bat-box** sui sostegni e il monitoraggio con **bat-detector**, per escludere qualsiasi effetto barriera delle linee. La sperimentazione ha avuto esito positivo, registrando l'utilizzo delle *bat-box* installate sui sostegni. A riprova di questo, gli osservatori hanno registrato passaggi dei chiroterri sotto le linee, escludendo così qualsiasi effetto negativo.

5 LE ATTIVITÀ DI TERNA NELL'AMBITO DELL'ARCHEOLOGIA PREVENTIVA

(con riferimento alle osservazioni n. 2, 3, 4, 6 del MiBACT)

Nel quadro dell'archeologia preventiva continua la sperimentazione di indagini geofisiche tramite la convenzione con l'**Istituto per le Tecnologie Applicate ai Beni Culturali** – Consiglio Nazionale delle Ricerche (**ITABC**), cominciata nel 2009 e tuttora in corso.

I metodi geofisici sono indagini non distruttive, da effettuare laddove non è possibile, o opportuno, predisporre sondaggi o trincee preliminari, come ad esempio in zone con problemi di stabilizzazione dei terreni; tali metodi geofisici, inoltre, offrono la possibilità di indagare in tempi brevi aree estese, come nel caso delle Stazioni Elettriche. Negli ultimi anni la metodologia applicata si basa sull'associazione di più strumenti d'indagine, consentendo così un maggior dettaglio e sicurezza dei risultati, raggiungendo anche profondità di oltre 3 m. Nella maggior parte dei casi affrontati, infatti, sono stati sperimentati il metodo Magnetometrico differenziale fluxgate, associato a sistemi Georadar ad alta risoluzione, che sfruttano i contrasti di proprietà fisiche presenti nel sottosuolo, al fine di individuare "anomalie" che in alcuni casi possono essere imputate ad attività antropiche, come strutture murarie sepolte, canalizzazioni, o cavità.

La collaborazione in atto con l'ITABC integra gli studi preliminari volti a comprendere il rischio archeologico, previsti dalla normativa per l'Archeologia preventiva che nasce dall'esigenza di evitare il fermo cantiere in corso d'opera, con la possibilità di attivare compensazioni successive al ritrovamento archeologico, al fine di proteggere e tutelare il bene stesso. In quest'ottica, la tutela può riguardare sia la conservazione fisica dell'oggetto archeologico attraverso il restauro e la conservazione, sia la valorizzazione e fruizione attraverso progetti divulgativi.

Oltre alle normali e ormai consuete attività di valutazione del rischio archeologico, sono stati messi in atto una serie di progetti, legati alla **valorizzazione e alla divulgazione dei dati scaturiti dalle indagini archeologiche**.

Uno degli esempi virtuosi ancora in corso di realizzazione è il restauro e l'esposizione dei reperti individuati durante la costruzione dell'elettrodotto, a 380 kV in doppia terna, "Villanova - Gissi ed opere connesse". Si tratta dei corredi relativi a una necropoli con 12 tombe, databili tra il V ed il IV secolo a.C. Vista l'eccezionalità del rinvenimento, tra cui un elemento di natura organica, è stata inoltre attivata una collaborazione scientifica con l'**Università degli Studi di Camerino**.

Le attività di valorizzazione archeologica possono essere realizzate non solo attraverso mostre, come nel caso precedente, ma anche con la pubblicazione scientifica dei risultati.

In tal senso, pare opportuno citare un altro progetto in corso, che riguarda la realizzazione di un volume relativo agli interventi archeologici eseguiti per la costruzione del Nuovo Elettrodotto a 380 kV "Benevento II – Foggia".

Inoltre, le compensazioni richieste possono essere un'occasione non solo per far conoscere tutti gli interventi archeologici, a volte anche onerosi, che la Stazione Appaltante mette in atto, ma anche

per illustrare come **la realizzazione di un'opera possa diventare il perno del racconto di un territorio**, promuovendone le risorse e la storia con progetti culturali specifici.

In questo senso si cita il progetto di valorizzazione della Via Popilia, in ottemperanza alle prescrizioni relative all'elettrodotto a 380 kV "Sorgente – Rizziconi", che segue l'andamento della strada antica. Il progetto di valorizzazione sfrutta questo parallelismo, costruendo un racconto storico attraverso "segni significativi" del territorio percorso dalla strada, utilizzando strumenti informativi tradizionali e multimediali. Lo scopo è dunque quello di mettere "in rete" i punti focali individuati nelle aree e nei siti archeologici, fondamentali per far conoscere come le comunità antiche popolavano il territorio percorso oggi dall'elettrodotto.

Si può quindi affermare, in conclusione, che sono in corso una serie di attività legate a una ritrovata sensibilità, che prevede la necessaria attività archeologica non solo nello studio preventivo (*ante operam*) ma, in caso di ritrovamenti durante la realizzazione, anche la successiva valorizzazione e comunicazione dei ritrovamenti stessi (*post operam*).

6 CHIARIMENTI SULL'UBICAZIONE E SULLE CARATTERISTICHE DELL'INTERVENTO "STAZIONE MONTESANO SULLA MARCELLANA"

(con riferimento alle osservazioni n. 6 del MATTM, n. 5d e 11 del MiBACT)

Al fine di fornire la corretta localizzazione di tutti gli interventi previsti da Terna, anche se pianificati in annualità precedenti a quelle oggetto dei PdS in esame e del relativo Rapporto ambientale, nella tabella seguente si riporta la giusta ubicazione (ovvero Regione Campania) dell'intervento oggetto del presente paragrafo che, per mero errore, era stato indicato in Regione Basilicata, nell'Allegato 3 del PdS 2013.

Intervento		Regione
Denominazione	Descrizione	
Stazione 220/150 kV Montesano sulla Marcellana	Nuova stazione di trasformazione a 220/150 kV da inserire in entra – esce alla linea 220 kV Rotonda - Tusciano	Campania

Tabella 6-1 Esatta ubicazione interventi pianificati in annualità precedenti

Si coglie l'occasione per ribadire il costante impegno di Terna nel fornire tutte le informazioni inerenti gli interventi oggetto di pianificazione, in modo chiaro e corretto.

7 APPROFONDIMENTI SULLE ALTERNATIVE DI PIANO

(con riferimento all'osservazione n. 5 del MATTM)

All'interno del processo di pianificazione dell'adeguamento e dello sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN), a valle di specifiche analisi della rete negli scenari futuri ritenuti più probabili, sulla base dei risultati di queste valutazioni, si identificano le criticità del sistema di trasmissione e le relative esigenze di sviluppo.

Le soluzioni funzionali ai problemi di esercizio della rete sono individuate, in fase di pianificazione, vagliando **diverse ipotesi di modalità d'intervento**. Le **alternative** maggiormente efficaci, dal punto di vista tecnico, ambientale ed economico, vengono rappresentate nel Piano di Sviluppo della RTN.

Pertanto, in merito a quanto formulato nelle osservazioni prodotte dall'ARPA Toscana e dalla Regione Toscana, nelle quali si legge "[...]si osserva che non sono state fornite planimetrie di dettaglio utili a comprendere l'effettiva localizzazione delle tre soluzioni proposte per la Stazione di Grosseto, atteso che lo stesso Proponente sottolinea che le aree di studio e i corridoi sono individuati in fase di pianificazione...]", si rende necessario evidenziare come l'oggetto del processo di VAS sia il piano e non i singoli interventi e che, in fase di pianificazione, non è definita la specifica localizzazione per l'attuazione delle esigenze elettriche identificate dal piano, ma solamente l'individuazione di una porzione di territorio (area di studio) nella quale, successivamente, si potrà definire l'esatta collocazione dell'intervento, solo quando questo avrà raggiunto una definizione di livello progettuale; di conseguenza si precisa che, in merito alle

alternative di Piano, in particolare per le azioni di nuova realizzazione, non possono essere previste delle localizzazioni di dettaglio, bensì delle ipotesi localizzative di massima (corridoi), individuate all'interno dell'area di studio, che rappresentano il massimo livello di definizione possibile e ancora **coerente con l'attuale fase di pianificazione e di VAS** (cfr. pag. 136 dell'Annesso I al RA 2013-2014-2015).

A tale proposito, il RA relativo ai PdS 2013-2014-2015 affronta il tema dell'analisi delle alternative in modo appropriato per una procedura di VAS, riferendole esplicitamente alle scelte di Piano, che prevedono di operare in un modo, piuttosto che in un altro, per soddisfare una determinata esigenza elettrica; le alternative localizzative dei singoli interventi, invece, fanno parte di quegli aspetti che, come lo stesso Decreto n. 159 del MATTM (16/06/2017) ha espressamente richiesto di indicare, dovranno essere esplicitamente trattati nell'ambito delle procedure V.I.A., propedeutiche all'autorizzazione dei singoli interventi. Si riporta, a tale proposito, uno stralcio del citato RA: "*Chiarito che l'ambito tematico rispetto al quale svolgere l'analisi delle alternative è costituito dalla scelta delle azioni di Piano mediante le quali perseguire gli obiettivi specifici, per quanto specificatamente attiene alle modalità attraverso le quali è stata operata la loro valutazione e selezione, la logica seguita è stata quella di **privilegiare le azioni che comportassero il minor impegno in termini di modifiche della RTN e, conseguentemente, di effetti ambientali potenziali**. In buona sostanza, rispetto ad ogni obiettivo tecnico specifico ed in considerazione delle specificità proprie del contesto territoriale al quale detto obiettivo è riferito, il processo di selezione delle alternative ha preso in considerazione, dapprima, le azioni gestionali, valutandone la perseguibilità rispetto ai criteri predetti. In caso di esito negato della verifica, sono state successivamente indagate le azioni operative della tipologia funzionalizzazioni e, solo in ultima istanza, quelle riguardanti la tipologia delle nuove infrastrutture.*" (cfr. cap. 8 del RA dei PdS 2013-2014-2015).

Di seguito sono sintetizzate alcune alternative che di solito vengono prese in considerazione in fase di pianificazione:

- realizzazione di una nuova stazione elettrica;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto;
- installazione di elementi di rete in stazioni elettriche esistenti (trasformatori, reattanze, condensatori, ecc.);
- rinforzi su elettrodotti esistenti, che non implicano l'occupazione di nuovo suolo.

Negli ultimi anni, come evidenziato sopra, Terna ha scelto di privilegiare le ultime due alternative, denominate "azioni di funzionalizzazione", proprio al fine di minimizzare l'impatto ambientale, territoriale e paesaggistico.

8 APPROFONDIMENTI SULLE AZIONI DI FUNZIONALIZZAZIONE E SULLA RESILIENZA

(con riferimento alle osservazioni n. 1, 2, 7a, 7b del MATTM)

Si ricorda che con il termine “azioni di funzionalizzazione” si indica l’insieme di azioni operative sugli asset esistenti, che implicano la sostituzione/modifica di alcuni loro singoli componenti, obsoleti e/o degradati.

In generale, tale tipologia di azione, che consente di eliminare criticità funzionali, può consistere in:

- sostituzione di componenti in stazioni o linee esistenti,
- installazione reattanze e/o condensatori presso stazioni esistenti.

Gli effetti ambientali che ne derivano sono non rilevanti, perché tali azioni non comportano interessamento di nuovo territorio e hanno l’obiettivo di ottimizzare le funzionalità dell’asset esistente, nel senso di ripristinare quelle originarie, che sono venute meno a causa della vetustà dell’impianto.

Più precisamente, con il termine “rimozioni delle limitazioni” si intende l’insieme di interventi, relativi ad asset esistenti, che prevedono la sostituzione dei componenti vetusti con altri dotati di caratteristiche elettriche e/o meccaniche migliori rispetto ai precedenti, in quanto si riduce il carico statico sulle strutture portanti esistenti (tralicci) e si aumenta la distanza dei conduttori dal suolo, ripristinando le prestazioni elettriche originariamente autorizzate. Per meglio capire in cosa consistano, sono rappresentati di seguito alcuni esempi:

- sostituzione dei conduttori esistenti;
- sostituzione dei tralicci esistenti;
- sostituzione delle apparecchiature elettromeccaniche presso i nodi di partenza ed arrivo dell’elettrodotto esistente.

Si precisa, inoltre, come in fase di VAS del Piano non sia possibile determinare univocamente la consistenza puntuale degli interventi di rimozione delle limitazioni, poiché tale indagine sarà portata a termine solo a valle della successiva fase di progettazione dei singoli interventi.

Nel caso in cui, a valle del progetto preliminare, venga stabilita la necessità di un intervento di sostituzione dei conduttori e tale intervento dovesse comportare un cambiamento della DPA tale da coinvolgere recettori sensibili, l’intervento di sviluppo seguirebbe l’opportuno percorso autorizzativo.

Analizzando il caso specifico riguardante la linea 132 kV “Tarvisio – Chiusaforte” (osservazione dell’ARPA Friuli Venezia Giulia), si esplicita che quest’ultima è stata oggetto di interventi di sostituzione dei conduttori vetusti con conduttori nuovi, ad alta temperatura e bassa freccia, i quali hanno reso possibile il ripristino delle prestazioni elettriche originarie della linea esistente.

Con particolare riferimento al tema “**Resilienza**” (esplicitamente trattato, per la prima volta, nel PdS 2017), va detto che l'intensificarsi di eventi metereologici estremi crea condizioni critiche per l'esercizio della rete, richiedendo interventi per il miglioramento della resilienza del Sistema - ovvero la capacità di preservare la propria funzionalità e/o di ripristinarla quanto più velocemente possibile.

Per resilienza di un sistema si intende la capacità di un sistema di resistere a sollecitazioni che superano i limiti di tenuta del sistema stesso (sicurezza funzionale) e di riportarsi nello stato di funzionamento normale, in tempi relativamente brevi, seppure con interventi provvisori (ripristino).

La Sicurezza funzionale è la capacità di un elemento, o sistema, di preservare il proprio funzionamento, qualora sottoposto all'azione di un evento severo (es. forte nevicata o esondazione) e si articola su tre livelli:

- ✓ sicurezza funzionale di impianto: dipende dallo standard di sicurezza con cui l'impianto è stato progettato (es. valori di carico applicati nella progettazione di una linea elettrica, etc.);
- ✓ sicurezza funzionale di sistema: dipende dall'architettura di rete complessiva (es. livello della magliatura della rete, doppia alimentazione, caratteristiche delle linee aeree o cavo, etc.);
- ✓ sicurezza non strutturale di sistema: dipende dalle procedure operative o sistemi installati nella rete elettrica, atti a prevenire in anticipo rispetto al manifestarsi di un evento severo, un danno funzionale agli impianti e/o alla rete stessa (es. sistemi e procedure per la prevenzione dal rischio di fuori servizio da evento meteo severo e per la messa in atto di azioni di mitigazione preventiva, allargamento e manutenzione delle zone di rispetto delle linee, introduzione di dispositivi antitorsionali per impedire la formazione di manicotti di ghiaccio sulle linee aeree, adozione di conduttori innovativi, procedure/aspetti di coordinamento risorse umane e tecniche adibite al monitoraggio, incremento della flessibilità e adattabilità del sistema, etc.).

Ciò premesso, le possibili strategie di intervento, volte a incrementare la resilienza di una rete elettrica, possono essere attuate attraverso soluzioni radicali e/o soluzioni di mitigazione.

Tra le soluzioni di mitigazione si citano, a titolo non esaustivo, le seguenti azioni funzionali:

- a) Installazione dispositivi antitorsionali:** tali dispositivi vengono utilizzati per aumentare la rigidità torsionale del conduttore su cui vengono installati, ostacolando la rotazione che è alla base della formazione e del consolidamento del manicotto di ghiaccio;
- b) Isolatori stabilizzatori di fase:** tali dispositivi mantengono l'isolamento fra fasi differenti e garantiscono il rispetto delle distanze di sicurezza anche in situazioni

dinamiche particolarmente critiche (ad es. repentino distacco dei sovraccarichi di neve e ghiaccio dai conduttori);

- c) *Installazione di gruppi de-icing in corrente continua:*** tale sistema (attualmente in fase di studio) si basa sul concetto di riscaldamento dei conduttori nelle ore di minor carico, mediante l'iniezione di corrente continua sulla fase con maggior sovraccarico meccanico;
- d) *Installazione di carichi zavorra:*** tale sistema, in analogia col precedente, mira a prevenire o rimuovere la formazione del manicotto di ghiaccio, mediante riscaldamento del conduttore in seguito all'installazione di apposite reattanze in nodi di rete esistenti;
- e) *Motorizzazione e teleconduzione degli organi di manovra su sostegno:*** tale azione viene applicata nei casi di linee a tre o più estremi, dotate di organi di manovra manuali e consente di abbattere i tempi di sezionamento della porzione guasta e ridurre l'entità delle disalimentazioni degli utenti AT e delle Cabine Primarie connesse;
- f) *Metodi per prevenire la formazione di sovraccarichi meccanici sui conduttori:*** azioni in fase di studio/sperimentazione, basate sull'utilizzo di vernici idrofobiche sia sul conduttore di potenza, che sulle funi di guardia, per diminuire l'accumulo di neve bagnata e quindi il verificarsi del manicotto di ghiaccio che ne causa la rottura.

Passando dal livello di Piano a quello dei singoli interventi/progetti, attraverso l'esperienza maturata nel corso degli ultimi dieci anni, Terna ha potuto apprezzare come in fase attuativa e, più nello specifico, nella fase di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) di nuovi impianti, l'attuazione di interventi finalizzati alla riduzione dell'esposizione alle tipologie di rischio individuate dai Piani di bacino, nonché l'incremento delle condizioni di resilienza degli impianti interessati, vengono perseguiti attraverso l'individuazione, di concerto con le stesse Autorità di bacino, di interventi tipologici quali:

- apposite indagini per definire in dettaglio i modelli geologici, geotecnici e sismici, al fine di verificare la stabilità dei versanti ante e post operam;
- apposite indagini geologiche e idrogeologiche di dettaglio con profili stratigrafici;
- definizione, laddove necessario, di interventi di stabilizzazione dei pendii, facendo ricorso anche a tecniche di ingegneria naturalistica;
- progettazione di idonee strutture fondali;
- individuazione di soluzioni tecniche, per evitare qualsiasi squilibrio dell'assetto idrogeologico degli ambiti interessati.

Terna, per mezzo di un costante monitoraggio delle condizioni di sicurezza della propria rete, può ravvisare la necessità di attuare gli interventi sopraelencati anche su impianti esistenti.

Tali interventi, in questi casi, vengono individuati ed attuati a prescindere dalla messa in opera di funzionalizzazioni individuate nel Piano di Sviluppo.

9 APPROFONDIMENTI SUL MONITORAGGIO

(con riferimento alle osservazioni n. 14b, 14e del MATTM)

Per quanto concerne il monitoraggio VAS dei Piani, ed in particolare il tema della verifica del raggiungimento degli obiettivi ambientali assunti in fase di pianificazione, tra le differenti tipologie di monitoraggio che saranno implementate e di cui se ne darà conto nei Rapporti di monitoraggio (RM), si richiama quella relativa al cosiddetto "monitoraggio ambientale PdS specifico"; tale monitoraggio si basa su una metodologia che, attraverso la stima di opportuni indicatori, permette in primo luogo di verificare il contributo sugli effetti ambientali (anche potenziali) derivanti dall'attuazione dell'intervento/azione di sviluppo rete, nonché di monitorare il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale.

Come primo step alla base di una corretta metodologia per il monitoraggio ambientale è stato posto quello di individuare un set di indicatori di contributo (I_{CR}) e di indicatori di contesto (I_{CE}).

Nell'ottica della definizione dello stato del territorio e del contributo derivante dall'attuazione di un intervento/azione di sviluppo, è possibile individuare sia gli indicatori di contesto all'interno dell'area degli effetti potenziali (I_{CE}), sia gli indicatori di contributo nella medesima area (I_{CR}).

In particolare:

- l'indicatore di contesto (I_{CE}) definisce lo stato di fatto nell'area di studio. Ad esempio, le aree SIC, ZPS, ecc. presenti nell'area di studio (in km²);
- l'indicatore di contributo (I_{CR}) monitora il contributo agli effetti che l'attuazione del piano fornisce. Un esempio è possibile declinarlo attraverso l'analisi dell'obiettivo "Garantire la stabilità delle funzioni ecosistemiche naturali, evitando alterazioni della biodiversità e la perdita di connettività naturale tra gli habitat".

In questo caso vi è l'obiettivo della tutela delle aree quali parchi, riserve naturali, SIC, ZPS, ecc. L'indicatore di contributo, pertanto, sarà la superficie di tali aree (in km²) preservata (ossia non interessata dagli interventi/azioni di piano) all'interno dell'area di studio¹ definita in fase di pianificazione.

¹ Tale area di studio è stata assunta in fase di pianificazione come l'area degli effetti potenziali (ossia l'area massima in cui si potrebbero esplicitare effetti) e pertanto viene lasciata invariata in tutto il processo di monitoraggio.

Tale monitoraggio è quindi in grado di fornire una stima degli effetti, a livello di Piano, che l'attuazione degli interventi/azioni previsti dal piano stesso avrà, in relazione al contesto. Inoltre, fornisce un valore espresso in un'unità di misura definita (es. km², n., ecc.) e non più solamente come valore adimensionale, per tutti gli indicatori proposti (di processo, di contributo e di contesto).

Come indicato precedentemente, gli indicatori di contesto I_{CE} permettono di "fotografare" lo stato dell'ambiente in un determinato momento, mentre gli indicatori di contributo I_{CR} ne rappresentano la variazione legata ad un intervento/azione, cioè permettono di apprezzare la variazione del contesto ambientale provocata dall'intervento/azione di piano.

L'identificazione di entrambe le tipologie di indicatori nasce dall'analisi delle catene causa - effetto sullo stato dell'ambiente, sui cui agiscono gli interventi/azioni di piano.

Al fine di monitorare il raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale si farà riferimento al set di indicatori di sostenibilità territoriale – Ist.

Inoltre, al fine di fornire un quadro completo che possa garantire la verifica del raggiungimento degli obiettivi generali e specifici definiti nello strumento di piano, e non solo in riferimento ai singoli interventi, verranno forniti - nell'ambito del Rapporto di monitoraggio - i risultati ottenuti mediante l'aggregazione degli indicatori a differenti livelli, in particolare per:

- estensione territoriale,
- tipologia di azione,
- stato di attuazione.

Per quanto concerne l'aggregazione per estensione territoriale, saranno effettuati i monitoraggi ambientali per ciascuno dei seguenti riferimenti territoriali: nazionale, di Area Vasta, regionale.

Per la verifica del raggiungimento degli obiettivi riferita alle tipologie di azione, sarà effettuata l'aggregazione degli indicatori secondo i tre differenti tipologici in cui sono suddivise le azioni operative, che consistono in:

- nuove infrastrutturazioni,
- funzionalizzazioni,
- demolizioni.

Infine, sarà presa in considerazione anche la "fase" degli interventi/azioni monitorati, così come previsto nel monitoraggio di avanzamento: gli indicatori saranno misurati cumulando le informazioni riferite allo stato di attuazione degli interventi.

Si evidenzia che l'influenza sull'area di studio nel monitoraggio (a differenza di quanto visto per la pianificazione) è in stretta relazione con la fase procedurale in cui l'intervento/azione stesso si trova: saranno quindi considerate aree di studio differenti, a seconda che l'intervento/azione sia in fase di pianificazione, concertazione, autorizzazione, o realizzazione, e queste saranno rapportate

all'area di studio definita in fase di pianificazione che, come già accennato, è considerata immutata nel tempo.

Con riferimento al monitoraggio e, in particolare, all'osservazione formulata da ARPA Toscana e Regione Toscana in merito all'indicatore **Ist20** – *Limitazione della esposizione ai CEM*, si riscontra quanto segue. Il processo storico che ha visto dapprima la nascita della rete elettrica a livello locale e, successivamente, l'unificazione in rete elettrica nazionale, ha determinato la presenza sul territorio dei due livelli di tensione: 132kV e 150kV. Il primo (132kV) è caratteristico dell'area geografica del centro nord Italia, il secondo (150kV) del centro sud. Tuttavia, i due livelli di tensione sono equivalenti e parimenti trattati dal punto di vista tecnico e normativo. Infatti, la norma CEI 11-60 prevede il medesimo valore di portata in corrente che, per un elettrodotto 132-150 kV in zona A con conduttore singolo 31.5 mm, è di 870 A. Essendo la DPA una distanza determinata dal campo magnetico, ed essendo quest'ultimo legato direttamente al valore di corrente, ecco che i valori di DPA da considerare per i due livelli di tensione sono i medesimi.

Con particolare riferimento al livello di tensione 132-150kV, si chiarisce che il valore di fascia già indicato per ciascuna possibile configurazione di elettrodotto (doppia terna non ottimizzata, doppia terna ottimizzata e singola terna) ha un'ampiezza tale per cui la DPA coincide o ricade al più all'interno della fascia indicata, rispettando quindi quanto previsto dalla normativa vigente.

Per ragioni di omogeneità con gli altri livelli di tensione, nel prossimo Rapporto ambientale saranno arrotondati i valori di fascia indicati per il 150 kV: da 31.5 a 32 m (doppia terna non ottimizzata) e da 19.5 a 20 m (doppia terna ottimizzata). Inoltre, nella medesima scheda relativa all'indicatore Ist20, sarà esplicitata la dicitura "Per il 132-150 kV", in virtù di quanto sopra esposto in merito al fatto che i due livelli di tensione sono equivalenti e parimenti trattati dal punto di vista tecnico e normativo.

10 LO STATO DI AVANZAMENTO DEI PIANI

(con riferimento alle osservazioni n. 4b, 9 del MATTM)

Al fine di fornire un riferimento di partenza per la pianificazione della RTN, nel presente capitolo si fornisce un quadro dettagliato sullo stato di avanzamento delle principali opere degli interventi di sviluppo della RTN, previsti nei Piani precedenti a quelli oggetto del presente RA, aggiornato al 31 dicembre 2016.

In particolare è indicato lo stato di avanzamento per tutte le opere principali, di cui si compongono gli interventi di sviluppo con costo di investimento stimato pari o superiore a 25 milioni di euro²; in coerenza con quanto contenuto nella Delibera 627/2016/R/EEL dell’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI), del 4 novembre 2016.

Nella Tabella 10-1 è riportato per ciascuna opera, come detto, lo stato di avanzamento al 31 dicembre 2016, ovvero:

- opera ultimata, con indicazione dell’anno in cui si è conclusa;
- opera in realizzazione, con indicato l’anno di avvio della realizzazione;
- opera in autorizzazione, con indicato l’anno in cui è stato avviato l’iter autorizzativo.

La Tabella 10-2 si riferisce invece ai principali interventi che, al 31 dicembre 2016, risultano essere in fase di concertazione.

² Per gli schemi di Piano successivi al 2017, almeno a tutti gli interventi di sviluppo con costo di investimento stimato pari o superiore a 15 milioni di euro. La Delibera 627/2016/R/EEL prevede che, a decorrere dallo schema di Piano 2017, il gestore del sistema di trasmissione applichi i requisiti minimi della metodologia di analisi costi benefici come declinata dall’Allegato A della medesima Delibera, almeno a tutti gli interventi di sviluppo della rete con costo di investimento stimato pari o superiore a 25 milioni di euro e, per gli schemi di Piano successivi, almeno a tutti gli interventi di sviluppo con costo di investimento stimato pari o superiore a 15 milioni di euro.

Intervento		Opere principali	Stato di avanzamento		
ID	Cod. Denominazione				
1	3-P	Interconnessione Italia Francia	SE conversione Piossasco	In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2015
			SE 380 kV Piossasco	Ultimata	Ultimata nel 2013
			Grande'lle – Piossasco	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2009
2	6-P	Razionalizzazione rete 220 e 132 kV Provincia di Torino	Nuova stazione 220 kV Gerbido	Ultimata	Ultimata nel 2011
			Elettrodotto Gurgliasco - Gerbido e T.981 Gerbido – Salvemini"	Ultimata	Ultimata nel 2011
			Elettrodotto 220 kV Salvemini - TO Ovest	Ultimata	Ultimata nel 2011
			Stazione 220 kV Salvemini	Ultimata	Ultimata nel 2011
			Elettrodotto 220 Kv Sangone-TO Sud	Ultimata	Ultimata nel 2010
			Elettrodotto 220 kV Sangone - Salvemini	Ultimata	Ultimata nel 2011
			Stazione 220 kV Pellerina	Ultimata	Ultimata nel 2012
			Elettrodotto 220 kV in cavo Pellerina- Levanna	Ultimata	Ultimata nel 2012
			Elettrodotto 220 kV TO Ovest – Pellerina	Ultimata	Ultimata nel 2012
			Elettrodotto 220 kV Pianezza - Pellerina	Ultimata	Ultimata nel 2015
			Elettrodotto 220 kV Pellerina – Martinetto	Ultimata	Ultimata nel 2012
			Elettrodotto 220 kV Pellerina - Politecnico	Ultimata	Ultimata nel 2014
			Elettrodotto 220 kV Martinetto - Levanna	Ultimata	Ultimata nel 2014
			Elettrodotto 220 kV Stura - TO Centro	Ultimata	Ultimata nel 2013
			Stazione 220 kV Politecnico	Ultimata	Ultimata nel 2014
			Elettrodotto 220 kV TO Centro - Politecnico	Ultimata	Ultimata nel 2014
Elettrodotto 220 kV Politecnico - TO Sud	Ultimata	Ultimata nel 2014			
Stazione 220 kV di Grugliasco	Ultimata	Ultimata nel 2011			
Raccordi 132 kV alla CP Lucento	Ultimata	Ultimata nel 2012			
3	8-P	Rimozione limitazioni rete 380 kV Area Nord Ovest	Rondissone - Trino	In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2016
			Lacchiarella - Chignolo Po	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2016
			Vignole - La Spezia	Ultimata	Ultimata nel 2015
			Vignole - Vado	-	-
4	10-P	Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di	Elettrodotto 132 kV Genova T - Quadrivio	Ultimata	Ultimata nel 2010
			Elettrodotto 132 kV Genova T Canevari	Ultimata	Ultimata nel 2011

Intervento		Opere principali	Stato di avanzamento		
ID	Cod. Denominazione				
		Genova (Ex Razionalizzazione 132 kV Genova)	Elettrodotto 132 kV Genova T – Iren	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2015
			Nuovo collegamento in cavo 132 kV Genova T - Erzelli	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2015
			Elettrodotto 132 kV Molassana – Canevari	-	-
			Elettrodotto 132 kV Molassana - Borgoratti	-	-
			SE Erzelli, potenziamento trasformazioni	-	-
5	104-P	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia	Elettrodotto 380 kV Cassano-Chiari	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2014
6	115-P	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e Stazione 220 kV Musocco	Potenziamento cavo 220 kV "Ricev. Ovest – Gadio	-	-
			Potenziamento cavo 220 kV "Ricev. Nord - Gadio	In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2016
			Potenziamento cavo 220 kV "P.ta Volta - P.ta Venezia	In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2014
			Potenziamento elettrodotto 220 kV Ospiate- Torretta	-	-
			Ampliamento e potenziamento delle SE Ricevitrici Nord e Gadio e potenziamento della SE Ricevitrici Sud	-	-
7	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	SE 220 Kv Agnosine e raccordi	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2012
			SE 132 kV di Ponte Caffaro, collegamenti alla RTN e opere connesse	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2015
8	126-P	Stazione 380 kV Magenta	Nuova sezione 380 kV e ATR 380/220 kV presso la SE 220 kV Magenta E Raccordi 380 kV alla linea "Turbigo – Baggio"	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2016
9	127-P	Stazione 380 kV Mese	SE 380 kV Mese e raccordi	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2014
10	203-P	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	Elettrodotto 380 kV Dolo - Camin	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2016
			Elettrodotto 220 kV Fusina – Stazione IV	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2016
			Elettrodotto 220 kV Fusina – Stazione V	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2016
			Elettrodotto 220 kV Fusina – Malcontenta	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2016
			Stazione 380/220/132 kV Fusina	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2016
			Stazione 220 kV Malcontenta	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2016
			Rimozione limitazioni rete 380 kV, 220 kV e 132 kV	-	-
			Rimozione limitazioni Cabine Primarie	-	-
			Adeguamenti stazioni 220 kV esistenti	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2016

Intervento		Opere principali	Stato di avanzamento	
ID	Cod. Denominazione			
		Elettrodotto 132 kV Fusina - Sacca Fisola	In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2013
		Elettrodotto 132 kV Cavallino - Sacca Serenella	In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2013
11	204-P	Elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia Austria	Elettrodotto 380 kV Lienz (AT) –Nuova SE (IT)	-
			Nuova SE (IT)	-
			Rimozione limitazioni rete 220 kV esistente	-
12	206-P	Stazione 380 kV Volpago	Nuova stazione 380/220/132 kV Volpago	-
			Rimozione limitazioni 220 kV Soverzene - Scorzè	-
			Rimozione limitazioni rete 132 kV tra Polpet e Volpago	-
			Rimozione limitazioni Cabine Primarie	-
			Sezionamenti selettivi S.Benedetto	-
13	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest Redipuglia	Nuovo elettrodotto 380 kV Udine O. – Udine S. – Redipuglia ed opere connesse	In realizzazione
			Stazione 380 kV Redipuglia	Ultimata
			Stazione 380 kV Udine Ovest	Ultimata
			Stazione 380/220 kV Udine Sud	In realizzazione
			Elettrodotto 220 kV Udine Sud – Safau	In autorizzazione
			Rimozione limitazioni rete 380 e 220 kV interconnessa alla Slovenia	-
14	213-S	SE Pordenone	Stazione 380/220/132 kV Pordenone e raccordi	-
			Rimozione limitazioni 220 kV Pordenone - Somplago	-
15	215-P	Riassetto rete alto Bellunese	Nuova stazione 220/132 kV	-
			Elettrodotto 132 kV Somprade - Zuel	-
			Elettrodotto 132 kV Corvara - Zuel	-
			Rimozione limitazioni rete 132 kV	-
			Rimozione limitazioni 132 kV Brunico - Dobbiaco	Ultimata
			Sezionamenti selettivi CP Campolongo	-
16	216-P	Razionalizzazione rete Media Valle del Piave	Nuova stazione 220/132 kV Polpet	In autorizzazione
			Elettrodotto 132 kV Desedan - Polpet	In autorizzazione
			Elettrodotto 132 kV Forno di Zoldo – Polpet – der. Desedan	In autorizzazione

Intervento		Opere principali	Stato di avanzamento	
ID	Cod. Denominazione			
		Stazione 132 kV Gardona	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2011
		Elettrodotto 132 kV Pelos – Gardona – Desedan - Polpet	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2011
		Raccordi 132 kV alla stazione di Polpet degli elettrodotti 132 kV Polpet – Nove, Polpet – La Secca e Polpet - Belluno	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2011
		Raccordi 132 kV alla CP Belluno	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2011
		Rimozione limitazioni rete 132 kV	-	-
		Rimozione limitazioni rete 220 kV	-	-
17	222-P	Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	-	-
		Adeguamento impianto 220 kV Maso Pill	-	-
		Adeguamento impianto 220 kV Bolzano	-	-
18	224-P	Potenziamento rete AT a Nord di Schio	In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2016
		Elettrodotto 132 kV –Schio - Arsiero	-	-
		Elettrodotto 132 kV Arsiero - Caldonazzo	-	-
		Rimozione limitazioni rete 132 kV	-	-
		Rimozione limitazioni 132 kV Schio – Carpané - Arsié	Ultimata	Ultimata nel 2016
19	227-P	Stazione 380 kV in Provincia di Treviso (Vedelago)	-	-
		Nuova stazione 380/132 kV Vedelago	-	-
		Rimozione limitazioni rete 132 kV	-	-
		Rimozione limitazioni 132 kV Vellai - Caerano - Istrana - Scorzè	In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2015
		Rimozione limitazioni 132 kV Dolo – Dolo CP - Scorzè	In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2015
		Sezionamenti selettivi CP Costalunga	-	-
20	236-P	Stazione 220 kV Cardano	In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2015
		Stazione 220 kV Cardano e raccordi 132 kV	In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2015
		Riassetto rete 132 kV P. Gardena	Ultimata	Ultimata nel 2015
		Rimozioni limitazioni rete 132 kV	-	-
21	237-P	Stazione 220 kV Schio	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2013
		Stazione 220/132 kV	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2013
		Elettrodotto 132 kV Villaverla – Schio ZI e riassetto rete associato	-	-
22	301-P	Sviluppo interconnessione Sardegna Corsica	-	-
		Interconnessione HVDC Sardegna – Corsica - Italia	-	-

ID	Cod.	Intervento Denominazione	Opere principali	Stato di avanzamento	
		Italia			
23	302-P	Elettrodotto 380 kV Colunga Calenzano	Elettrodotto 380 kV Calenzano - S.B.Querceto - Colunga Stazione 380 kV S.B.Querceto Stazione 380 kV Calenzano Stazione 380 kV Colunga Nuova stazione 132 kV Sezionamenti selettivi Vaiano Sezionamenti selettivi Roncobilaccio Sezionamenti selettivi Monte Carpinaccio Sezionamenti selettivi Roncobilaccio	In autorizzazione - - - - - - - -	Avvio autorizzazione nel 2009 - - - - - - - -
24	305-P	Rete AT di Arezzo	Stazione 220 kV Arezzo C Elettrodotto 132 kV S.Barbara – Montevarchi – Levane – La Penna – Arezzo C Elettrodotto 132 kV Arezzo C – Arezzo A Elettrodotto 132 kV Arezzo C – Arezzo B	Ultimata - - -	Ultimata nel 2015 - - -
25	306-P	Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca	Stazione 380/132 kV area di Lucca Rimozione limitazioni rete 132 kV	In autorizzazione -	Avvio autorizzazione nel 2014 -
26	308-P	Riassetto rete area Livorno	Stazione 380 kV Marginone Nuova stazione 132 kV Collesalveti Elettrodotto 132 kV Guasticce - Cascina	In realizzazione In autorizzazione In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2014 Avvio autorizzazione nel 2015 Avvio realizzazione nel 2014
27	309-P	Elettrodotto 132 kV Elba Continente	Elettrodotto 132 kV Colmata - Portoferraio Elettrodotto 132 kV S.Giuseppe – P.Cotone Elettrodotto 132 kV Portoferraio – S.Giuseppe Stazione 380 kV Suvereto Raccordi 132 kV Populonia	In autorizzazione - In realizzazione Ultimata	Avvio autorizzazione nel 2010 - Avvio realizzazione nel 2009 Ultimata nel 2016
28	317-P	Rete metropolitana di Firenze	Elettrodotto 132 kV Faentina – Pontassieve – der. Varlungo Elettrodotto 132 kV Calenzano – Sesto F. - Faentina Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze – M.Croci Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze P.Ema	Ultimata - Ultimata Ultimata	Ultimata nel 2014 - Ultimata nel 2014 Ultimata nel 2014

Intervento		Opere principali	Stato di avanzamento		
ID	Cod. Denominazione				
		Elettrodotto 132 kV Peretola - Sodo	Ultimata	Ultimata nel 2015	
		Elettrodotto 132 kV Rifredi - Cascine	-	-	
		Elettrodotto 132 kV Casellina - Cascine	-	-	
		Elettrodotto 132 kV Casellina SLGreve	-	-	
		Elettrodotto 132 kV Tavarnuzze - SLGreve	-	-	
		Elettrodotto 132 kV SLGreve - Peretola	-	-	
		Rimozione limitazioni rete 132 kV	-	-	
		Sezionamenti selettivi	-	-	
29	319-P	Anello 132 kV Riccione Rimini	Elettrodotto 132 kV S.Martino in XX – Riccione	-	-
			Elettrodotto 132 kV S.Martino in XX – Rimini Condotti	-	-
			Nuovo smistamento 132 kV	-	-
			Riassetto rete 132 kV	-	-
30	321-P	Rete area Forlì/Cesena	Elettrodotti 132 kV fra gli impianti di Forlì VO e Gambettola/S.Martino in XX/Rimini N.	-	-
			Interventi di rimagliatura reti	-	-
31	323-P	Rete AT area di Modena	Nuovo elettrodotto 132 kV Modena Nord – Modena Est - Modena Crocetta	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2011
			Elettrodotto 132 kV S.Damaso – Modena Crocetta	-	-
			Adeguamento/ampliamento CP	-	-
			Elettrodotto 132 kV Rubiera - Sassuolo	-	-
			Elettrodotto 132 kV Sassuolo - Pavullo	-	-
32	401-P	Interconnessione HVDC Italia Montenegro	HVDC Italia - Montenegro	In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2011
			SE conversione Cepagatti	In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2013
			Ampliamento SE 380 kV Villanova	Ultimata	Ultimata nel 2014
			Raccordi 380 kV "SE conversione – SE Villanova"	Ultimata	Ultimata nel 2015
			SE conversione Kotor	In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2014
33	402-P	Elettrodotto 380 kV Foggia Villanova	Nuovo el. 380 kV "Villanova – Gissi"	Ultimata	Ultimata nel 2016
			Ampliamento SE 380 kV Villanova	Ultimata	Ultimata nel 2014
			Installazione PST SE Villanova	Ultimata	Ultimata nel 2012

ID	Cod.	Intervento Denominazione	Opere principali	Stato di avanzamento	
			Nuovo el. 380 kV "Foggia – Larino – Gissi"	-	-
34	403-P	Rete AAT/AT medio Adriatico	Riassetto tra la SE di Candia e la CP di Fossombrone	-	-
			Nuovo el. 132 kV "Acquara – Porta Potenza Picena"	-	-
			Rimozione limitazioni el. 132 kV "Visso – Belforte"	Ultimata	Ultimata nel 2016
35	404-P	Riassetto area metropolitana di Roma	El. 220 kV "Roma Nord – Tiburtina"	Ultimata	Ultimata nel 2015
			El. 220 kV autorizzativo. "Tiburtina – Piazza Dante"	Ultimata	Ultimata nel 2015
			El. 150 kV "Roma Sud - Laurentina 1" e "Roma Sud - Laurentina 2 - cd Vitinia/Valleranello"	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2012
			El. 150 kV "Flaminia – Laurentina"	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2011
			Elettrodotto 150 kV "Roma N. – Monterotondo"	In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2016
			Riassetto "Quadrante Nord-Ovest"	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2011
			Riassetto "Quadrante Sud-Ovest"	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2011
			El. 220 kV "Piazza Dante – S. Paolo – Castel di Leva"	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2011
			SE 220 kV Castel di Leva e raccordi alla linea 220 kV San Paolo-Roma Sud	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2012
36	420-P	Riassetto rete Teramo Pescara	Reattanza 258 MVar SE Teramo	Ultimata	Ultimata nel 2014
			Ampliamento SE Teramo e raccordi 380/150 kV	-	-
			Rimozione limitazioni el. 132 kV "Montesilvano All. – S. Donato All."	In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2015
			Rimozione limitazioni CP S. Giovanni Teatino	-	-
37	421-P	Razionalizzazione rete AT in Umbria	El. 132 kV "Cappuccini – Camerino" e variante el. "Cappuccini – Preci"	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2012
			El. 132 kV "Villavalle – Spoleto"	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2015
			Passaggio di tensione di esercizio da 120 a 132 kV.	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2016
38	432-P	Rimozione limitazioni sezione Centro Sud - Centro Nord	Elettrodotto 220 kV S.Barbara -Villavalle	-	-
			Stazione 380 kV S.Barbara	-	-
39	504-P	Riassetto rete AT penisola Sorrentina	Collegamento in e – e della CP Sorrento	Ultimata	Ultimata nel 2015
			Nuova SE 220/150 kV di Scafati e raccordi.	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2012

Intervento		Opere principali	Stato di avanzamento		
ID	Cod. Denominazione				
		Nuova SE 150 kV Sorrento	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2012	
		Nuova SE 380/220/150 kV in entra – esce alla linea a 380 kV Montecorvino – S. Sofia	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2013	
		Nuovo collegamento 150 kV "Sorrento – Vico Equense – Agerola – Lettere"	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2013	
		Connessione CP Mercatello a esistente el. 150 kV "Lettere – Montecorvino"	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2015	
		Rimozione limitazioni el. 150 kV "Lettere – Scafati"	Ultimata	Ultimata nel 2013	
		Rimozione limitazioni el. 220 kV "Nocera – Salerno N." e "Nocera – S. Valentino"	Ultimata	Ultimata nel 2014	
40	505-P	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile: rinforzi rete AAT e AT nell'area tra Foggia e Benevento	Nuova SE 380/150 kV Bisaccia in e-e alla linea 380 kV Matera – S. Sofia"	Ultimata	Ultimata nel 2010
		Nuova SE 380/150 kV Deliceto in e-e alla linea a 380 kV "Foggia – Candela"	Ultimata	Ultimata nel 2011	
		Nuova SE 380/150 kV Troia in e-e alla linea a 380 kV "Foggia – Benevento II"	Ultimata	Ultimata nel 2011	
		Nuovo el. 380 kV "Deliceto - Bisaccia"	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2012	
		PST SE Bisaccia	-	-	
		ATR 380/150 kV SE Bisaccia	-	-	
		Nuovo el. 150 kV "SE Troia-Celle San Vito.	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2010	
		Nuovo el. 150 kV "Troia – Roseto"	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2011	
		Nuovo el. 150 kV "SE Troia – SE Troia/Eos1 – Troia CP"	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2012	
41	506-P	Elettrodotto 380 kV Montecorvino Avellino Nord Benevento II	SE 380/150 kV di Avellino Nord e raccordi	Ultimata	Ultimata nel 2014
			Nuovo el. 380 kV "Montecorvino – Avellino N"	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2010
42	509-P	Riassetto rete nord Calabria	Nuova SE 380 kV di Aliano e relativi raccordi	Ultimata	Ultimata nel 2012
			Elettrodotto 380 kV Feroleto- Maida	Ultimata	Ultimata nel 2013
			Declassamento a 150 kV della direttrice "Rotonda – Pistici –	Ultimata	Ultimata nel 2014

Intervento		Opere principali	Stato di avanzamento	
ID	Cod. Denominazione			
		Taranto N. – Villa Castelli – Brindisi Pignicelle”		
		Nuovo el. In cavo 150 kV “Laino – Rotonda”	Ultimata	Ultimata nel 2015
		Adeguamento 150 kV SE Rotonda	In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2013
		Ottemperanza prescrizione 2 DEC VIA n. 3062 del 19/06/1998 relativo a elettrodotto in DT a 380 kV Laino - Rizziconi	-	-
		Revisione prescrizione 1 del DEC VIA n. 3062 del 19/06/1998 relativo a elettrodotto in DT a 380 kV Laino - Rizziconi	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2009
		Razionalizzazione area di Castrovillari	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2011
		Variante in cavo 150 kV “CP Feroletto – Soveria Mannelli”	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2014
		Elettrodotto 380 kV “Laino – Altomonte”	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2010
43	511-P	Stazione 380 kV S. Sofia		
		Reattore SE 380 kV S. Sofia	Ultimata	Ultimata nel 2012
		Nuovo el. 150 kV “CP Saint Gobain – CP Caserta Sud”	Ultimata	Ultimata nel 2016
		Nuovo el. 150 kV “CP Saint Gobain - SE S. Sofia”	-	-
		Raccordi della SE S. Sofia alla linea 150 kV “Fratta - S. Giuseppe 2”	-	-
		Ricostruzione tratti di elettrodotti a 150 kV	-	-
44	512-P	Stazione 380 150 kV di Palo del Colle		
		Nuova sezione a 150 kV SE Palo del Colle, ATR 380/150 kV e raccordi 150 kV Modugno – Bitonto	In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2014
		El. 150 kV in cavo “Palo del Colle - Bari Termica”	In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2014
		Ampliamento sezione 150 kV SE Bari Termica	In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2016
		Ricostruzione elettrodotto 150 kV “Corato - Bari Termica”	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2009
		Raccordi 150 kV della SE Palo del Colle alle linee “Bari Industriale 2 – Corato”	-	-
		Rimozione limitazioni su el. 150 kV in uscita dalla SE Bari Ovest	-	-
45	514-P	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli		
		Nuovo el. 220 kV “Fratta - Starza Grande” del collegamento 220 kV in cavo “Fratta – Secondigliano”	Ultimata	Ultimata nel 2011
		El. 220 kV in cavo “Fratta - Casoria”	Ultimata	Ultimata nel 2012
		Nuovo ATR 380/220 kV SE S. Maria C.V	Ultimata	Ultimata nel 2013

Intervento		Opere principali	Stato di avanzamento		
ID	Cod. Denominazione				
		Reattanza 180 MVar SE 220 kV Castelluccia	Ultimata	Ultimata nel 2014	
		Nuovo el. 150 kV "Fratta- Gricignano"	Ultimata	Ultimata nel 2015	
		Nuovo el. 220 kV "Acerra – Casalnuovo"	Ultimata	Ultimata nel 2015	
		Nuovo el. 220 kV "Poggioreale – Secondigliano"	In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2014	
		Nuovo el. 220 kV "Napoli Dir. – Castelluccia"	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2010	
		Nuovo el. 220 kV "Napoli Dir. - Napoli Levante"	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2010	
		Nuova SE 220/150 kV Fuorigrotta e raccordi	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2012	
		Raccordo a SE 220 kV Castelluccia della linea 220 kV "Casoria – Napoli Levante"	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2015	
		Reattanza 180 MVar SE 220 kV Patria	Ultimata	Ultimata nel 2016	
46	516-P	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	Nuovo el. in cavo 150 kV "CP Cuma – Patria SE"	Ultimata	Ultimata nel 2013
			Nuovo el. in cavo marino 150 kV "Nuova SE Capri – CP Torre entro"	-	-
			Nuova SE 150 kV Capri	-	-
47	536-P	Interconnessione 150 kV Isola di Ischia	Collegamento Ischia – Continente	-	-
			Nuova SE 150 kV Ischia	-	-
48	602-P	Elettrodotto 380 kV "Chiaramonte Gulfi Ciminna"	Elettrodotto d.t. 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Ciminna"	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2012
			Ampliamento SE 380 kV Chiaramonte Gulfi	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2012
			Ampliamento SE 380 kV Ciminna	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2012
49	603-P	Elettrodotto 380 kV Paternò Pantano Priolo	Elettrodotto 380 kV "Paternò-Pantano - Priolo"	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2011
			Stazione 380 kV Pantano	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2011
			Ampliamento SE 380 kV Paternò	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2011
			Raccordi el. 150 kV "CP Pantano d'Archi - CP Zia Lisa" in e-e alla SE Pantano	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2011
			Raccordo el. 150 kV "SE Pantano d'Archi - CP Catania ZI"	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2011
			Nuovi El. 380 kV "Melilli - Priolo"	In realizzazione	Avvio realizzazione nel 2011
			Ampliamento SE 380 kV Priolo	Ultimata	Ultimata nel 2015
			Ampliamento SE 380 kV Melilli	In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2009
50	604-P	Elettrodotto 380 kV	Nuova SE 380/220/150 kV a sud-ovest di Sorgente (Sorgente	-	-

ID	Cod.	Intervento Denominazione	Opere principali	Stato di avanzamento	
		Assoro Sorgente 2 Villafranca	2) e raccordi Nuova SE 380/150 kV nel comune di Assoro e raccordi Nuovo el. 380 kV "Assoro – Sorgente 2- Villafranca"	-	-
51	608-P	Riassetto area metropolitana di Palermo	Raccordi alla SE 150 kV Casuzze el. 150 kV "Ciminna – Mulini" Nuova sez. 150 kV GIS SE Casuzze e riassetto nodo 150 kV Collegamento a 150 kV "Cusmano – Cappuccini" Nuovo el. 150 kV "CP Pallavicino- CP Tommaso Natale" Rimozione delle limitazioni della capacità di trasporto sulle direttrici 150 kV tra "Caracoli e Casuzze" Rimozione delle limitazioni della capacità di trasporto sulle direttrici 150 kV tra "Bellolampo e Casuzze" Installazione batteria di condensatori da 54 MVAR presso SE 220 kV Bellolampo	In realizzazione In realizzazione Ultimata Ultimata In realizzazione - Ultimata	Avvio realizzazione nel 2016 Avvio realizzazione nel 2014 Ultimata nel 2014 Ultimata nel 2016 Avvio realizzazione nel 2014 - Ultimata nel 2015
52	612-P	Interventi sulla rete AT nell'area a nord di Catania	Rimozione limitazioni sugli elettrodotti 150 kV compresi tra SE Sorgente e Misterbianco; Nuovo el. 150 kV "S. Giovanni Galermo – Viagrande/Acicastello"	Ultimata -	Ultimata nel 2015 -
53	616-P	Stazione 380 kV Vizzini (ex SE 380 kV Mineo)	Nuova SE 380/150 kV Vizzini e raccordi 380 kV Raccordi 150 kV alla SE 380/150 kV Vizzini El. 150 kV "CP Mineo – SE Vizzini" El. 150 kV "SE Vizzini - SE Licodia Eubea"	In autorizzazione In autorizzazione In autorizzazione In autorizzazione	Avvio autorizzazione nel 2013 Avvio autorizzazione nel 2014 Avvio autorizzazione nel 2014 Avvio autorizzazione nel 2014
54	707-P	Elettrodotto 150 kV SE S.Teresa Buddusò	Nuova stazione RTN in adiacenza alla CP S.Teresa Nuovo elettrodotto 150 kV S. Teresa – Tempio – Buddusò e le stazioni 150 kV di Tempio e di Buddusò con i relativi raccordi	In realizzazione In autorizzazione	Avvio realizzazione nel 2016 Avvio autorizzazione nel 2014

Tabella 10-1 Stato avanzamento opere principali degli interventi dei PdS precedenti

Interventi di sviluppo in fase di concertazione	
227-P	Stazione 380 kV in Provincia di Treviso (Vedelago)
206-P	Stazione 380 kV Volpago
215-P	Riassetto Alto Bellunese
319-P	Anello 132 kV Riccione – Rimini
337-P	Rete 132 kV tra Romagna e Toscana
320-P	Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia
420-P	Riassetto rete Teramo - Pescara
506-P	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II (tratto Avellino Nord - Benevento II)
604-P/619-P	Elettrodotto 380 kV Assoro - Sorgente 2 – Villafranca
708-P	Nuovo elettrodotto 150 kV Selargius – Goni

Tabella 10-2 Elenco interventi dei PdS precedenti in fase di concertazione al 31/12/2016

Ulteriori elementi di approfondimento sullo stato di avanzamento degli interventi, pianificati da Terna nei PdS precedenti all'annualità 2013 sono reperibili, oltre che nel "Portale VAS", anche nei Rapporti di monitoraggio dell'attuazione dei PdS (RM), il primo dei quali è stato trasmesso da Terna il 24 ottobre 2013 al MATTM, al MiSE, al MiBACT e risulta inoltre disponibile sul sito web di Terna (<http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/valutazioneambientalestrategicadelpianodisviluppo.aspx>).

11 IL PORTALE VAS

(con riferimento alle osservazioni n. 12a ÷ 12e del MATTM)

Al fine di favorire la consultazione e la condivisione dei dati inerenti la VAS dei Piani di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale a beneficio del pubblico e dei soggetti istituzionali coinvolti, Terna ha messo in atto il **Portale VAS**, ovvero in un Sistema Informativo Territoriale (SIT) che consente, con trasparenza e rapidità, la ricerca di informazioni e dati, sia cartografici che testuali e numerici, relativi al Rapporto ambientale e al Monitoraggio VAS dell'attuazione dei PdS.

Nel Portale, fruibile fin dal settembre 2011 all'indirizzo <http://portalevas.terna.it/>, sono disponibili rappresentazioni cartografiche in scala adeguata degli interventi analizzati. Sono inoltre disponibili informazioni e dati, sia cartografici che testuali e numerici, sull'evoluzione degli interventi del Piano (monitoraggio), con particolare riferimento sia allo stato di attuazione del PdS (interventi in concertazione, in autorizzazione, in realizzazione, realizzati), sia allo stato di avanzamento della concertazione (risultati raggiunti nella condivisione di ipotesi localizzative sostenibili e criteri utilizzati). Il Portale permette anche di verificare i risultati del calcolo degli indicatori di monitoraggio relativi agli interventi analizzati, mentre sul sito web istituzionale di Terna (<http://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/valutazioneambientalestrategicadelpianodisviluppo.aspx>) è consultabile e scaricabile il testo integrale del Rapporto di monitoraggio VAS (RM), comprensivo degli allegati.

Per quanto concerne la consultazione del Portale, è stata predisposta una interfaccia di facile consultazione, che consente la ricerca di un intervento attraverso due modi tra di loro indipendenti (cfr. Figura 11-1):

- sulla base delle sue caratteristiche (es. per tipologia di intervento);
- sulla base della Regione territorialmente interessata.



Figura 11-1 Schermata di ricerca di intervento

Identificato l'intervento di interesse, è possibile visualizzare la relativa scheda a base cartografica dinamica: la scheda intervento è un ambiente webgis, corredato di funzionalità specifiche per la consultazione delle caratteristiche dell'intervento.

L'intervento selezionato viene rappresentato da uno o più poligoni che delimitano il relativo profilo geometrico (area di intervento/corridoio) e da un punto-centroide (rosso) in posizione baricentrica.

Di seguito si riporta come esempio della visualizzazione l'intervento "Elettrodotto 380 kV Aliano - Tito - Montecorvino e riassetto rete AT area di Potenza" (tratto Aliano - Tito).



Figura 11-2 Esempio di visualizzazione di un intervento su Portale VAS

È inoltre possibile visualizzare, in una scheda, i dettagli relativi all'intervento in esame; nel portale VAS (area del Monitoraggio), è presente una ulteriore scheda di testo, che riporta la descrizione dettagliata dell'intervento e l'evoluzione dell'opera considerata. Nel Portale VAS (area del Rapporto Ambientale), vi è anche una voce che rimanda ad una scheda, nella quale sono elencati i documenti relativi alla concertazione dell'intervento, permettendo di scaricarli sul proprio pc.

Sempre nel Portale VAS (area del Rapporto Ambientale) si possono visualizzare i dati relativi alle evidenze territoriali, naturalistiche e paesaggistiche potenzialmente interessate dallo sviluppo dell'area di intervento. Per ognuna delle dimensioni considerate (Territorio, Natura, Paesaggio), infatti, vengono presentate delle tabelle o dei grafici che riportano elenchi, lunghezze, superfici e percentuali di porzioni territoriali di pregio che intersecano l'area di intervento. Ad esempio, aprendo la scheda relativa alla dimensione "Natura", cliccando i pulsanti "Parchi ed Aree Protette", "Rete Natura 2000" e "Aree Ramsar" è possibile accedere a diverse sottoschede, con tabelle che elencano i rispettivi parchi, siti, aree eventualmente presenti nell'area di intervento, riportandone superfici assolute, interessate dall'area di intervento e relative percentuali; è possibile visualizzare contestualmente sulla mappa i temi descritti nelle relative schede.

Aprendo la scheda "indicatori" vengono visualizzati, per l'area di intervento attiva, i valori di prestazione degli indicatori (di sostenibilità o di monitoraggio), suddivisi in diverse sottoschede, selezionabili sulla base delle dimensioni Ambientale, Sociale, Tecnica ed Economica.

Per quanto concerne gli indicatori, mediante apposita scheda, è possibile per l'area di intervento esaminata conoscere, per ciascuno di essi, le variabili misurate, le unità di misura e i valori, sia assoluti che normalizzati; ove disponibili, è possibile visualizzare contestualmente sulla mappa i temi cartografici correlati alle variabili misurate.

Si segnala che il "Portale VAS" risulta attualmente interessato da un'attività di aggiornamento ed implementazione ad opera di Terna che, tenendo conto anche delle osservazioni espresse, mira ad ottimizzare tale strumento di consultazione sia dal punto di vista dei contenuti, che da quello dell'interattività del portale stesso.

Si precisa, infine, che i dati cartografici della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale sono dati sensibili, che non possono essere divulgati in maniera integrale. Terna conferma peraltro la disponibilità, già espressa nei Protocolli di Intesa sottoscritti con la quasi totalità delle Regioni italiane, a valutare con le singole Regioni eventuali forme di reciproco scambio dati di supporto alle rispettive pianificazioni, da attuare con modalità e finalità strettamente riservate.

12 IL FLUSSO LOGICO DEL PROCESSO DI ELABORAZIONE DEI PdS

(con riferimento alle osservazioni n. 4a, 8, 15 del MATTM)

12.1 La consequenzialità tra dimensionamento dei piani - domanda di energia elettrica - fabbisogno energetico - obiettivi - azioni - tipologie di intervento

Il processo di pianificazione dello sviluppo della RTN è orientato al:

- mantenimento e al miglioramento delle condizioni di adeguatezza del sistema elettrico, per la copertura del fabbisogno nazionale attraverso un'efficiente utilizzazione della capacità di generazione disponibile,
- al rispetto delle condizioni di sicurezza di esercizio,
- all'incremento della affidabilità ed economicità della rete di trasmissione,
- al miglioramento della qualità e continuità del servizio.

La pianificazione è riferita agli orizzonti di medio periodo (a cinque anni) e di lungo periodo (a dieci anni) del Piano di Sviluppo.

In particolare, le linee di sviluppo della RTN sono definite essenzialmente sulla base delle necessità, richiamate dalla Concessione, di:

- garantire la copertura della domanda nell'orizzonte di Piano;
- garantire la sicurezza di esercizio della rete;
- potenziare la capacità di interconnessione con l'estero;
- ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali;
- favorire l'utilizzo e lo sviluppo degli impianti da fonti rinnovabili;
- soddisfare le richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto.

Driver fondamentale è la **necessità di assicurare l'equilibrio tra la domanda e l'offerta** in un contesto liberalizzato, garantendo gli standard di sicurezza previsti, la qual cosa richiede, nel medio e nel lungo periodo, l'adeguamento della rete di trasmissione alle continue variazioni dell'entità e della localizzazione dei prelievi e delle immissioni di potenza.

Lo sviluppo dell'interconnessione fra reti di Paesi confinanti può rendere possibile l'incremento del volume degli scambi di energia a prezzi maggiormente competitivi, consentendo di disporre di una riserva di potenza aggiuntiva e garantendo maggiore concorrenza sui mercati dell'energia.

La riduzione delle congestioni di rete, sia tra aree di mercato sia a livello locale, migliora lo sfruttamento delle risorse di generazione per coprire meglio il fabbisogno e per aumentare l'impiego di impianti più competitivi, con impatti positivi sulla concorrenza e sull'ambiente.

I criteri e gli obiettivi di pianificazione sono delineati anche nel Codice di Rete, dove si prevede che Terna, nell'attività di sviluppo della RTN, persegua l'obiettivo "...della sicurezza, dell'affidabilità, dell'efficienza, della continuità degli approvvigionamenti di energia elettrica e del minor costo del

servizio di trasmissione e degli approvvigionamenti. Tale obiettivo è perseguito anche attraverso un'adeguata azione di pianificazione degli interventi di sviluppo della RTN, volta all'ottenimento di un appropriato livello di qualità del servizio di trasmissione e alla riduzione delle possibili congestioni di rete, nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici'.

Infine, come sancito dalla Direttiva del Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) del 21 gennaio 2000, nella determinazione dei possibili interventi di sviluppo, viene posta la massima attenzione alle esigenze di miglioramento del servizio nel Mezzogiorno e nelle altre zone in cui il sistema di trasporto dell'energia elettrica è caratterizzato da minore efficienza in termini di continuità e affidabilità, anche in quanto in tali aree il rinforzo della rete elettrica di trasmissione può risultare determinante per lo sviluppo del tessuto socio – economico.

12.2 I dati e informazioni alla base del processo di pianificazione

In particolare, i dati e le informazioni alla base del processo di pianificazione della RTN sono riconducibili a tre fondamentali aspetti del funzionamento del sistema elettrico: lo stato del sistema elettrico e la sua evoluzione, lo sviluppo e la distribuzione dei consumi e della produzione di energia elettrica.

Tali informazioni (cfr. Figura 12-1) comprendono:

- a. elementi e parametri desumibili dall'analisi dell'**attuale situazione di rete e di mercato**, quali:
 - le statistiche relative ai rischi di sovraccarico (in condizioni di rete integra e in N-1) sul sistema di trasporto, che consentono di individuare gli elementi di rete critici dal punto di vista della sicurezza di esercizio;
 - i dati sui valori di tensione, utili per evidenziare le aree di rete soggette a necessità di miglioramento dei profili di tensione;
 - le statistiche di disalimentazioni e quelle che descrivono i rischi di sovraccarico su porzioni di rete di trasmissione e/o di distribuzione interessate da livelli non ottimali di qualità del servizio, determinati dall'attuale struttura di rete;
 - i segnali derivanti dal funzionamento del Mercato dell'Energia (prezzi zionali, frequenza e rendita di congestione sulle sezioni interzionali e alle frontiere ecc.), e del Mercato dei Servizi (congestioni intrazonali, approvvigionamento di risorse per il dispacciamento, utilizzo di unità di produzione essenziali ai fini della sicurezza, ecc.).
- b. previsioni sull'**evoluzione futura del sistema elettrico**, quali:
 - i dati sulla crescita della domanda di energia elettrica;
 - lo sviluppo atteso e l'evoluzione tecnologica del parco produttivo (potenziamenti/dismissioni di impianti esistenti e realizzazione di nuove centrali), compresa la nuova capacità da fonti rinnovabili;
 - l'evoluzione dei differenziali di prezzo e del surplus di capacità disponibile per l'importazione alle frontiere, nell'orizzonte di medio e lungo periodo;

- le richieste di interconnessione con l'estero attraverso linee private;
- le connessioni di impianti di produzione, di utenti finali e di impianti di distribuzione, alla RTN;
- gli interventi di sviluppo programmati dai gestori delle reti di distribuzione e di altre reti con obbligo di connessione di terzi interoperanti con la RTN, nonché tutti i dati utilizzati per la pianificazione dello sviluppo di tali reti;
- le richieste di interventi di sviluppo su impianti della RTN, formulate dagli operatori;
- le esigenze di razionalizzazione degli impianti di rete per la pianificazione territoriale e il miglioramento ambientale.



Figura 12-1 Criteri di elaborazione del Piano di Sviluppo

Le informazioni relative al punto a. sono particolarmente utili per evidenziare le motivazioni concrete alla base delle esigenze di sviluppo della RTN e l'**urgenza di realizzare gli interventi programmati**. I dati del punto b. sono invece indispensabili per delineare gli scenari previsionali di rete e di sistema, in riferimento ai quali sono analizzate e verificate le problematiche future, che emergono dagli scenari aggiornati, e sono identificate le nuove esigenze di sviluppo della RTN.

La combinazione dello stato attuale della rete con gli scenari previsionali consente di identificare le esigenze di sviluppo della rete da soddisfare, al fine di evitare che i problemi rilevati possano degenerare in gravi disservizi e quantificare i rischi associati alle eventuali difficoltà, o ritardi, nell'attuazione degli interventi programmati (cfr. Figura 12-2).

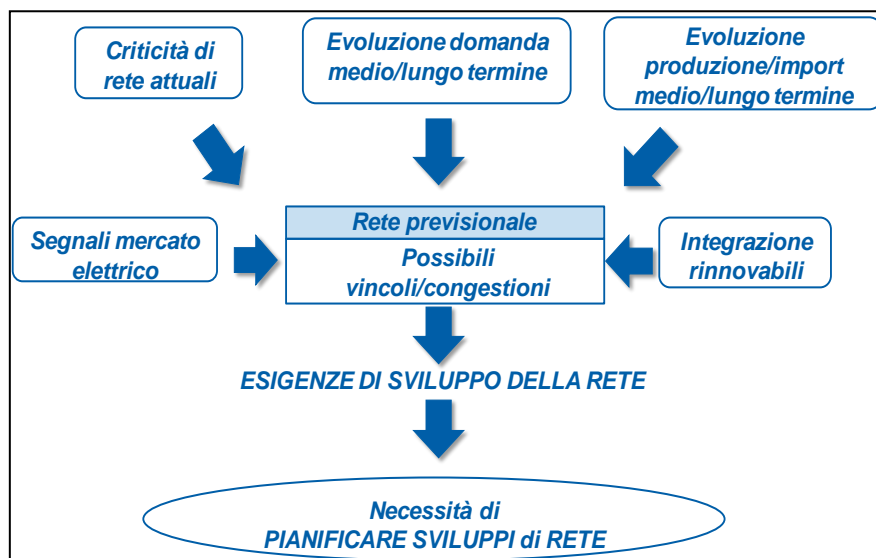


Figura 12-2 Processo di pianificazione

Una volta identificate le esigenze di sviluppo, con appositi studi e simulazioni del funzionamento in regime statico e dinamico della rete previsionale, vengono individuate, con opportune *sensitivity*, le soluzioni possibili di intervento, funzionali a risolvere o ridurre al minimo le criticità della rete. Tali soluzioni sono poi confrontate in modo da identificare quelle che consentono di massimizzare i benefici elettrici per il sistema e che presentano le migliori condizioni di fattibilità ai minori costi, sia dal punto di vista economico, sia da quelli sociale ed ambientale.

Per poter essere inserite nel Piano di Sviluppo, le soluzioni studiate devono inoltre risultare sostenibili, ossia devono produrre benefici complessivi per il sistema significativamente maggiori dei costi stimati necessari per realizzarle. A tal riguardo, il processo di pianificazione adottato prevede di sottoporre ciascuna soluzione a una accurata analisi costi – benefici (ACB).

Premesso che, come evidenziato all’inizio del capitolo, il Piano della RTN è riferito ad orizzonti di medio periodo (a cinque anni) e di lungo periodo (a dieci anni), vi sono varie tipologie di interventi di sviluppo, come sinteticamente rappresentato di seguito:

- ✓ Integrazioni RES,
- ✓ Qualità del servizio,
- ✓ Interconnessioni,
- ✓ Risoluzione congestioni.

Lo sviluppo della rete, quindi, non è correlabile solamente con la previsione della domanda, ma con una serie di altri fattori, esigenze e necessità del sistema, che sono stati richiamati nel precedente paragrafo. Pertanto, alla luce di tutto quanto sopra esposto, si può meglio comprendere come la RTN richieda costanti misure di adeguamento ed implementazione (sviluppo), anche in considerazione del fatto che il processo di pianificazione della RTN non è

isolato, ma si colloca nel processo più ampio di pianificazione della rete di trasmissione a livello europeo, in cui è sempre più necessario garantire la **coerenza complessiva dei singoli piani di sviluppo** e tener conto del progressivo processo di integrazione dei mercati europei.

12.3 Ottimizzazione del processo di VAS

Per quanto concerne il tema dell'ottimizzazione della VAS del PdS si riscontra, in primo luogo, come la graduale evoluzione delle metodiche di VAS applicate al PdS della RTN, che inizialmente erano focalizzate esclusivamente sulla dimensione dei singoli interventi e che oggi valorizzano maggiormente la dimensione di Piano, che è propria della VAS, abbia permesso di "alzare" il livello della valenza dei Piani, ovvero di considerare il corretto ruolo strategico che compete alla pianificazione, la quale, partendo dall'analisi degli scenari di riferimento dell'intera rete nazionale, permette di individuare le esigenze da soddisfare e le misure ritenute più opportune per il raggiungimento degli obiettivi. A tal fine Terna continuerà, fra l'altro, a perseguire ed implementare l'obiettivo di rendere i Piani di sviluppo il principale documento programmatico di riferimento per il settore elettrico nazionale, puntando a fornire una visione strategica degli scenari e delle linee di sviluppo prioritarie, in linea con le politiche energetiche e le strategie di sviluppo sostenibile definite in ambito europeo e nazionale.

Inoltre, a partire dal Piano di Sviluppo 2017, in conformità a quanto stabilito dalla deliberazione AEEGSI n. 627/16³, Terna ha implementato nuovi indicatori relativi alla sostenibilità ambientale, quale strumento per garantire un sempre più armonico sviluppo della rete rispetto alle esigenze ambientali del Paese.

³ Variazione in termini di km occupati da infrastrutture lineari di trasmissione, del territorio occupato da rete elettrica, di occupazioni di aree di interesse naturale o per la biodiversità, di occupazione di aree di interesse sociale o paesaggistico

13 LO STATO DELLA RETE

(con riferimento all'osservazione n. 8 del MATTM)

13.1 Lo stato della rete per il PdS 2013

13.1.1 Sezioni critiche per superamento dei limiti di trasporto e rischi di congestione

Una zona della rete rilevante è una porzione della RTN per la quale esistono, ai fini della sicurezza elettrica, limiti fisici di scambio dell'energia con altre zone confinanti. Tali limiti sono individuati tenendo conto che:

- la capacità di trasporto di energia elettrica tra le zone contigue deve risultare limitata nelle situazioni osservate di funzionamento più frequenti, nel rispetto dei criteri di sicurezza previsti per l'esercizio della RTN;
- l'attuazione dei programmi di immissione e prelievo di energia elettrica non deve, in generale, provocare congestioni significative al variare delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica all'interno di ciascuna area geografica, con la corrispondente rete integra e sulla base degli stessi criteri di sicurezza di cui al precedente punto;
- la dislocazione potenziale delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica all'interno di ciascuna zona non devono, in generale, avere significativa influenza sulla capacità di trasporto tra le zone.

Le zone della rete rilevante possono corrispondere ad aree geografiche fisiche, essere delle zone virtuali (ovvero senza un corrispondente fisico), oppure essere dei poli di produzione limitata; questi ultimi costituiscono anch'essi delle zone virtuali la cui produzione risulta affetta da vincoli per la gestione in sicurezza del sistema elettrico.

Attualmente la RTN è suddivisa in sei zone e prevede quattro poli di produzione limitata come riportato in Figura 13-1.

La nuova capacità produttiva risulta distribuita prevalentemente nell'area Nord e nel Sud del Paese, ovvero in aree che attualmente sono soggette a congestioni. Di conseguenza, sebbene i flussi commerciali e fisici sulle interconnessioni siano difficilmente prevedibili perché influenzati dalla disponibilità di gruppi di produzione e linee elettriche e dall'andamento dei prezzi del mercato elettrico italiano e dei mercati confinanti, è prevedibile già nel breve – medio periodo, in assenza di un opportuno sviluppo della RTN, la presenza di maggiori criticità di esercizio che non renderanno possibile il pieno sfruttamento delle risorse produttive.



Figura 13-1 Conformazione delle zone e dei poli limitati della rete rilevante

Nella Figura 13-2 sono illustrate le principali sezioni critiche sulla rete primaria a 380 kV, che si presentano nell'orizzonte di breve-medio periodo.

Rispetto all'attuale suddivisione, l'incremento di potenza disponibile nell'area Nord Ovest del Paese, unitamente all'incremento dell'import, comporta un aggravio delle criticità d'esercizio della rete che interconnette la regione Piemonte con la regione Lombardia. Sono previsti infatti notevoli flussi di potenza in direzione da Nord Ovest a Nord Est che andranno a peggiorare i transiti, già elevati, verso l'area di Milano e il manifestarsi sempre più frequente di congestioni di rete intrazonali che già ora interessano quell'area. Senza opportuni rinforzi di rete è ragionevole ipotizzare il mancato sfruttamento di parte degli impianti di produzione presenti in Piemonte e nella parte ovest della Lombardia, rendendo inutilizzabile una buona parte della potenza disponibile per la copertura del fabbisogno nazionale.

Si evidenziano notevoli peggioramenti delle esistenti difficoltà di esercizio nell'area Nord –Est del Paese, soprattutto in assenza di opportuni sviluppi di rete. In particolare risulta confermata anche in futuro la presenza di vincoli di rete in prossimità del confine sloveno.

Sempre nel medio periodo è previsto un aumento dei transiti di potenza sulle sezioni Nord -Centro Nord e Centro Nord – Centro Sud. Tali sezioni attualmente sono caratterizzate da flussi di potenza squilibrati verso la dorsale adriatica, a causa della presenza di una consistente produzione termoelettrica sulla dorsale tirrenica, determinando condizioni di criticità e congestioni in termini d'esercizio.

Lo sviluppo della generazione riguarderà principalmente il Mezzogiorno, con il conseguente aumento dei flussi di potenza dall'area Sud verso il Centro – Sud. Attualmente i flussi di potenza che interessano tale sezione sono funzione della produzione di tutti gli impianti sottesi alla sezione

stessa, sia rinnovabili, che termoelettrici appartenenti ai poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Rossano. Per cui si rendono necessari opportuni sviluppi di rete per decongestionare il transito tra la zona Sud e Centro Sud.

La presenza di poli di produzione da fonte convenzionale e rinnovabile di ingente capacità in Puglia e in Calabria, contribuirà ad aumentare nel breve – medio periodo le criticità di esercizio della rete sulle sezioni interessate dal trasporto delle potenze verso i centri di carico della Campania. Sono pertanto necessari interventi finalizzati a rinforzare la rete in AAT in uscita dalla Puglia e dalla Calabria.

Particolari criticità sono prevedibili nell'esercizio della rete di trasmissione in Calabria dove, considerate le centrali esistenti di Rossano, Altomonte, Simeri Crichi, Rizziconi e Scandale, unitamente agli impianti da fonti rinnovabili, è necessario rendere possibile la produzione degli impianti esistenti.

Nelle due isole maggiori, considerato anche il forte sviluppo delle FRNP, devono essere previsti importanti rinforzi di rete.

In Sardegna, il forte sviluppo della produzione da fonti rinnovabili (oltre al possibile sviluppo di una futura interconnessione con il Nord – Africa), rendono opportuno valutare possibili soluzioni di potenziamento della rete interna in aggiunta ai rinforzi previsti del collegamento con la rete Continentale.

La Sicilia è attualmente interconnessa con il Continente attraverso un unico collegamento a 380 kV in corrente alternata e dispone di un sistema di trasmissione primario costituito essenzialmente da un anello a 220 kV con ridotte potenzialità in termini di capacità di trasporto rispetto al carico previsto nella parte occidentale dell'Isola. Sono pertanto prevedibili sempre maggiori condizionamenti agli operatori nel mercato elettrico, in relazione allo sviluppo della generazione, soprattutto da fonti rinnovabili, previsto in Sicilia e in Calabria. Tali circostanze richiedono consistenti opere di rinforzo della rete nell'Isola e con il Continente, come appunto la realizzazione dell'anello 380 kV dell'isola e il nuovo elettrodotto 380 kV tra le stazioni di Sorgente e Rizziconi.

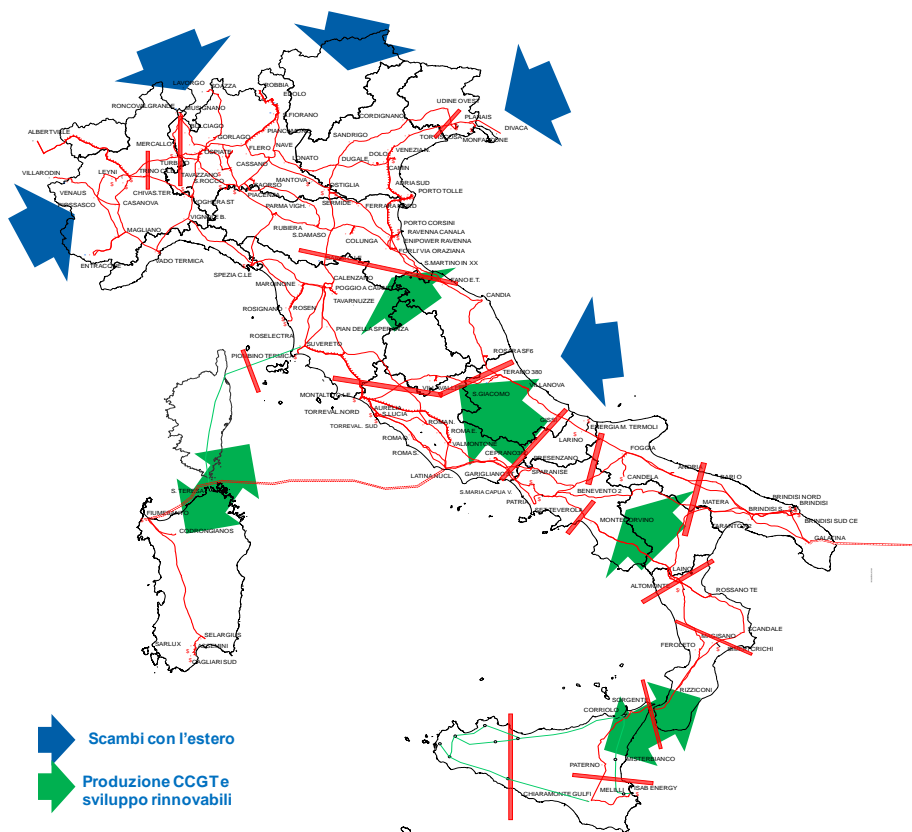


Figura 13-2 Sezioni critiche

13.1.2 Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione

In base a quanto previsto dalla Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento, Terna, oltre a rinforzare la rete interna di trasmissione per consentire il miglior utilizzo del parco produttivo nazionale, ha il compito di sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici degli altri Paesi, al fine di garantire la sicurezza e ridurre i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica.

Esistono diversi fattori a giustificazione della spinta verso un maggior livello di integrazione della rete elettrica Italiana con quella degli altri Paesi. I principali vantaggi tecnici che si ottengono sono il potenziamento generale del sistema, un miglioramento dell'esercizio in sicurezza e un'ottimizzazione dell'utilizzo degli impianti. È possibile, inoltre, sfruttare al meglio la capacità produttiva dei grandi impianti già esistenti e dislocati presso le aree di estrazione del combustibile, come avviene ad esempio per le centrali a Carbone dell'Europa Centro – Orientale. Tramite il trasporto dell'elettricità, infatti, si rende possibile lo sfruttamento delle risorse energetiche primarie molto distanti dai punti di utilizzo evitando i problemi connessi al trasporto delle stesse su lunga distanza.

Nel processo di liberalizzazione del mercato elettrico europeo gli scambi di energia elettrica rivestono un ruolo importante considerato l'obiettivo comunitario di costruire un mercato integrato dell'energia elettrica in Europa, attraverso il raggiungimento di adeguati livelli di interconnessione. Per l'Italia questo assume una rilevanza particolare, considerata la differenza dei costi marginali di produzione fra la stessa Italia e gli altri Paesi Europei.

Dall'esame degli scenari di evoluzione dei sistemi elettrici in Europa e nei Paesi limitrofi emergono i seguenti elementi, per i quali è possibile definire le strategie di sviluppo delle future interconnessioni:

- sulla frontiera Nord – Occidentale (Francia e Svizzera) si prevede un ulteriore incremento della capacità di importazione a fronte di un differenziale di prezzo che, in base agli scenari ipotizzati, tenderà a mantenersi generalmente elevato in particolare con un collegamento in corrente continua tra Savoia e Piemonte;
- nell'area del Sud Est Europa (SEE) si riscontra una capacità produttiva diversificata e competitiva prevista in aumento nel medio – lungo periodo, grazie ai programmi di sviluppo di nuova generazione. Pertanto la regione del SEE può essere vista come un importante corridoio per l'importazione di energia a prezzi relativamente ridotti consentendo un accesso diretto ai mercati elettrici dell'Europa sud orientale con riduzione del percorso dei transiti in import.

In relazione a quanto detto, il potenziamento dell'interconnessione con i Balcani rappresenta una opportunità per il sistema Italia in quanto assicura:

- un canale di approvvigionamento di energia elettrica disponibile a prezzi sensibilmente inferiori sia nel medio che nel lungo termine;
- un'opzione di diversificazione delle fonti energetiche di approvvigionamento, in alternativa a gas e petrolio, sulla base delle ingenti risorse minerarie e idriche presenti nei Paesi del Sud – Est Europa e grazie alle potenziali sinergie con i sistemi elettrici dei Paesi dell'area;
- l'opportunità di incrementare lo sviluppo e l'import da fonti rinnovabili, di cui l'area balcanica è naturalmente provvista.

Ulteriori benefici per il sistema elettrico nazionale derivanti dall'interconnessione con i sistemi elettrici dell'area SEE sono inoltre associati:

- all'apertura di nuove frontiere energetiche con i Paesi dell'Europa orientale (Turchia, Ucraina, Moldova, Russia);
- alle prospettive di miglior sfruttamento nel lungo periodo degli asset di trasmissione esistenti (come ad esempio l'interconnessione con la Grecia);
- all'utilizzazione di scambi non sistematici, per ottimizzare il commitment e la gestione dei vincoli di modulazione delle produzioni e per l'opportunità di trading in particolari situazioni (ad esempio notte – giorno, estate – inverno) o spot su evento;

- ai mutui vantaggi in termini di incremento della sicurezza e della stabilità dei sistemi: condivisione della riserva potenza (con conseguente riduzione dei costi di dispacciamento e degli investimenti in risorse di potenza di picco) e minori rischi di separazioni di rete.

Inoltre, un ulteriore fronte per lo sviluppo delle interconnessioni nel medio-lungo termine è quello del Nord Africa (in particolare Tunisia⁴ e Algeria), al fine di valorizzare il potenziale, in termini di risorse da fonti convenzionali e rinnovabili, derivante dagli scambi con l'area.

Si richiamano, infine, le opportunità derivanti dall'interconnessione con l'isola di Malta⁵, legate principalmente alle esigenze del sistema elettrico Maltese di maggiore adeguatezza e stabilità rispetto alle necessità di medio e lungo periodo, ma che offrono anche alcuni vantaggi, tra cui quella di esportazione dalla Sicilia di nuova produzione in particolare da fonti rinnovabile.

13.1.3 Esigenze di miglioramento della sicurezza locale e della qualità del servizio

Lo sviluppo della RTN è funzionale anche a superare altre problematiche di rete, legate essenzialmente alla sicurezza locale e alla qualità del servizio.

Per quanto riguarda la sicurezza locale, i problemi sono legati principalmente alla violazione del criterio N-1 (con aumento del rischio di disalimentazione) o al mancato rispetto dei limiti consentiti per i valori della tensione nei nodi della rete.

Per quanto riguarda la qualità del servizio le esigenze derivano dalla necessità di alimentare la rete AT di subtrasmissione da punti baricentrici rispetto alle aree di carico, riducendo le perdite, migliorando i profili di tensione nei nodi ed evitando il potenziamento di estese porzioni di rete AT, con evidente beneficio economico ed ambientale. Generalmente i problemi legati alla qualità del servizio sono individuabili anche nelle connessioni caratterizzate da alimentazione radiale e/o da schemi di impianto ridotti. Le criticità derivanti da questo tipo di connessioni possono essere di due tipi:

- strutturali, ovvero legate alla tipologia di apparecchiature di cui è dotato l'impianto d'utenza;
- di esercizio, ovvero legate alla modifica topologica della rete prodotta da smagliature o da assetti radiali talvolta necessari per evitare violazioni dei limiti di portata delle linee o delle correnti di corto circuito tollerabili dalle apparecchiature.

⁴ A seguito dell'accordo tra il Ministro dello Sviluppo Economico italiano e dal Ministro dell'Industria e dell'Energia tunisino siglato a Tunisi il 7 agosto 2008, è prevista la realizzazione in Tunisia di una centrale elettrica da 1.200 MW, di cui 400 MW destinati al fabbisogno locale e 800 MW all'esportazione. Il 7 aprile 2009 è stata inoltre costituita ELMed Etudes S.A.R.L. società mista di diritto tunisino partecipata paritariamente da Terna e STEG il cui scopo è quello di svolgere in Italia ed in Tunisia le attività preliminari per la costruzione e l'esercizio del collegamento. Nel corso del 2010 si è svolta la fase di pre qualifica per gli operatori di generazione interessati alla gestione del polo produttivo

⁵ È in corso l'autorizzazione di una linea privata in corrente alternata a 220 kV per il collegamento del sistema maltese a quello della Sicilia in corrispondenza della stazione di Ragusa.

Di seguito si riportano le aree critiche principalmente dal punto di vista della sicurezza e della qualità del servizio locale.

La rete di subtrasmissione della Liguria, che alimenta la città di Genova, non garantisce in prospettiva un adeguato livello di continuità e affidabilità del servizio, principalmente a causa di insufficiente magliatura e capacità di trasporto.

Nei grandi centri di carico della Lombardia e del Piemonte, la rete attuale non risulta pienamente adeguata agli standard di sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche locali. Le aree particolarmente critiche del Piemonte sono la provincia di Torino, incluso il versante ovest, e l'area compresa tra Asti e Alessandria, che presenta criticità sulla rete 132 kV legate alla notevole potenza trasportata su lunghe direttrici di portata limitata.

Mentre in Lombardia, oltre alle criticità già presenti nell'area di Milano (in particolare nell'area a sud di Milano le trasformazioni AAT/AT nelle stazioni esistenti e la rete AT non garantiscono la necessaria riserva per l'alimentazione del carico previsto in aumento), sono emerse esigenze di miglioramento tra Pavia e Piacenza e nell'alta provincia di Sondrio.

Nella zona Nord – Est del Paese (in particolare le province di Treviso, Vicenza, Padova e Venezia) è concreto il rischio di degrado della sicurezza d'esercizio della rete di trasmissione ad altissima tensione, con maggiori criticità nell'alimentazione in sicurezza dei carichi dell'area in caso di fuori servizio di elementi della rete di trasmissione. Inoltre, particolare attenzione va rivolta all'area sud del Friuli Venezia Giulia, dove si registrano nelle ore di basso carico criticità nella regolazione dei profili di tensione.

Dagli scenari di domanda e generazione si denota che in Emilia Romagna è presente un eccessivo impegno delle linee AT, in particolare nelle aree di Reggio Emilia, Modena e Ravenna, e nel contempo, delle esistenti trasformazioni AAT/AT nelle aree di Bologna, Ferrara e Parma.

Nel nord della Toscana sono presenti severe limitazioni di esercizio. In particolare alcune problematiche si evidenziano nella rete che alimenta l'area metropolitana di Firenze attualmente inadeguata a garantire, in sicurezza, l'alimentazione dei carichi.

Anche la rete nell'area di Livorno presenta un aumento delle criticità di esercizio in termini di copertura in sicurezza del fabbisogno e di continuità del servizio, dovuto alle mutate condizioni di immissione di potenza da impianti convenzionali.

Critiche risultano le aree di carico delle province di Massa, Lucca e Arezzo dove si confermano rischi di sovraccarico delle trasformazioni e delle linee AT esistenti, quest'ultime caratterizzate da un'insufficiente capacità di trasporto. A questo si aggiunge il progressivo degrado dei profili di tensione nelle aree delle province di Firenze e Lucca.

Alcune porzioni della rete che alimenta l'area costiera adriatica nelle regioni Marche e Abruzzo è esercita, in particolari condizioni, in assetto radiale al fine di evitare rischi di sovraccarico.

Problematiche analoghe interessano l'area della provincia di Perugia e la porzione di rete AT tra l'Abruzzo ed il Lazio.

L'area metropolitana e più in generale la provincia di Roma è interessata da considerevoli problematiche associate alla limitata portata delle linee e alla carenza di infrastrutture che impongono un esercizio non ottimale della rete (con potenziali rischi di disalimentazione dei carichi) causando ripercussioni sulla qualità del servizio e sulla sicurezza locale.

In Campania i problemi locali sono legati principalmente alla mancanza di punti di alimentazione della rete a 220 e 150 kV in un'ampia area a est del Vesuvio. Tale area è caratterizzata da una significativa densità di carico e, a causa dell'incremento della domanda di energia e dell'invecchiamento della rete, si sono assottigliati i margini di esercizio in sicurezza, con un concreto rischio di disservizi e disalimentazioni di utenza.

In Puglia, la rete di trasmissione è caratterizzata da un alto impegno delle trasformazioni nelle stazioni elettriche. Particolarmente critiche risultano l'area in provincia di Bari, caratterizzata da un carico industriale in aumento, e l'area in provincia di Lecce. Anche l'area di Brindisi è caratterizzata da impianti non più adeguati a gestire in sicurezza la potenza prodotta, con una flessibilità di esercizio conseguentemente limitata.

In Basilicata le criticità di rete sono dovute essenzialmente alla scarsa capacità di trasporto della rete in AT, in particolare in uscita dalla stazione di trasformazione 380/150 kV di Matera. Inoltre si registrano livelli non ottimali di qualità del servizio nell'area di Potenza.

In Calabria sono prevedibili impegni delle linee AT prossimi alla saturazione e problemi di continuità e qualità del servizio nella parte meridionale della regione, attualmente alimentata dalla sola stazione di Rizziconi.

Infine, si registrano livelli non adeguati della qualità del servizio su alcune porzioni della rete AT in Sicilia, in particolare quelle che alimentano le aree di Palermo, Catania e Messina.

13.1.4 Criticità ed esigenze di sviluppo derivanti dalla crescita delle FRNP

La presenza di significative immissioni di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) ha contribuito negli ultimi anni ad un sensibile aumento delle difficoltà di gestione e dei rischi per la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Il presente paragrafo presenta l'analisi delle criticità previste in uno scenario evolutivo di breve-medio periodo, derivanti dalla crescita rapida e diffusa degli impianti da fonte rinnovabile in linea con le previsioni.

Congestioni di rete AT ed AAT

Le congestioni di rete (come illustrato in Figura 13-3) sono causate dalla presenza su linee o sezioni critiche della rete di vincoli di trasporto che limitano i transiti di potenza e

conseguentemente non consentono l'immissione sul sistema di parte dell'energia che avrebbe potuto essere prodotta dagli impianti che godono di priorità di dispacciamento e da quelli più competitivi.

Le congestioni risultano particolarmente penalizzanti quando interessano le linee elettriche in AT su cui sono direttamente inseriti esclusivamente impianti da fonte rinnovabile e non consentono, per ragioni di sicurezza di esercizio di tali elementi di rete, l'immissione in rete di quote di energia incentivata che avrebbe potuto essere prodotta a costo pressoché nullo e che resta invece non utilizzata.

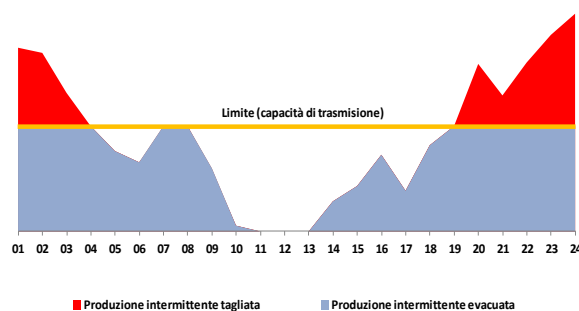


Figura 13-3 Effetto delle congestioni sulla rete

In assenza di azioni tempestive tese a garantire uno sviluppo del sistema di trasmissione coordinato a livello sia locale che nazionale con quello della capacità produttiva da FRNP, le attuali congestioni potrebbero aggravarsi già a partire dai prossimi anni nei termini di seguito rappresentati.

- Le criticità attualmente presenti sulle direttrici a 150 kV tra Puglia e Campania, che ancora non consentono il pieno utilizzo della capacità da fonte eolica installata, potrebbero progressivamente intensificarsi ed estendersi ad altre aree del Paese (come rappresentato in Figura 13-4), a maggior ragione in caso di ritardi nei procedimenti di autorizzazione. Tali rischi sussistono infatti, anche a causa del rapido sviluppo della produzione fotovoltaica distribuita, su altre porzioni della rete AT scarsamente magliate e con limitata capacità di trasporto in Sicilia, Calabria, Basilicata, Molise, Abruzzo e Lazio, dove si prevede che numerosi impianti di produzione si aggiungeranno nei prossimi anni a quelli già installati.
- Anche le congestioni a livello di zone di mercato (in particolare tra Sicilia e Continente e tra le zone Sud e Centro-Sud), con conseguenti separazioni di mercato, sono destinate ad intensificarsi in quanto il maggior potenziale di sviluppo delle fonti rinnovabili è presente proprio nel Sud della Penisola e nelle Isole, dove la rete primaria in AAT è meno magliata e dove è minore la domanda di energia. Tali congestioni determineranno, oltre che il rischio di non riuscire ad utilizzare tutta l'energia rinnovabile producibile nei periodi di basso fabbisogno, anche una minore efficienza derivante dall'utilizzazione di impianti di produzione meno competitivi a scapito di quelli più convenienti.

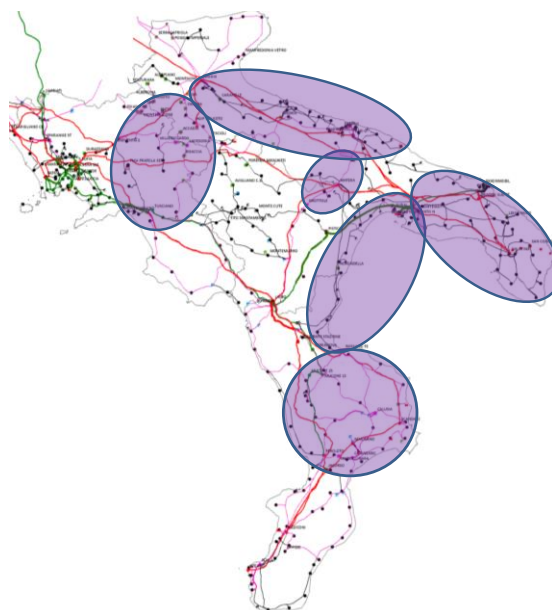


Figura 13-4 Diretrici AT critiche per l'evacuazione di energia eolica al Sud

Numerose sono le azioni messe in campo da Terna per superare i problemi di congestione al fine di valorizzare interamente le risorse di cui il sistema dispone. Tali azioni si inseriscono in un vasto programma di attività, in parte già avviate, al fine di incrementare la capacità di trasporto delle reti a livello AT e i limiti di scambio inter-zonali sul sistema in AAT, con particolare riferimento all'interconnessione Sicilia-Continente e alla sezione Sud - Centro-Sud.

Per quanto riguarda la rete AT, oltre al *reconductoring* delle linee esistenti con l'utilizzo ove possibile di conduttori ad alta capacità, è stata avviata la realizzazione nelle regioni del Mezzogiorno di numerose nuove "stazioni di raccolta" con stadio di trasformazione 380/150 kV a cui raccordare le reti a 150 kV su cui si inserisce la produzione rinnovabile. In tal modo risulta possibile trasferire la potenza prodotta sul sistema primario a 380 kV che dispone strutturalmente di una capacità di trasporto molto maggiore, consentendo di valorizzare sul mercato ed utilizzare a pieno l'energia da fonte rinnovabile con priorità di dispacciamento.

Inoltre, per quanto attiene il superamento dei vincoli sulla rete AAT, benefici sostanziali sono attesi dalla realizzazione di opere strategiche quali il collegamento 380 kV "Sorgente-Rizziconi", gli elettrodotti 380 kV "Foggia-Benevento", "Foggia-Villanova", "Montecorvino-Benevento", "Aliano-Montecorvino" e il rinforzo del collegamento tra Sardegna e Continente con il progetto SACOI 3.

In tal senso è fondamentale che l'autorizzazione delle infrastrutture di rete pianificate sia il più possibile rapida, tenuto conto dello sviluppo atteso già nei prossimi anni della nuova capacità produttiva da fonti rinnovabili affinché questa possa essere utilizzata senza limitazioni.

13.2 Lo stato della rete per il PdS 2014

13.2.1 Sezioni critiche per superamento dei limiti di trasporto e rischi di congestione

Una zona della rete rilevante è una porzione della RTN per la quale esistono, ai fini della sicurezza elettrica, limiti fisici di scambio dell'energia con altre zone confinanti. Tali limiti sono individuati tenendo conto che:

- la capacità di trasporto di energia elettrica tra le zone contigue deve risultare limitata nelle situazioni osservate di funzionamento più frequenti, nel rispetto dei criteri di sicurezza previsti per l'esercizio della RTN;
- l'attuazione dei programmi di immissione e prelievo di energia elettrica non deve, in generale, provocare congestioni significative al variare delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica all'interno di ciascuna area geografica, con la corrispondente rete integra e sulla base degli stessi criteri di sicurezza di cui al precedente punto;
- la dislocazione potenziale delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica all'interno di ciascuna zona non devono, in generale, avere significativa influenza sulla capacità di trasporto tra le zone.

Le zone della rete rilevante possono corrispondere ad aree geografiche fisiche, essere delle zone virtuali (ovvero senza un corrispondente fisico), o essere dei poli di produzione limitata; questi ultimi costituiscono anch'essi delle zone virtuali la cui produzione risulta affetta da vincoli per la gestione in sicurezza del sistema elettrico.

Attualmente la RTN è suddivisa in sei zone e quattro poli di produzione limitata come riportato in Figura 13-5.

La nuova capacità produttiva risulta distribuita prevalentemente nell'area Nord e nel Sud del Paese, ovvero in aree che attualmente sono soggette a congestioni. Di conseguenza, sebbene i flussi commerciali e fisici sulle interconnessioni siano difficilmente prevedibili perché influenzati dalla disponibilità di gruppi di produzione e linee elettriche e dall'andamento dei prezzi del mercato elettrico italiano e dei mercati confinanti, è prevedibile, già nel breve - medio periodo, che in assenza di un opportuno sviluppo della RTN, la presenza di criticità di esercizio non renderanno possibile il pieno sfruttamento delle risorse produttive.



Figura 13-5 Conformazione delle zone e dei poli limitati della rete rilevante

Nella Figura 13-6 sono illustrate le principali sezioni critiche sulla rete primaria a 380 kV, che si presentano nell'orizzonte di breve-medio periodo.

Rispetto all'attuale suddivisione, l'incremento di potenza disponibile nell'area Nord-Ovest del Paese, unitamente all'incremento dell'import, comporta un aggravio delle criticità d'esercizio della rete che interconnette la regione Piemonte con la regione Lombardia. Sono previsti infatti notevoli flussi di potenza in direzione da Nord-Ovest a Nord-Est che andranno a peggiorare i transiti, già elevati, verso l'area di Milano e il manifestarsi sempre più frequente di congestioni di rete intrazonali che già ora interessano quell'area. In attesa della realizzazione dei rinforzi di rete pianificati è ragionevole ipotizzare il mancato sfruttamento di parte degli impianti di produzione presenti in Piemonte e nella parte Ovest della Lombardia, rendendo inutilizzabile una buona parte della potenza disponibile per la copertura del fabbisogno nazionale.

Si confermano difficoltà di esercizio nell'area Nord-Est del Paese, soprattutto in assenza di opportuni sviluppi di rete. In particolare, risulta confermata per il futuro la presenza di vincoli di rete nell'area sud del Friuli.

Sempre nel medio periodo è prevedibile un aumento dei transiti di potenza sulle sezioni Nord - Centro Nord e Centro Nord - Centro Sud. Tali sezioni sono attualmente interessate da ingenti flussi di potenza che determinano criticità d'esercizio e frequenti congestioni, in particolare lungo la dorsale adriatica. Al riguardo, si segnala inoltre che i flussi di potenza su tali sezioni risultano variabili, con transiti elevati sia sulla dorsale adriatica che su quelle tirreniche, e soggetti a possibili inversioni, in funzione della diversa distribuzione della produzione da fonti rinnovabili non programmabili sul territorio nazionale.

Lo sviluppo della generazione interesserà fortemente il Mezzogiorno, determinando il conseguente aumento dei flussi di potenza dall'area Sud verso il Centro - Sud. Attualmente i flussi di potenza che interessano tale sezione sono funzione della produzione di tutti gli impianti sottesi alla sezione stessa sia rinnovabili che termoelettrici appartenenti ai poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Rossano. Si rendono perciò necessari opportuni sviluppi di rete per decongestionare il transito tra la zona Sud e Centro Sud.

La presenza di poli di produzione da fonte convenzionale e rinnovabile di ingente capacità in Puglia e in Calabria, contribuirà ad aumentare nel breve – medio periodo le criticità di esercizio della rete sulle sezioni interessate dal trasporto delle potenze verso i centri di carico della Campania. Sono pertanto necessari interventi finalizzati a rinforzare la rete in AAT in uscita dalla Puglia e dalla Calabria.

Particolari criticità sono prevedibili nell'esercizio della rete di trasmissione in Calabria dove, considerate le centrali esistenti di Rossano, Altomonte, Simeri Crichi, Rizziconi e Scandale, unitamente agli impianti da fonti rinnovabili, ed alle nuove iniziative produttive previste, è necessario assicurare l'evacuazione della generazione disponibile nell'area.

Nelle due isole maggiori, considerato anche il forte sviluppo delle FRNP, devono essere previsti importanti rinforzi di rete.

In Sardegna, il forte sviluppo della produzione da fonti rinnovabili, rende opportuno valutare possibili soluzioni di potenziamento della rete.

La Sicilia è attualmente interconnessa con il Continente attraverso un unico collegamento a 380 kV in corrente alternata e dispone di un sistema di trasmissione primario costituito essenzialmente da un anello a 220 kV con ridotte potenzialità in termini di capacità di trasporto rispetto al carico previsto nella parte occidentale dell'Isola. Sono pertanto prevedibili sempre maggiori condizionamenti per gli operatori del mercato elettrico, anche in relazione all'ulteriore sviluppo della generazione previsto, soprattutto da fonti rinnovabili, previsto in Sicilia e in Calabria. Tali circostanze richiedono consistenti opere di rinforzo della rete nell'Isola e dell'interconnessione con il Continente, come appunto il potenziamento della rete 380 kV dell'isola e il nuovo elettrodotto 380 kV tra le stazioni di Sorgente e Rizziconi.

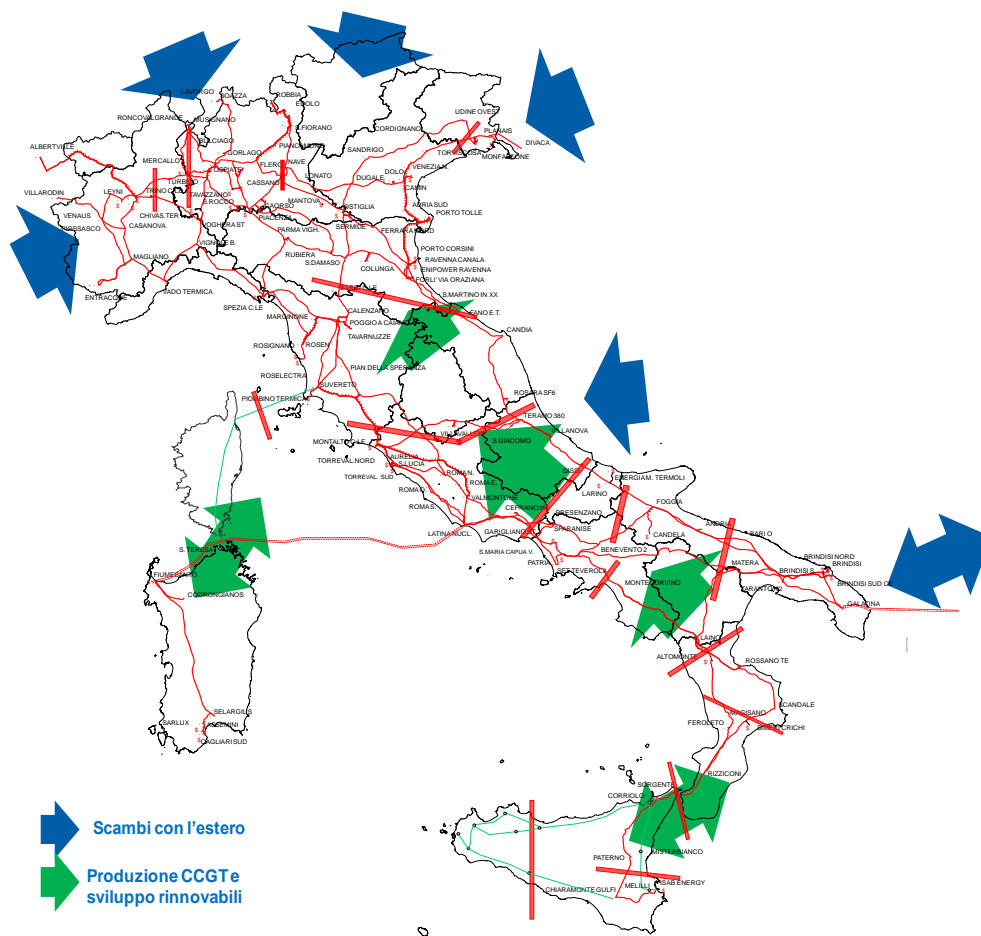


Figura 13-6 Sezioni critiche

13.2.2 Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione

In base a quanto previsto dalla Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento Terna, oltre a rinforzare la rete interna di trasmissione per consentire il miglior utilizzo del parco produttivo nazionale, ha il compito di sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici degli altri Paesi al fine di garantire la sicurezza e ridurre i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica.

Esistono diversi fattori a giustificazione della spinta verso un maggior livello di integrazione della rete elettrica Italiana con quella degli altri Paesi. I principali vantaggi tecnici che si ottengono sono il potenziamento generale del sistema, un miglioramento dell'esercizio in sicurezza e un'ottimizzazione dell'utilizzo degli impianti. Tramite il trasporto dell'elettricità, infatti, si rende possibile lo sfruttamento delle risorse energetiche primarie molto distanti dai punti di utilizzo evitando i problemi connessi al trasporto delle stesse su lunga distanza.

Nel processo di liberalizzazione del mercato elettrico europeo gli scambi di energia elettrica rivestono un ruolo importante, considerato l'obiettivo comunitario di costruire un mercato integrato

dell'energia elettrica in Europa attraverso il raggiungimento di adeguati livelli di interconnessione. Per l'Italia questo assume una rilevanza particolare, considerata la differenza dei costi marginali di produzione fra la stessa Italia e gli altri Paesi Europei.

Dall'esame degli scenari di evoluzione dei sistemi elettrici in Europa e nei Paesi limitrofi emergono i seguenti elementi, per i quali è possibile definire le strategie di sviluppo delle future interconnessioni:

- sulla frontiera Nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia), a fronte di un differenziale di prezzo che, in base agli scenari ipotizzati, tenderà a mantenersi generalmente elevato, si prevede un ulteriore incremento della capacità di importazione;
- nell'area del Sud Est Europa (SEE) si riscontra una capacità produttiva diversificata e competitiva prevista in aumento nel medio-lungo periodo, grazie ai programmi di sviluppo di nuova generazione. Pertanto la regione del SEE può essere vista come un importante corridoio per gli scambi di energia consentendo un accesso diretto ai mercati elettrici dell'Europa Sud orientale con riduzione del percorso dei flussi di energia.

In relazione a quanto detto, l'interconnessione con il sistema balcanico rappresenta una opportunità per il sistema Italia in quanto assicura:

- un aumento della competitività nel mercato, oltre che un canale di scambio di energia elettrica disponibile a prezzi sensibilmente inferiori sia nel medio che nel lungo termine;
- un'opzione di diversificazione delle fonti energetiche di approvvigionamento, in alternativa a gas e petrolio, sulla base delle ingenti risorse minerarie e idriche presenti nei Paesi del Sud – Est Europa e grazie alle potenziali sinergie con i sistemi elettrici dei Paesi dell'area;
- l'opportunità di incrementare lo sviluppo e l'import da fonti rinnovabili.

Ulteriori benefici per il sistema elettrico nazionale derivanti dall'interconnessione con i sistemi elettrici dell'area SEE sono inoltre associati:

- all'apertura di nuove frontiere energetiche con i Paesi dell'Europa orientale (Turchia, Ucraina, Moldavia, Russia);
- alle prospettive di miglior sfruttamento nel lungo periodo degli asset di trasmissione esistenti (come ad esempio l'interconnessione con la Grecia);
- all'utilizzazione di scambi non sistematici, per ottimizzare il commitment e la gestione dei vincoli di modulazione delle produzioni e per l'opportunità di trading in particolari situazioni (ad esempio notte – giorno, estate – inverno) o spot su evento;
- ai mutui vantaggi in termini di incremento della sicurezza e della stabilità dei sistemi: condivisione della riserva potenza (con conseguente riduzione dei costi di dispacciamento e degli investimenti in risorse di potenza di picco) e minori rischi di separazioni di rete.

Inoltre, un ulteriore fronte per lo sviluppo delle interconnessioni nel medio-lungo termine è quello del Nord Africa (in particolare Tunisia e Algeria), al fine di valorizzare il potenziale, in termini di risorse da fonti convenzionali e rinnovabili, derivante dagli scambi con l'area.

Si richiamano, infine, le opportunità derivanti dall'interconnessione con l'isola di Malta⁶, legate principalmente alle esigenze del sistema elettrico maltese di maggiore adeguatezza e stabilità rispetto alle necessità di medio e lungo periodo ma che offrono anche alcuni vantaggi, tra cui quella di esportazione dalla Sicilia di nuova produzione in particolare da fonti rinnovabili.

13.2.3 Esigenze di miglioramento della sicurezza locale e della qualità del servizio

Lo sviluppo della RTN è funzionale anche a superare altre problematiche di rete legate essenzialmente alla sicurezza locale e alla qualità del servizio.

Per quanto riguarda la sicurezza locale, i problemi sono legati principalmente alla violazione del criterio N-1 (con aumento del rischio di disalimentazione) o al mancato rispetto dei limiti consentiti per i valori della tensione nei nodi della rete.

Per quanto riguarda la qualità del servizio le esigenze derivano dalla necessità di alimentare la rete AT di subtrasmissione da punti baricentrici rispetto alle aree di carico, riducendo le perdite, migliorando i profili di tensione nei nodi ed evitando il potenziamento di estese porzioni di rete AT, con evidente beneficio economico ed ambientale. Generalmente i problemi legati alla qualità del servizio sono individuabili anche nelle connessioni caratterizzate da alimentazione radiale e/o da schemi di impianto ridotti. Le criticità derivanti da questo tipo di connessioni possono essere di due tipi:

- strutturali, ovvero legate alla tipologia di apparecchiature di cui è dotato l'impianto d'utenza;
- di esercizio, ovvero legate alla modifica topologica della rete prodotta da smagliature o da assetti radiali talvolta necessari per evitare violazioni dei limiti di portata delle linee o delle correnti di corto circuito tollerabili dalle apparecchiature.

Di seguito si riportano le aree critiche principalmente dal punto di vista della sicurezza e della qualità del servizio locale.

La rete di subtrasmissione della Liguria, che alimenta la città di Genova, non garantisce in prospettiva un adeguato livello di continuità e affidabilità del servizio, principalmente a causa di insufficiente magliatura e capacità di trasporto.

⁶ A marzo 2013 è stata autorizzata la parte di competenza italiana di una linea privata in corrente alternata a 220 kV per il collegamento del sistema maltese a quello della Sicilia in corrispondenza della stazione di Ragusa

Nei grandi centri di carico della Lombardia e del Piemonte, la rete attuale non risulta pienamente adeguata agli standard di sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche locali. Le aree particolarmente critiche del Piemonte sono la provincia di Torino, in particolare il versante ovest, e l'area compresa tra Asti e Alessandria, che presenta criticità sulla rete 132 kV legate alla notevole potenza trasportata su lunghe direttrici di portata limitata.

Sulla rete della Lombardia si registrano, in particolare nella città di Milano, rischi di sovraccarico a causa della limitata portata di alcuni collegamenti e problemi di regolazione delle tensioni; relativamente alla rete 132 kV, si confermano critiche le aree fra Pavia e Cremona e, nei periodi di alta idraulicità, l'area di Sondrio.

Nella zona Nord – Est del Paese, la rete ad altissima tensione presenta attualmente notevoli criticità, essendo caratterizzata da un basso livello di interconnessione e di magliatura; per quanto riguarda la regolazione dei profili di tensione si conferma critica l'area sud del Friuli Venezia Giulia nelle ore di basso carico.

Relativamente alla rete 132 kV si confermano fortemente critiche le aree comprese fra Vicenza, Treviso e Padova; la presenza di numerose centrali idroelettriche allacciate alla rete a 132 kV dell'Alto Adige, associata all'entrata in servizio di un elevato numero di impianti di generazione distribuita, determina notevoli difficoltà nel trasporto dell'intera energia immessa nei periodi di alta idraulicità.

La regione Emilia - Romagna presenta un eccessivo impegno delle linee AT, in particolare nelle aree di Reggio-Emilia, Modena e Ravenna, e nel contempo, delle esistenti trasformazioni AAT/AT nelle aree di Bologna, Ferrara e Parma.

Nel Nord della Toscana sono presenti severe limitazioni di esercizio. In particolare alcune problematiche si evidenziano nella rete che alimenta l'area metropolitana di Firenze attualmente inadeguata a garantire, in sicurezza, l'alimentazione dei carichi.

Anche la rete AT nell'area di Livorno presenta un aumento delle criticità di esercizio in termini di copertura in sicurezza del fabbisogno e di continuità del servizio, dovuto alle mutate condizioni di immissione di potenza da impianti convenzionali.

Critiche risultano le aree di carico delle province di Massa, Lucca e Arezzo dove si confermano rischi di sovraccarico delle trasformazioni e delle linee AT esistenti, quest'ultime caratterizzate da un'insufficiente capacità di trasporto. A questo si aggiunge il progressivo degrado dei profili di tensione sia sui livelli AAT che AT dovuti a una mutata distribuzione della domanda e dell'offerta di energia elettrica nell'arco della giornata.

Alcune porzioni della rete che alimenta l'area costiera adriatica nelle regioni Marche e Abruzzo è esercita, in particolari condizioni, in assetto radiale al fine di evitare rischi di sovraccarico. Problematiche analoghe interessano l'area della provincia di Perugia e la porzione di rete AT tra l'Abruzzo ed il Lazio.

L'area metropolitana e, più in generale, la provincia di Roma è interessata da problematiche associate alla limitata portata delle linee e alla carenza di infrastrutture che impongono un esercizio non ottimale della rete (con potenziali rischi di disalimentazione dei carichi) causando ripercussioni sulla qualità del servizio e sulla sicurezza locale.

In Campania i problemi locali sono legati principalmente alla carenza di punti di alimentazione della rete a 220 kV e 150 kV in un'ampia area a Est del Vesuvio, area caratterizzata da una significativa densità di carico. Alcune porzioni della rete campana sono caratterizzate da elevati transiti che interessano infrastrutture ormai vetuste: ciò determina una riduzione dei margini di esercizio in sicurezza, con un concreto rischio di disservizi e disalimentazioni di utenza.

In Puglia, la rete di trasmissione è caratterizzata da un alto impegno delle trasformazioni nelle stazioni elettriche. Particolarmente critiche risultano le aree di Bari e Lecce; anche l'area di Brindisi è caratterizzata da impianti non più adeguati a gestire in sicurezza la potenza prodotta, con una flessibilità di esercizio conseguentemente limitata.

In Basilicata le criticità di rete sono dovute essenzialmente alla scarsa capacità di trasporto della rete in AT, in particolare in uscita dalla stazione di trasformazione 380/150 kV di Matera. Inoltre si registrano livelli non ottimali di qualità del servizio nell'area di Potenza.

In Calabria la presenza di linee dalla limitata capacità di trasporto dà luogo a problemi di continuità e qualità del servizio sulla rete AT. In tal senso si evidenziano criticità nelle aree del Crotonese, del Catanzarese e del Reggino.

Infine, per quanto riguarda le isole maggiori, si confermano critiche sotto l'aspetto dell'esercizio in sicurezza della rete le aree della Gallura (in particolare nel periodo estivo) e di Cagliari per quanto riguarda la Sardegna, mentre si registrano, infine, livelli non adeguati della qualità del servizio su alcune porzioni della rete AT in Sicilia, in particolare quelle che alimentano le aree di Palermo, Catania e Messina.

13.2.4 Criticità ed esigenze di sviluppo derivanti dalla crescita delle FRNP

La presenza di significative immissioni di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) ha contribuito negli ultimi anni ad un sensibile aumento delle difficoltà di gestione e dei rischi per la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Il presente capitolo presenta l'analisi delle criticità previste in uno scenario evolutivo di breve-medio periodo derivanti dalla crescita rapida e diffusa degli impianti da fonte rinnovabile.

Congestioni di rete AT ed AAT

Le congestioni di rete (come illustrato in Figura 13-7) sono causate dalla presenza su linee o sezioni critiche della rete di vincoli di trasporto che limitano i transiti di potenza e, conseguentemente, non consentono l'immissione sul sistema di parte dell'energia che avrebbe

potuto essere prodotta dagli impianti che godono di priorità di dispacciamento e da quelli più competitivi.

Le congestioni risultano particolarmente penalizzanti quando interessano le linee elettriche in AT su cui sono direttamente inseriti esclusivamente impianti da fonte rinnovabile e non consentono, per ragioni di sicurezza di esercizio di tali elementi di rete, l'immissione in rete di quote di energia incentivata che avrebbe potuto essere prodotta a costo pressoché nullo e che resta invece non utilizzata.

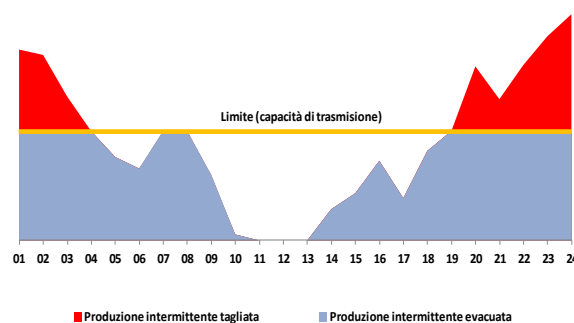


Figura 13-7 Effetto delle congestioni sulla rete

In assenza di azioni tempestive tese a garantire uno sviluppo del sistema di trasmissione coordinato a livello sia locale che nazionale con quello della capacità produttiva da FRNP, le attuali congestioni potrebbero aggravarsi già a partire dai prossimi anni nei termini di seguito rappresentati:

le criticità attualmente presenti sulle direttrici a 150 kV tra Puglia e Campania, che ancora non consentono il pieno utilizzo della capacità da fonte eolica installata, potrebbero progressivamente intensificarsi ed estendersi ad altre aree del Paese (come rappresentato in Figura 13-8), a maggior ragione in caso di ritardi nei procedimenti di autorizzazione. Tali rischi sussistono infatti, anche a causa del rapido sviluppo della produzione fotovoltaica distribuita, su altre porzioni della rete AT scarsamente magliate e con limitata capacità di trasporto in Sicilia, Calabria, Basilicata, Molise, Abruzzo e Lazio dove, nei prossimi anni, si prevede che si aggiungeranno numerosi impianti di produzione a quelli già installati.

Anche le congestioni a livello di zone di mercato (in particolare tra Sicilia e Continente e tra le zone Sud e Centro-Sud), con conseguenti separazioni di mercato, sono destinate ad intensificarsi in quanto il maggior potenziale di sviluppo delle fonti rinnovabili è presente proprio nel Sud della Penisola e nelle Isole, dove la rete primaria in AAT è meno magliata e dove è minore la domanda di energia. Tali congestioni determineranno, oltre che il rischio di non riuscire ad utilizzare tutta l'energia rinnovabile producibile nei periodi di basso fabbisogno, anche una minore efficienza derivante dall'utilizzazione di impianti di produzione meno competitivi a scapito di quelli più convenienti.

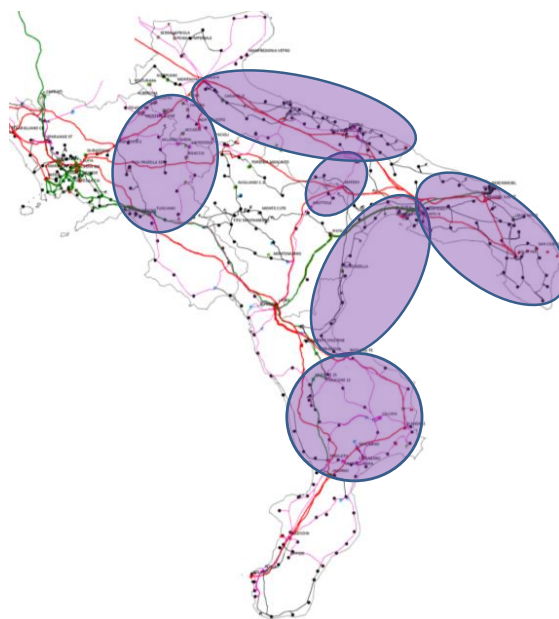


Figura 13-8 Diretrici AT critiche per l'evacuazione di energia eolica al Sud

Numerose sono le azioni messe in campo da Terna per superare i problemi di congestione al fine di valorizzare interamente le risorse di cui il sistema dispone. Tali azioni si inseriscono in un vasto programma di attività, in parte già avviate, al fine di incrementare la capacità di trasporto delle reti a livello AT e i limiti di scambio interzonali sul sistema in AAT, con particolare riferimento all'interconnessione Sicilia-Continente e alla sezione Sud - Centro-Sud.

Per quanto riguarda la rete AT, oltre al *reconductoring* delle linee esistenti con l'utilizzo ove possibile di conduttori ad alta capacità, è stata avviata la realizzazione nelle regioni del Mezzogiorno di numerose nuove "stazioni di raccolta" con stadio di trasformazione 380/150 kV a cui raccordare le reti a 150 kV su cui si inserisce la produzione rinnovabile. In tal modo risulta possibile trasferire la potenza prodotta sul sistema primario a 380 kV che dispone strutturalmente di una capacità di trasporto molto maggiore, consentendo di valorizzare sul mercato ed utilizzare a pieno l'energia da fonte rinnovabile con priorità di dispacciamento.

Inoltre, per quanto attiene il superamento dei vincoli sulla rete AAT, benefici sostanziali sono attesi dalla realizzazione di opere strategiche quali il collegamento 380 kV "Sorgente-Rizziconi", gli elettrodotti 380 kV "Foggia-Benevento", "Foggia-Villanova" e "Montecorvino-Benevento".

In tal senso è fondamentale che l'autorizzazione delle infrastrutture di rete pianificate sia il più possibile rapida, tenuto conto dello sviluppo atteso già nei prossimi anni della nuova capacità produttiva da fonti rinnovabili affinché questa possa essere utilizzata senza limitazioni.

13.3 Lo stato della rete per il PdS 2015

13.3.1 Sezioni critiche per superamento dei limiti di trasporto e rischi di congestione

Una zona della rete rilevante è una porzione della RTN per la quale esistono, ai fini della sicurezza elettrica, limiti fisici di scambio dell'energia con altre zone confinanti. Tali limiti sono individuati tenendo conto che:

- la capacità di trasporto di energia elettrica tra le zone contigue deve risultare limitata nelle situazioni osservate di funzionamento più frequenti, nel rispetto dei criteri di sicurezza previsti per l'esercizio della RTN;
- l'attuazione dei programmi di immissione e prelievo di energia elettrica non deve, in generale, provocare congestioni significative al variare delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica all'interno di ciascuna area geografica, con la corrispondente rete integra e sulla base degli stessi criteri di sicurezza di cui al precedente punto;
- la dislocazione potenziale delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica all'interno di ciascuna zona non devono, in generale, avere significativa influenza sulla capacità di trasporto tra le zone.

Le zone della rete rilevante possono corrispondere ad aree geografiche fisiche o essere delle zone virtuali (ovvero senza un corrispondente fisico).

Attualmente la RTN è suddivisa in sei zone e quattro poli di produzione limitata come riportato in Figura 13-9.

La nuova capacità produttiva risulta distribuita prevalentemente nell'area Nord e nel Sud del Paese, ovvero in aree che attualmente sono soggette a congestioni. Di conseguenza, sebbene i flussi commerciali e fisici sulle interconnessioni siano difficilmente prevedibili perché influenzati dalla disponibilità di gruppi di produzione e linee elettriche e dall'andamento dei prezzi del mercato elettrico italiano e dei mercati confinanti, è prevedibile, già nel breve - medio periodo, che in assenza di un opportuno sviluppo della RTN, la presenza di criticità di esercizio non renderanno possibile il pieno sfruttamento delle risorse produttive.



Figura 13-9 Conformazione delle zone e dei poli limitati della rete rilevante

Nella Figura 13-10 sono illustrate le principali sezioni critiche sulla rete primaria a 380 kV, che si presentano nell'orizzonte di breve-medio periodo.

Rispetto all'attuale suddivisione, l'incremento di potenza disponibile nell'area Nord-Ovest del Paese, unitamente all'incremento dell'import, comporta un aggravio delle criticità d'esercizio della rete che interconnette la regione Piemonte con la regione Lombardia. Sono previsti, infatti, notevoli flussi di potenza in direzione da Nord-Ovest a Nord-Est che andranno a peggiorare i transiti, già elevati, verso l'area di Milano e il manifestarsi sempre più frequente di congestioni di rete intrazonali che già ora interessano quell'area. In attesa della realizzazione dei rinforzi di rete pianificati è ragionevole ipotizzare il mancato sfruttamento di parte degli impianti di produzione presenti in Piemonte e nella parte Ovest della Lombardia, rendendo inutilizzabile una buona parte della potenza disponibile per la copertura del fabbisogno nazionale.

Si confermano alcune difficoltà di esercizio nell'area Nord-Est del Paese, soprattutto in assenza di opportuni sviluppi di rete. In particolare, è confermata per il futuro la presenza di vincoli di rete nell'area sud del Friuli.

Sempre nel medio periodo è prevedibile un aumento dei transiti di potenza sulle sezioni Nord - Centro Nord e Centro Nord - Centro Sud. Tali sezioni sono ora interessate da ingenti flussi di potenza che determinano criticità d'esercizio e frequenti congestioni, in particolare lungo la dorsale adriatica. Al riguardo, si segnala inoltre che i flussi di potenza su tali sezioni sono variabili, con transiti elevati sia sulla dorsale adriatica che su quelle tirreniche, e soggetti a possibili inversioni, in

funzione della diversa distribuzione della produzione da fonti rinnovabili non programmabili sul territorio nazionale.

Lo sviluppo della generazione, in particolar modo da fonte rinnovabile, interesserà fortemente il Mezzogiorno, determinando il conseguente aumento dei flussi di potenza dall'area Sud verso il Centro - Sud. Attualmente i flussi di potenza che interessano tale sezione sono funzione della produzione di tutti gli impianti sottesi alla sezione stessa sia rinnovabili che termoelettrici. Si rendono perciò necessari opportuni sviluppi di rete per decongestionare il transito tra la zona Sud e Centro Sud.

Particolari criticità sono prevedibili nell'esercizio della rete di trasmissione in Calabria dove, considerate le centrali esistenti di Rossano, Altomonte, Simeri Crichi, Rizziconi e Scandale, unitamente agli impianti da fonti rinnovabili, ed alle nuove iniziative produttive previste, è necessario assicurare l'evacuazione della generazione disponibile nell'area.

Nelle due isole maggiori, considerato anche il forte sviluppo delle FRNP, devono essere previsti importanti rinforzi di rete.

In Sardegna, il forte sviluppo della produzione da fonti rinnovabili, rende opportuno valutare possibili soluzioni di potenziamento della rete.

La Sicilia è attualmente interconnessa con il Continente attraverso un unico collegamento a 380 kV in corrente alternata e dispone di un sistema di trasmissione primario costituito essenzialmente da un anello a 220 kV con ridotte potenzialità in termini di capacità di trasporto rispetto al carico previsto nella parte occidentale dell'Isola. Sono pertanto prevedibili sempre maggiori condizionamenti per gli operatori del mercato elettrico, anche in relazione all'ulteriore sviluppo della generazione, soprattutto da fonti rinnovabili, previsto in Sicilia e in Calabria. Tali circostanze richiedono consistenti opere di rinforzo della rete nell'Isola e dell'interconnessione con il Continente, come appunto il potenziamento della rete 380 kV dell'isola e il nuovo elettrodotto 380 kV tra le stazioni di Sorgente e Rizziconi.

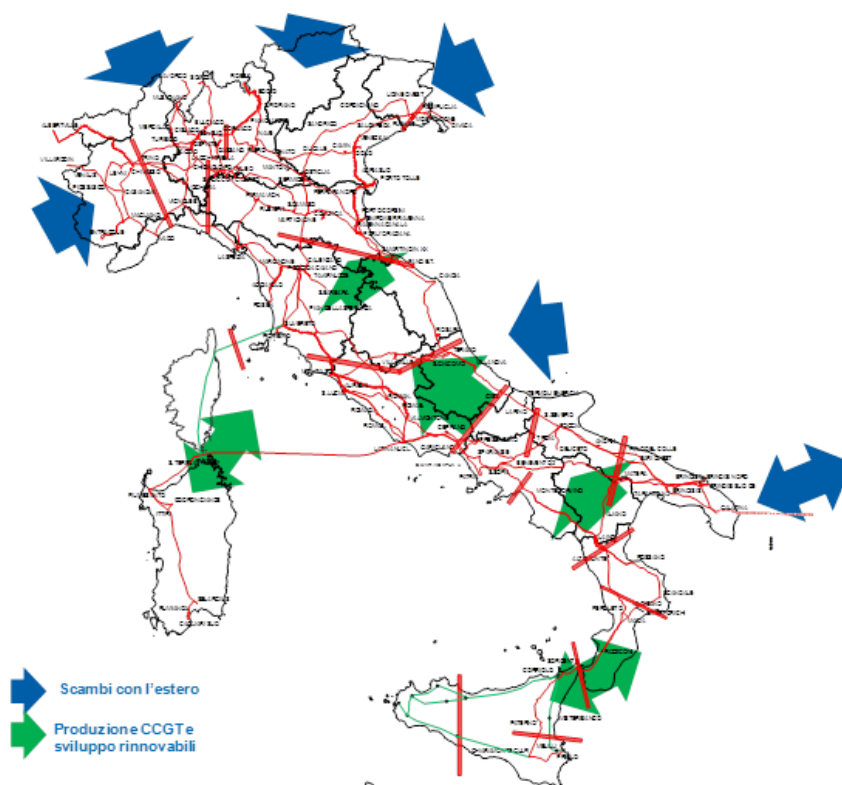


Figura 13-10 Sezioni critiche

13.3.2 Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione

In base a quanto previsto dalla Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento Terna, oltre a rinforzare la rete interna di trasmissione per consentire il miglior utilizzo del parco produttivo nazionale, ha il compito di sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici degli altri Paesi al fine di garantire la sicurezza e ridurre i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica.

Esistono diversi fattori a giustificazione della spinta verso un maggior livello di integrazione della rete elettrica Italiana con quella degli altri Paesi. I principali vantaggi tecnici che si ottengono sono il potenziamento generale del sistema, un miglioramento dell'esercizio in sicurezza e un'ottimizzazione dell'utilizzo degli impianti. Tramite il trasporto dell'elettricità, infatti, si rende possibile lo sfruttamento delle risorse energetiche primarie molto distanti dai punti di utilizzo evitando i problemi connessi al trasporto delle stesse su lunga distanza.

Nel processo di liberalizzazione del mercato elettrico europeo gli scambi di energia elettrica rivestono un ruolo importante, considerato l'obiettivo comunitario di costruire un mercato integrato dell'energia elettrica in Europa attraverso il raggiungimento di adeguati livelli di interconnessione.

Per l'Italia questo assume una rilevanza particolare, considerata la differenza dei costi marginali di produzione fra la stessa Italia e gli altri Paesi Europei.

In tale contesto si inquadrano anche le linee di interconnessione realizzate da soggetti privati ai sensi della normativa vigente (D.M. 21 ottobre 2005 e Regolamento CE 714/2009)⁷. In proposito, la concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento (art. 9) prescrive a Terna di tenere conto tali progetti nella definizione delle linee di sviluppo, con particolare riferimento alla individuazione delle necessità di potenziamento della rete di interconnessione con l'estero⁸.

Dall'esame degli scenari di evoluzione dei sistemi elettrici in Europa e nei Paesi limitrofi emergono i seguenti elementi, per i quali è possibile definire le strategie di sviluppo delle future interconnessioni:

- sulla frontiera Nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia), a fronte di un differenziale di prezzo che, in base agli scenari ipotizzati, tenderà a mantenersi generalmente elevato, si prevede un ulteriore incremento della capacità di importazione;
- nell'area del Sud Est Europa (SEE) si riscontra una capacità produttiva diversificata e competitiva prevista in aumento nel medio-lungo periodo, grazie ai programmi di sviluppo di nuova generazione. Pertanto la regione del SEE può essere vista come un importante corridoio per gli scambi di energia consentendo un accesso diretto ai mercati elettrici dell'Europa Sud orientale con riduzione del percorso dei flussi di energia.

In relazione a quanto detto, l'interconnessione con il sistema balcanico rappresenta una opportunità per il sistema Italia in quanto assicura:

- un aumento della competitività nel mercato, oltre che un canale di scambio di energia elettrica disponibile a prezzi sensibilmente inferiori sia nel medio che nel lungo termine;
- un'opzione di diversificazione delle fonti energetiche di approvvigionamento, in alternativa a gas e petrolio, sulla base delle ingenti risorse minerarie e idriche presenti nei Paesi del Sud – Est Europa e grazie alle potenziali sinergie con i sistemi elettrici dei Paesi dell'area;

⁷ Tra le iniziative merchant si segnalano: la linea HVDC. Sils (CH) – Verderio (I) (Greenconnector), e la linea 220 kV Wurlach (AT) – Somplago (I) che sono state incluse nel TYNDP2014 di ENTSO-E, oltre che nella lista dei progetti di interesse comune PCI di cui al Regolamento (UE) n. 347/2013;

l'interconnessione in cavo marino 220 kV dell'Isola di Malta alla Sicilia in corrispondenza della stazione di Ragusa (in costruzione da marzo 2013 e prevista in esercizio per la metà del 2015), legata principalmente alle esigenze del sistema elettrico maltese di maggiore adeguatezza e stabilità rispetto alle necessità di medio e lungo periodo, ma che può offrire agli operatori anche opportunità di esportazione dalla Sicilia della energia prodotta in particolare da fonti rinnovabili.

⁸ Al riguardo si rappresenta che in Italia le iniziative c.d. *merchant* tuttora in essere sono particolarmente numerose (diverse decine per una capacità nominale complessiva dell'ordine di oltre 12 GW) e che Terna non ha elementi sufficienti per stabilire anticipatamente quali progetti saranno effettivamente realizzati. Inoltre il tasso di successo delle iniziative nella realtà è relativamente esiguo (mediamente inferiore al 5% negli ultimi 10 anni). Le iniziative in argomento non possono essere pertanto incluse negli scenari di riferimento per la costruzione del PdS, se non vi è la certezza che le opere verranno effettivamente realizzate (ad es. nei casi in cui le autorizzazioni siano state conseguite sia in Italia che all'estero e siano state concluse le procedure di esenzione e di connessione alla RTN). I progetti in fase più avanzata possono tuttavia essere considerati nell'ambito di analisi di sensitività alla base delle valutazioni sul dimensionamento delle nuove soluzioni di intervento pianificate.

- l'opportunità di incrementare lo sviluppo e l'import da fonti rinnovabili.

Ulteriori benefici per il sistema elettrico nazionale derivanti dall'interconnessione con i sistemi elettrici dell'area SEE sono inoltre associati:

- all'apertura di nuove frontiere energetiche con i Paesi dell'Europa orientale (Turchia, Ucraina, Moldavia, Russia);
- alle prospettive di miglior sfruttamento nel lungo periodo degli asset di trasmissione esistenti (come ad esempio l'interconnessione con la Grecia);
- all'utilizzazione di scambi non sistematici, per ottimizzare il commitment e la gestione dei vincoli di modulazione delle produzioni e per l'opportunità di trading in particolari situazioni (ad esempio notte – giorno, estate – inverno) o spot su evento;
- ai mutui vantaggi in termini di incremento della sicurezza e della stabilità dei sistemi: condivisione della riserva potenza (con conseguente riduzione dei costi di dispacciamento e degli investimenti in risorse di potenza di picco) e minori rischi di separazioni di rete.

Inoltre, un ulteriore fronte allo studio per lo sviluppo delle interconnessioni nel medio-lungo termine è quello del Nord Africa (in particolare Tunisia e Algeria), al fine di valorizzare il potenziale, in termini di risorse da fonti convenzionali e rinnovabili, derivante dagli scambi con l'area.

13.3.3 Esigenze di miglioramento della sicurezza locale e della qualità del servizio

Lo sviluppo della RTN è funzionale anche a superare altre problematiche di rete legate essenzialmente alla sicurezza locale e alla qualità del servizio.

Per quanto riguarda la sicurezza locale, i problemi sono legati principalmente alla violazione del criterio N-1 (con aumento del rischio di disalimentazione) o al mancato rispetto dei limiti consentiti per i valori della tensione nei nodi della rete.

Per quanto riguarda la qualità del servizio le esigenze derivano dalla necessità di alimentare la rete AT di subtrasmissione da punti baricentrici rispetto alle aree di carico, riducendo le perdite, migliorando i profili di tensione nei nodi ed evitando il potenziamento di estese porzioni di rete AT, con evidente beneficio economico ed ambientale. Generalmente i problemi legati alla qualità del servizio sono individuabili anche nelle connessioni caratterizzate da alimentazione radiale e/o da schemi di impianto ridotti. Le criticità derivanti da questo tipo di connessioni possono essere di due tipi:

- strutturali, ovvero legate alla tipologia di apparecchiature di cui è dotato l'impianto d'utenza;
- di esercizio, ovvero legate alla modifica topologica della rete prodotta da smagliature o da assetti radiali talvolta necessari per evitare violazioni dei limiti di portata delle linee o delle correnti di corto circuito tollerabili dalle apparecchiature.

Di seguito si riportano le aree critiche principalmente dal punto di vista della sicurezza e della qualità del servizio locale.

La rete di subtrasmissione della Liguria, che alimenta la città di Genova, non garantisce in prospettiva un adeguato livello di continuità e affidabilità del servizio, principalmente a causa di insufficiente magliatura e capacità di trasporto.

Nei grandi centri di carico della Lombardia e del Piemonte, la rete attuale non risulta pienamente adeguata agli standard di sicurezza di alimentazione delle utenze elettriche locali. Le aree particolarmente critiche del Piemonte sono la provincia di Torino, in particolare il versante ovest, e l'area compresa tra Asti e Alessandria, che presenta criticità sulla rete 132 kV legate alla notevole potenza trasportata su lunghe direttrici di portata limitata.

Sulla rete della Lombardia si registrano, in particolare nella città di Milano, rischi di sovraccarico a causa della limitata portata di alcuni collegamenti e problemi di regolazione delle tensioni; relativamente alla rete 132 kV, si confermano critiche le aree fra Pavia e Cremona e, nei periodi di alta idraulicità, l'area di Sondrio.

Le criticità relative alle città di Genova, Torino e Milano sono in fase di risoluzione grazie ai previsti interventi di sviluppo in corso di realizzazione.

Nella zona Nord – Est del Paese, la rete ad altissima tensione presenta attualmente notevoli criticità, essendo caratterizzata da un basso livello di interconnessione e di magliatura; per quanto riguarda la regolazione dei profili di tensione si conferma critica l'area sud del Friuli Venezia Giulia nelle ore di basso carico.

Relativamente alla rete 132 kV si confermano fortemente critiche le aree comprese fra Vicenza, Treviso e Padova; la presenza di numerose centrali idroelettriche allacciate alla rete a 132 kV dell'Alto Adige, associata all'entrata in servizio di un elevato numero di impianti di generazione distribuita, determina notevoli difficoltà nel trasporto dell'intera energia immessa nei periodi di alta idraulicità. Si registrano inoltre notevoli rischi di limitazioni all'esercizio della rete in provincia di Belluno, in particolare nelle aree del Comelico e del Cadore.

La regione Emilia - Romagna presenta un eccessivo impegno delle linee AT, in particolare nelle aree di Reggio-Emilia, Modena e Ravenna, e nel contempo, delle esistenti trasformazioni AAT/AT nelle aree di Bologna, Ferrara e Parma.

Nel Nord della Toscana sono presenti severe limitazioni di esercizio. In particolare alcune problematiche si evidenziano nella rete che alimenta l'area metropolitana di Firenze attualmente inadeguata a garantire, in sicurezza, l'alimentazione dei carichi.

Anche la rete AT nell'area di Livorno presenta un aumento delle criticità di esercizio in termini di copertura in sicurezza del fabbisogno e di continuità del servizio, dovuto alle mutate condizioni di immissione di potenza da impianti convenzionali.

Critiche risultano le aree di carico delle province di Massa, Lucca e Arezzo dove si confermano rischi di sovraccarico delle trasformazioni e delle linee AT esistenti, quest'ultime caratterizzate da un'insufficiente capacità di trasporto. A questo si aggiunge il progressivo degrado dei profili di tensione sia sui livelli AAT che AT dovuti a una mutata distribuzione della domanda e dell'offerta di energia elettrica nell'arco della giornata.

Alcune porzioni della rete che alimenta l'area costiera adriatica nelle regioni Marche e Abruzzo è esercita, in particolari condizioni, in assetto radiale al fine di evitare rischi di sovraccarico. Problematiche analoghe interessano l'area della provincia di Perugia e la porzione di rete AT tra l'Abruzzo ed il Lazio.

L'area metropolitana e, più in generale, la provincia di Roma è interessata da problematiche associate alla limitata portata delle linee e alla carenza di infrastrutture che impongono un esercizio non ottimale della rete (con potenziali rischi di disalimentazione dei carichi) causando ripercussioni sulla qualità del servizio e sulla sicurezza locale.

In Campania i problemi locali sono legati principalmente alla carenza di punti di alimentazione della rete a 220 kV e 150 kV in un'ampia area a Est del Vesuvio, area caratterizzata da una significativa densità di carico. Alcune porzioni della rete campana sono caratterizzate da elevati transiti che interessano infrastrutture ormai vetuste: ciò determina una riduzione dei margini di esercizio in sicurezza, con un concreto rischio di disservizi e disalimentazioni di utenza.

In Puglia, la rete di trasmissione è caratterizzata da un alto impegno delle trasformazioni nelle stazioni elettriche. Particolarmente critiche risultano le aree di Bari e Lecce; anche l'area di Brindisi è caratterizzata da impianti non più adeguati a gestire in sicurezza la potenza prodotta, con una flessibilità di esercizio conseguentemente limitata.

In Basilicata le criticità di rete sono dovute essenzialmente alla scarsa capacità di trasporto della rete in AT, in particolare in uscita dalla stazione di trasformazione 380/150 kV di Matera. Inoltre si registrano livelli non ottimali di qualità del servizio nell'area di Potenza.

In Calabria la presenza di linee dalla limitata capacità di trasporto dà luogo a problemi di continuità e qualità del servizio sulla rete AT. In tal senso si evidenziano criticità in particolare nelle aree del Crotonese, del Catanzarese e del Reggino.

Infine, per quanto riguarda le isole maggiori, si confermano critiche sotto l'aspetto dell'esercizio in sicurezza della rete le aree della Gallura (in particolare nel periodo estivo) e di Cagliari per quanto riguarda la Sardegna, mentre si registrano, infine, livelli non adeguati della qualità del servizio su alcune porzioni della rete AT in Sicilia, in particolare quelle che alimentano le aree di Palermo, Catania e Messina.

13.3.4 Criticità ed esigenze di sviluppo derivanti dalla crescita delle FRNP

La presenza di significative immissioni di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) ha contribuito negli ultimi anni ad un sensibile aumento delle difficoltà di gestione e dei rischi per la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Il presente capitolo presenta l'analisi delle criticità previste in uno scenario evolutivo di breve-medio periodo derivanti dalla crescita rapida e diffusa degli impianti da fonte rinnovabile.

Congestioni di rete AT ed AAT

Le congestioni di rete (come illustrato in Figura 13-11) sono causate dalla presenza su linee o sezioni critiche della rete di vincoli di trasporto che limitano i transiti di potenza e, conseguentemente, non consentono l'immissione sul sistema di parte dell'energia che avrebbe potuto essere prodotta dagli impianti che godono di priorità di dispacciamento e da quelli più competitivi.

Le congestioni risultano particolarmente penalizzanti quando interessano le linee elettriche in AT su cui sono direttamente inseriti esclusivamente impianti da fonte rinnovabile e non consentono, per ragioni di sicurezza di esercizio di tali elementi di rete, l'immissione in rete di quote di energia incentivata che avrebbe potuto essere prodotta a costo pressoché nullo e che resta invece non utilizzata.

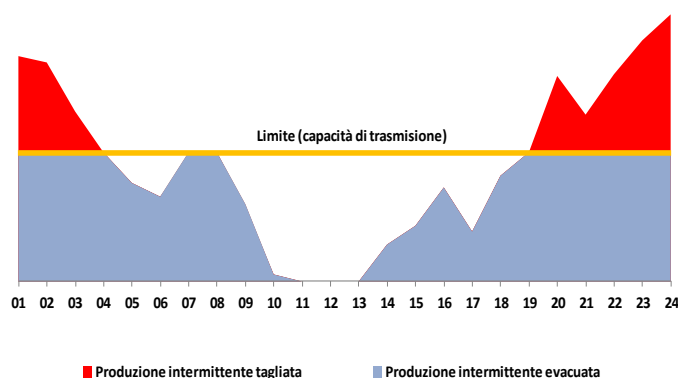


Figura 13-11 Effetto delle congestioni sulla rete

In assenza di azioni tempestive tese a garantire uno sviluppo del sistema di trasmissione coordinato a livello sia locale che nazionale con quello della capacità produttiva da FRNP, le attuali congestioni potrebbero aggravarsi già a partire dai prossimi anni nei termini di seguito rappresentati:

- le criticità attualmente presenti sulle direttrici a 150 kV tra Puglia e Campania, che ancora non consentono il pieno utilizzo della capacità da fonte eolica installata, potrebbero progressivamente intensificarsi ed estendersi ad altre aree del Paese (come rappresentato in Figura 13-12), a maggior ragione in caso di ritardi nei procedimenti di autorizzazione. Tali rischi sussistono infatti, anche a causa del rapido sviluppo della produzione fotovoltaica

distribuita, su altre porzioni della rete AT scarsamente magliate e con limitata capacità di trasporto in Sicilia, Calabria, Basilicata, Molise, Abruzzo e Lazio dove, nei prossimi anni, si prevede che si aggiungeranno numerosi impianti di produzione a quelli già installati.

- Anche le congestioni a livello di zone di mercato (in particolare tra Sicilia e Continente e tra le zone Sud e Centro-Sud), con conseguenti separazioni di mercato, sono destinate ad intensificarsi in quanto il maggior potenziale di sviluppo delle fonti rinnovabili è presente proprio nel Sud della Penisola e nelle Isole, dove la rete primaria in AAT è meno magliata e dove è minore la domanda di energia. Tali congestioni determineranno, oltre che il rischio di non riuscire ad utilizzare tutta l'energia rinnovabile producibile nei periodi di basso fabbisogno, anche una minore efficienza derivante dall'utilizzazione di impianti di produzione meno competitivi a scapito di quelli più convenienti.

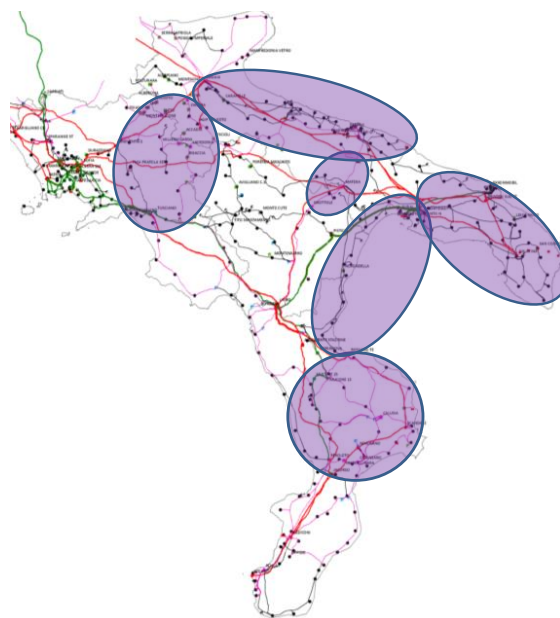


Figura 13-12 Diretrici AT critiche per l'evacuazione di energia eolica al Sud

Numerose sono le azioni messe in campo da Terna per superare i problemi di congestione al fine di valorizzare interamente le risorse di cui il sistema dispone. Tali azioni si inseriscono in un vasto programma di attività, in parte già avviate, al fine di incrementare la capacità di trasporto delle reti a livello AT e i limiti di scambio interzonali sul sistema in AAT, con particolare riferimento all'interconnessione Sicilia-Continente e alla sezione Sud - Centro-Sud.

Per quanto riguarda la rete AT, oltre al *reconductoring* delle linee esistenti con l'utilizzo ove possibile di conduttori ad alta capacità, è stata avviata la realizzazione nelle regioni del Mezzogiorno di numerose nuove "stazioni di raccolta" con stadio di trasformazione 380/150 kV a cui raccordare le reti a 150 kV su cui si inserisce la produzione rinnovabile. In tal modo risulta possibile trasferire la potenza prodotta sul sistema primario a 380 kV che dispone strutturalmente

di una capacità di trasporto molto maggiore, consentendo di valorizzare sul mercato ed utilizzare a pieno l'energia da fonte rinnovabile con priorità di dispacciamento.

Inoltre, per quanto attiene il superamento dei vincoli sulla rete AAT, benefici sostanziali sono attesi dalla realizzazione di opere strategiche quali il collegamento 380 kV "Sorgente-Rizziconi", gli elettrodotti 380 kV "Foggia-Villanova" e "Montecorvino-Benevento".

In tal senso è fondamentale che l'autorizzazione delle infrastrutture di rete pianificate sia il più possibile rapida, tenuto conto dello sviluppo atteso già nei prossimi anni della nuova capacità produttiva da fonti rinnovabili affinché questa possa essere utilizzata senza limitazioni.

14 SCENARI DI SVILUPPO DELLA RTN

(con riferimento all'osservazione n. 8 del MATTM)

14.1 Scenari di sviluppo del PdS 2013

Per pianificare in modo opportuno gli sviluppi della rete è necessario analizzare il funzionamento del sistema elettrico sia nello stato attuale sia in quello previsto su scenari previsionali di medio e lungo termine.

In tal modo è possibile valutare se le problematiche che già attualmente caratterizzano il sistema permangono o evolvono negli scenari futuri, consentendo una pianificazione ottimale degli interventi di sviluppo.

Nei seguenti paragrafi sono riportate sinteticamente le principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico e successivamente sono descritti gli scenari previsionali individuati. Al riguardo, si evidenzia che, al fine di migliorare il processo di elaborazione degli scenari futuri, il Piano di Sviluppo di Terna raccoglie anche le valutazioni e gli studi di settore promossi da soggetti indipendenti.

14.1.1 Principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico

Di seguito sono riportate le principali evidenze emerse nel corso del 2012 relativamente ai fenomeni e alle dinamiche che hanno caratterizzato il funzionamento del sistema elettrico e l'andamento dei mercati.

Il 2012 ha visto un ulteriore consistente incremento della capacità installata da fonti rinnovabili (dell'ordine di oltre 3 GW di fotovoltaico e quasi 1 GW di eolico), seppure con trend complessivamente più contenuti rispetto al 2011 (cfr. Figura 14-1).

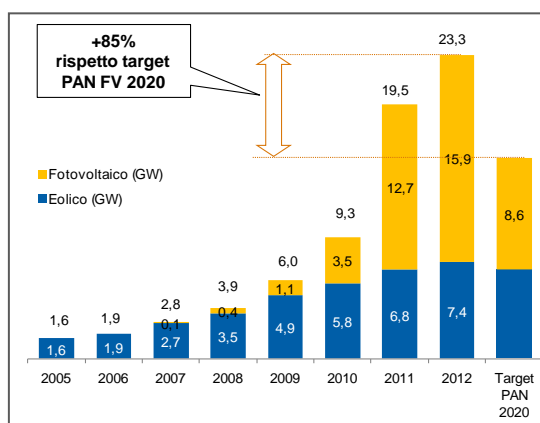


Figura 14-1 Potenza eolica e fotovoltaica installata (GW): dati provvisori a ottobre 2012 (fonte: Gaudi (WIND) – Atlasole (PV))

Per quanto riguarda in particolare gli impianti fotovoltaici, la crescita ha riguardato principalmente la generazione distribuita sulle reti in media e bassa tensione.

Tale dinamica ha confermato ed accentuato i fenomeni, già rilevati nel corso del 2011, di risalita dell'energia prodotta dalle reti di distribuzione verso il sistema di trasmissione, con inversione dei flussi che, in condizioni di elevata produzione da generazione distribuita, transitano dai livelli di tensione BT e MT verso la rete AT. In particolare, è rilevante osservare come, nel periodo da ottobre 2011 a settembre 2012, circa un quarto delle cabine primarie di distribuzione in Italia sono state interessate da questo fenomeno per un numero di ore significativo.

Per effetto della produzione distribuita in MT/BT, inoltre il profilo di carico sulla rete rilevante in alta tensione risulta modificato, con forte accentuazione della rampa di carico serale, che, in particolare in giorni di basso carico (week end e bank holidays) quando sono in servizio pochi gruppi termoelettrici, ha fatto emergere maggiori rischi in termini di capacità di inseguimento della rampa di carico stessa.

La riduzione di impegno delle linee di trasporto in alcune ore del giorno caratterizzate da condizioni di basso carico (anche a causa dell'andamento dei consumi correlato al permanere della crisi economica), ha fatto registrare valori elevati di tensione anche sulla rete in AAT (in particolare in alcune aree del Lazio, della Campania, del Piemonte e del Friuli). Tale fenomeno, già riscontrato negli ultimi anni, è risultato enfatizzato nel 2012, anche a causa della generazione distribuita che, oltre a ridurre il carico visto dalla rete primaria, ha comportato una minore disponibilità di servizi di regolazione delle tensioni da parte della generazione termoelettrica esistente.

La presenza di aree della rete AT con produzione da fonti rinnovabili eccedentaria rispetto al carico locale e alla capacità di trasporto delle linee, conferma ancora l'esigenza di rinforzi per rimuovere i rischi di sovraccarico, in particolare su alcune porzioni di rete critiche al Sud.

Le condizioni di variabilità e non completa prevedibilità della maggior produzione da fonti rinnovabili, hanno confermato le esigenze, già emerse non corso del 2011, di maggiori risorse di regolazione del sistema elettrico, sempre più necessarie in prospettiva per far fronte a problemi di over-generation specialmente in condizioni di basso carico, con minore disponibilità di generazione termoelettrica in servizio e potenziale riduzione della capacità di regolazione del sistema.

Nel 2012 si è riscontrata di fatto una riduzione complessiva delle ore di utilizzazione degli impianti tradizionali a ciclo combinato CCGT (in particolare al Sud, con oltre il 40% in meno rispetto al 2007).

Per quanto riguarda il rispetto dei requisiti, previsti dall'Allegato A70 al Codice di rete ai sensi della Delibera AEEG 84/12, al fine di garantire la sicurezza del sistema, si riscontrano ritardi nel retrofitting della generazione distribuita: a novembre 2012 risultano adeguati ai campi di funzionamento

di frequenza e tensione solo il 28% circa degli impianti sul continente (circa 4 GW su un totale di 14 GW) ed il 32% circa degli impianti sulle isole (circa 370 MW su un totale di 1 GW)⁹.

Anche nel 2012 si è evidenziato un incremento dei transiti in direzione da Sud a Nord (derivante anche dall'ingresso di nuova generazione principalmente da fonti rinnovabili nel Mezzogiorno) e il progressivo spostamento della sezione neutra verso le regioni centro-settentrionali. In base alle analisi effettuate, tale fenomeno trova conferma nel breve termine e negli scenari previsionali di medio periodo, in cui si evidenzia anche un consistente aumento dei transiti in potenza sulle principali sezioni critiche da Sud verso Nord e l'urgenza di provvedere al potenziamento della capacità di trasporto.

Per quanto riguarda il comportamento dei mercati, i valori del PUN registrati per l'anno 2012 sono risultati generalmente superiori rispetto a quelli del 2011 e del 2010, nonostante la strutturale riduzione della domanda, principalmente a causa dell'aumento del prezzo del gas. Conseguentemente si è registrato un maggiore differenziale di prezzo tra l'Italia e l'estero rispetto al 2011 (quasi il 30% in più su media mensile). La zona di mercato Sud si è confermata quella più competitiva, anche se nella seconda parte dell'anno i prezzi sul continente e in Sardegna sono risultati sostanzialmente allineati, permanendo invece un prezzo zonale significativamente più elevato in Sicilia.

Relativamente al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), l'approvvigionamento dei servizi di rete (essenzialmente regolazione tensioni e riserva) nelle zone Centro-Sud e Sicilia è risultato ancora elevato in proporzione al fabbisogno zonale.

Infine, per quanto attiene gli scambi con l'estero, si è evidenziata una maggiore variabilità degli scambi di energia alla frontiera Nord, potenzialmente riconducibile a minore affidabilità della capacità produttiva di base all'estero (conseguenza delle politiche di phase out nucleare in Germania e del crescente contributo delle fonti rinnovabili non programmabili anche nel mix produttivo Europeo).

I principali fenomeni descritti sono dettagliati nell'Allegato 2 "Principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati" del PdS 2013.

14.1.2 Scenari di Piano e Vision ENTSO-E

Nell'ambito della definizione degli scenari successivi al 2020, l'ENTSO-E¹⁰ indica l'anno 2030 come "ponte" tra i target europei 20x20x20 da raggiungere entro il 2020 e gli obiettivi di decarbonizzazione previsti dalla Energy Roadmap da raggiungere al 2050.

⁹ Tale situazione sta comportando difficoltà nel programmare manutenzioni su linee critiche per sicurezza. In particolare dopo il disservizio in Sicilia del maggio 2011 sono stati rimandati i lavori di manutenzione sull'attuale collegamento tra la Sicilia ed il continente per evitare il funzionamento in isola della Sicilia.

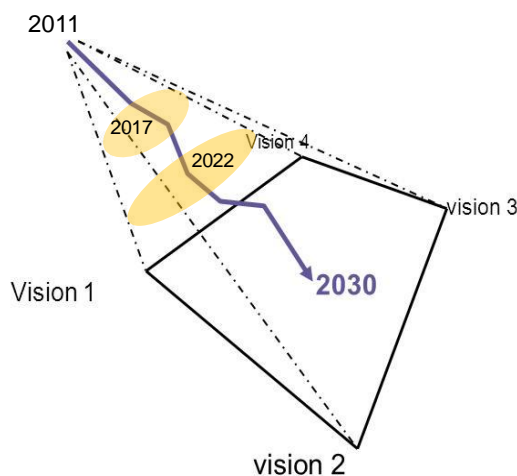


Figura 14-2 Vision ENTSO-E

In particolare, vengono individuati 4 scenari estremi, le cosiddette “Vision” (cfr. Figura 14-2), all’interno delle quali cadrà lo scenario effettivo previsto per l’anno 2030.

I driver principali di questi scenari sono la cooperazione tra gli stati e la capacità di ciascun stato di adottare politiche energetiche per raggiungere gli obiettivi 2050.

On track for Energy roadmap 2050	
<p>Vision 3: Green transition</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ Favourable economic and financial conditions ➢ Reinforced national energy policies ➢ Parallel national R&D research schemes ➢ High CO₂ prices and low primary energy prices (IEA – WEO2010 450 scenario) ➢ Electricity demand higher than Vision 2 ➢ demand respons potential is partially used ➢ Electric plug-in vehicles (with flexible charging) ➢ Smart grid is implemented and partially used for DSM ➢ CCS is not commercially deployed 	<p>Vision 4: Green revolution</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ Favourable economic and financial conditions ➢ European energy policy ➢ European R&D research scheme ➢ High CO₂ prices and low primary energy prices ➢ Electricity demand higher than Vision 3 ➢ demand respons potential is fully used ➢ Electric plug-in vehicles (with flexible charging & generation) ➢ Smart grid is implemented and used for DSM ➢ CCS is commercially deployed
<p>Vision 1: Slow progress</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ Less favourable economic and financial conditions ➢ No reinforced national energy policies ➢ Parallel national R&D research schemes ➢ Low CO₂ prices and high primary energy prices (IEA – WEO 2010 current policies scenario) ➢ Electricity demand (lowest level) ➢ no demand respons ➢ No Electric plug-in vehicles ➢ Smart grid is implemented but not used for DSM ➢ CCS is not commercially deployed 	<p>Vision 2: Money rules</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ Less favourable economic and financial conditions ➢ European energy policy ➢ European R&D research scheme ➢ Low CO₂ prices and high primary energy prices (IEA – WEO 2010 current policies scenario) ➢ Electricity demand slightly higher than Vision 1 ➢ demand respons potential is partially used ➢ Electric plug-in vehicles (with flexible charging) ➢ Smart grid is implemented and partially used for DSM ➢ CCS commercial deployment is facilitated
<p>A loose European framework</p>	<p>A strong European framework</p>
<p>Delay of Energy roadmap 2050</p>	

Figura 14-3 - Principali parametri delle quattro vision Entso-E

Qui nel seguito, si riportano le principali caratteristiche delle Vision presenti nella Figura 14-3:

¹⁰ ENTSO-E: Guidelines for constructing 2030 vision 1&3 and additional parameters to help construct 203 vision 2&4

- Vision 1 – Slow Progress: il sistema è caratterizzato da una bassa cooperazione tra gli stati ed è in ritardo rispetto agli obiettivi Roadmap 2050, a causa delle condizioni economiche e finanziarie poco favorevoli. In tale Vision la domanda cresce lentamente e non ci sono sviluppi sull'efficienza energetica così come sull'utilizzo dell'elettricità ai fini del trasporto (ad es. veicoli a ricarica elettrica). La generazione prevede ancora una forte influenza degli impianti a carbone per coprire il carico di base e non ci sono politiche da implementare dopo il 2020 al fine di favorire lo sviluppo di nuove FER.
- Vision 3 – Green Transition: il sistema, pur essendo caratterizzato da una bassa cooperazione tra gli stati, presenta uno scenario economico che permette di essere al 2030 sulla buona strada per raggiungere gli obiettivi Roadmap 2050, essendo presenti condizioni economiche e finanziarie che sostengono le attuali politiche energetiche. La richiesta di energia è caratterizzata da un alto ritmo di crescita grazie agli sviluppi nell'efficienza energetica e nell'utilizzo dell'energia nel campo dei trasporti (introduzione su larga scala di veicoli a ricarica elettrica). Grazie alla politica energetica volta al raggiungimento degli obiettivi della Roadmap 2050, le unità a gas sono preferite a quelle a carbone per la copertura del carico di base.
- Vision 2 – Money Rules: il sistema è caratterizzato da una forte cooperazione tra gli stati, ma è in ritardo nel raggiungere gli obiettivi Roadmap 2050, essendo presenti condizioni economiche e finanziarie che non sostengono le attuali politiche energetiche. Il ritmo di crescita della domanda è maggiore di quello della Vision 1, grazie all'introduzione di nuovi usi dell'energia (introduzione su larga scala di veicoli a ricarica elettrica) ed al miglioramento dell'efficienza energetica. La mancanza di risorse economiche porta la generazione ad essere dipendente dal carbone, anche per l'assenza di politiche che sostengano dopo il 2020 lo sviluppo delle FER; tuttavia, la forte integrazione europea sostiene lo sviluppo degli impianti con tecnologia CCS (carbon capture and storage).
- Vision 4 – Green Revolution: il sistema è caratterizzato da una forte cooperazione tra gli stati ed è in linea con gli obiettivi Roadmap 2050. Il ritmo di crescita della domanda è maggiore di quello della Vision 3, caratterizzata da un uso intensivo dei veicoli a ricarica elettrica e da un maggiore sviluppo dell'efficienza energetica. La forte integrazione europea porta il sistema ad essere sulla buona strada per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione previsti dalla Roadmap 2050; tale condizione si traduce in un utilizzo delle unità a gas, rispetto a quelle a carbone, e nello sviluppo commerciale degli impianti con tecnologia CCS (carbon capture and storage).

Gli scenari che ENTSO-E richiede a ciascun TSO di sviluppare, con un approccio del tipo bottom-up, sono le Vision 1 e 3, in quanto i singoli TSO non hanno informazioni sufficienti per sviluppare scenari che richiedano una forte cooperazione tra gli stati.

Le Vision 2 e 4, invece, saranno definite con un approccio del tipo top-down a partire dalle Vision 1 e 3.

14.1.3 Scenario standard per l'elaborazione degli interventi di sviluppo.

Le esigenze della RTN sono generalmente determinate in uno scenario "business as usual", nel quale è valutata l'evoluzione più probabile dei consumi elettrici e del parco di generazione in un orizzonte temporale di cinque e dieci anni.

Una efficace attività di pianificazione della rete di trasmissione considera l'evoluzione del sistema elettrico nel suo complesso, costruendo gli scenari futuri degli assetti di funzionamento della rete sulla base della stima di evoluzione di alcune principali grandezze esogene:

- la crescita del fabbisogno di energia¹¹;
- la crescita della potenza elettrica¹¹;
- lo sviluppo del parco di generazione di tipo convenzionale e rinnovabile in termini di entità, localizzazione e tipologia di impianti;
- l'incremento della capacità di interconnessione per gli scambi di energia con gli altri Paesi.

14.1.4 Previsioni di domanda

Le previsioni di crescita del fabbisogno di energia e della potenza elettrica sono sviluppate con l'obiettivo di contribuire ad aggiornare il quadro di riferimento per le valutazioni relative al Piano di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale, a cura Terna.

Nella presente edizione, le previsioni si estendono fino al 2022 e sono articolate:

- in energia, con riferimento al dato annuale della richiesta e dei consumi elettrici;
- in potenza, con riferimento alla punta annuale.

Infine, pur non rientrando nell'obiettivo del presente Piano di Sviluppo, si mostrano le analisi sugli scenari previsionali di lunghissimo termine (2030), in linea con le recenti direttive in ambito ENTSO-E.

14.1.4.1 Previsioni della domanda di energia elettrica

Sulla base di un confronto dei dati provvisori relativi al 2012 con il corrispondente periodo del 2011, si osserva che la richiesta di energia nazionale è stata soddisfatta per il 63% da termoelettrico, il 13% da idroelettrico, il 4% da eolico, il 6% da fotovoltaico, il 2% da geotermico e per la restante quota del 12% dal saldo con l'estero.

La flessione di straordinaria ampiezza della domanda di energia elettrica registrata nel 2009, -5,7% rispetto al 2008, è stata solo in parte recuperata negli anni 2010 e 2011. Il rimbalzo è stato di tutta evidenza nel 2010, +3,2% rispetto al 2009 ed è proseguito nel 2011 (+1,3%). La fase di recupero sui livelli del 2007-2008 precedenti la crisi, si conferma tuttavia incerta, anche alla luce

¹¹ Vengono recepiti gli indicatori di crescita elaborati da Terna e contenuti nelle "Previsioni della domanda elettrica in Italia e del Fabbisogno di potenza necessario".

degli andamenti in flessione negativa della richiesta mensile di energia elettrica che nell'anno 2012 risulta variata di un -2,8% rispetto al 2011.

Nel prevedere la domanda in energia per il prossimo decennio si fa riferimento a due scenari di evoluzione.

I due scenari avranno pertanto le seguenti caratteristiche:

- "di sviluppo" (superiore), soprattutto idoneo ai fini della pianificazione della infrastruttura elettrica, si ipotizza per il periodo 2010-2022 una crescita dell'intensità elettrica complessiva per l'intero Paese, pari ad un tasso medio di circa +0,3% per anno, valore che si colloca leggermente al di sotto dell'andamento storico;
- "scenario base" (inferiore) ad intensità elettrica contenuta¹², con tasso medio di incremento dell'intensità elettrica inferiore allo zero, -0,5% p.a., sviluppato su una ipotesi di più incisiva attuazione degli obiettivi di risparmio energetico.

Ai fini della pianificazione degli interventi di sviluppo della rete, funzionali principalmente a garantire l'adeguatezza del sistema in termini di copertura del fabbisogno a livello nazionale e locale anche nelle condizioni di massima crescita dei consumi, lo scenario che viene adottato come "business as usual" è lo scenario di "sviluppo".

Nello scenario economico di lungo termine si è accolta l'ipotesi, per il periodo 2012 – 2022, di una crescita media annua del PIL del +0,8%¹³, valore non diverso da quello considerato nel precedente piano, ma con una diversa ripartizione della crescita nei 2 quinquenni della previsione (+0,5% nel periodo 2012-2017 e +1,2% nel periodo 2017-2022).

La previsione di medio-lungo termine della domanda di energia elettrica nello scenario di sviluppo è ottenuta a partire da una previsione dell'andamento di grandezze macroeconomiche, valore aggiunto e PIL. La grandezza che mette in relazione domanda elettrica e grandezze economiche è l'intensità elettrica.

In Figura 14-4 sono riportati nello stesso grafico gli andamenti delle grandezze in esame: domanda di energia elettrica, prodotto interno lordo e intensità elettrica. Si distinguono – posto uguale a 1,0 il valore assunto dalle suddette grandezze nel 1990 – i consuntivi fino al 2011 e le previsioni fino al 2022.

¹² L'intensità elettrica è la quantità di energia elettrica (kWh) consumata da ciascun settore, per unità (Euro) del rispettivo contributo (valore aggiunto) alla formazione del PIL. In considerazione del forte orientamento all'efficienza energetica, in Europa e nel Paese si è ritenuto opportuno adottare una particolare cautela nel prevedere una espansione dell'intensità elettrica italiana nello scenario base.

¹³ Prometeia - Scenari di previsione - Bologna luglio 2009 – www.prometeia.it.

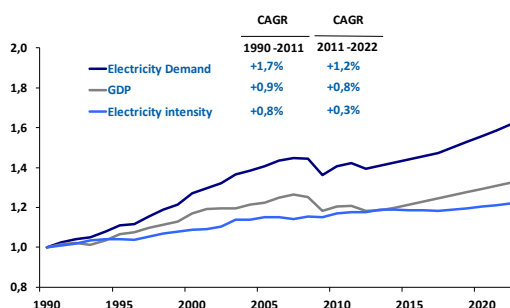


Figura 14-4 Domanda di energia elettrica, PIL e Intensità elettrica (scenario di sviluppo)

Nel periodo 2011 – 2022 si stima complessivamente una evoluzione della domanda di energia elettrica con un tasso medio annuo del +1,2% nello scenario di sviluppo (ipotesi superiore), corrispondente a 380 TWh nel 2022.

Nel 2017, anno intermedio al periodo 2012 – 2022, si ipotizza nello scenario di sviluppo una domanda elettrica pari a 346 TWh, con un tasso medio annuo di sviluppo 2011 – 2017 pari a +0,6%. Nel secondo semiperiodo, anni 2017 – 2022, il tasso di crescita sarà pari a +1,9% per anno (cfr. Figura 14-5).

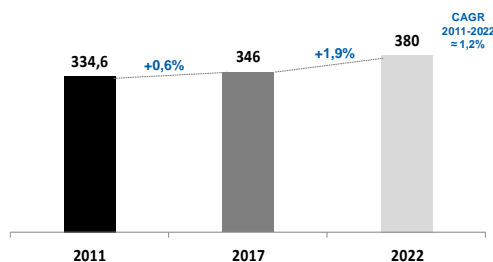


Figura 14-5 Scenario di Sviluppo (TWh)

Dal 2011 al 2022, nello scenario di sviluppo, a fronte di una evoluzione ad un tasso medio annuo pari al +1,2% della domanda a livello nazionale, la crescita della richiesta di energia elettrica nelle quattro macroaree geografiche in cui è ripartito il Paese non è omogenea. In particolare, la dinamica della domanda è attesa più vivace al Sud con un tasso medio annuo del +1,7%; al Centro l'aspettativa di crescita della domanda è in linea con la media nazionale, del +1,2%. Con una crescita di poco inferiore a quella media nazionale figurano le Aree del Nord Italia (+1,0%) e le Regioni insulari, con un tasso di sviluppo atteso pari a +0,9% per anno come illustrato in Figura 14-6.

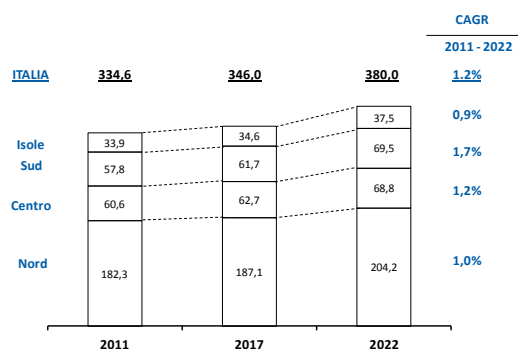


Figura 14-6 Scenario di sviluppo - previsione della domanda nelle aree geografiche (TWh)

Per quanto riguarda i principali settori di consumo, sempre con riguardo allo scenario di sviluppo, l'industria, con un consumo atteso di 143 miliardi di kWh, si conferma ancora il settore più rilevante sotto l'aspetto dei consumi elettrici ma con un peso in riduzione: nel 2022 la quota dei consumi industriali è stimata al 40% circa, con uno sviluppo (+0,2% per anno) al di sotto di quello medio.

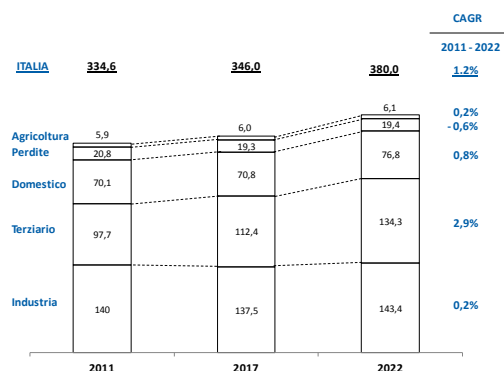


Figura 14-7 Scenario di sviluppo - previsione dei consumi settoriali (TWh)

Nell'ambito del settore industriale si prospetta nello stesso periodo un andamento poco più dinamico delle industrie non di base (per la produzione di beni finali¹⁴, ivi incluse le altre industrie: +0,6% medio per anno) ed un andamento in leggera flessione per le industrie dei beni intermedi¹⁵ (-0,3%).

Il terziario si conferma anche nel prossimo decennio il settore più dinamico (+2,9%). Nel 2022 il settore terziario dovrebbe raggiungere i 134 TWh con una quota del 37% nella struttura dei consumi. Nel medio termine, le quote di industria e terziario tendono a convergere.

¹⁴ Industrie alimentari, del tessile – abbigliamento e calzature, meccaniche, per la produzione di mezzi di trasporto, per la lavorazione della gomma e plastica, del legno e del mobilio, delle altre manifatturiere; include inoltre costruzioni edili, energia, gas e acqua, raffinazione, cokerie ed acquedotti.

¹⁵ Industrie dei metalli, dei materiali da costruzione, della chimica, della carta.

Con un tasso medio annuo di crescita del +0,8% sull'intero periodo, il settore domestico verrebbe a detenere nel 2022 una quota dei consumi elettrici pari al 21%, pari a circa 77 TWh, invariata rispetto al 2011.

Sostanzialmente stabile il peso del settore agricolo nella struttura dei consumi (circa 1,6% del totale), in crescita nel periodo ad un tasso del +0,2% (cfr. Figura 14-7).

Le valutazioni sopra descritte, sono riferite allo scenario di "sviluppo" che, come anticipato, è preso a riferimento per la pianificazione della RTN, in quanto è quello che consente di individuare le condizioni di massima criticità del sistema e dimensionare opportunamente le soluzioni di sviluppo della rete per rispondere alle esigenze di sicurezza e continuità del servizio.

Per quanto riguarda l'esigenza di garantire l'integrazione della generazione distribuita da fonti rinnovabili, in aggiunta allo scenario di sviluppo viene anche considerato lo "scenario base" di medio termine che meglio evidenzia le situazioni con surplus di generazione rispetto al carico elettrico locale e nazionale che deve essere gestito in condizioni di sicurezza sul sistema di trasmissione.

A tal riguardo si riporta nella Figura 14-8, il trend di evoluzione del fabbisogno che caratterizza tale scenario.

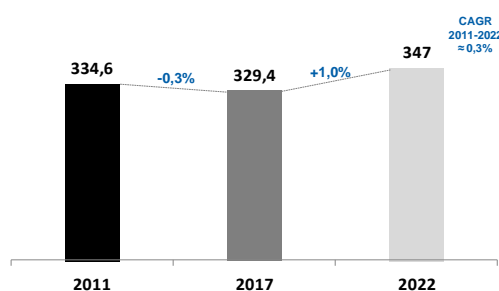


Figura 14-8 Scenario Base (TWh)

14.1.4.2 Previsioni della domanda di potenza alla punta

In Figura 14-9 è riportata la serie dei valori del massimo carico annuo nel ventennio dal 1990 al 2012. Fino al 2005, la punta massima annuale in Italia si è manifestata in periodo invernale¹⁶. Dal 2006, si è verificata una alternanza tra estate ed inverno, a conferma della tendenza al superamento della punta estiva rispetto a quella invernale. In particolare, gli anni 2010 e 2011 hanno confermato la tendenza nell'aver una punta estiva superiore a quella invernale, così verificatosi per l'anno 2012. Il picco estivo, pari a 54.113 MW, è stato raggiunto, infatti, il giorno 10 luglio 2012, valore inferiore del 4,2% rispetto a luglio 2011; il picco invernale, pari a 53.035 MW, è stato registrato, invece, il giorno 15 febbraio 2012.

¹⁶ Il periodo invernale – riferito ad un certo anno – include i mesi da novembre dell'anno considerato fino a marzo dell'anno successivo.

Le previsioni della domanda di potenza sulla rete italiana nello scenario di sviluppo sono elaborate a partire da quelle sulla domanda di energia elettrica ricavate dai paragrafi precedenti.

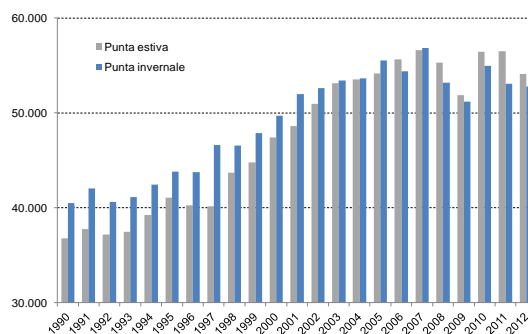


Figura 14-9 Carico massimo sulla rete italiana- 1990-2012 (MW)

Definendo come ore di utilizzazione della domanda alla punta il rapporto tra la domanda annua di energia elettrica e la domanda di potenza massima, la metodologia adottata consiste in una previsione delle ore di utilizzazione della potenza alla punta, per arrivare alla previsione della potenza alla punta invernale ed estiva. Pertanto, in considerazione della definizione data per le ore di utilizzazione della potenza alla punta, al diminuire delle ore di utilizzazione corrisponde una richiesta di potenza alla punta maggiore (e viceversa), a parità di domanda di energia elettrica.

L'andamento storico delle ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (cfr. Figura 14-10) mostra che la graduale fase di crescita in atto fin dalla metà degli anni '70 si è stabilizzata all'inizio degli anni '90, toccando un primo massimo nel 1992 pari a circa 6.000 h/anno (curva *ore invernali*). A partire dal 1992 e fino al 2004, le ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (media mobile) sono sostanzialmente stabili nell'intervallo tra 5.900 e 6.000 h/anno. Dal 2004 si sono avuti nuovi ripetuti picchi delle ore di utilizzazione della potenza invernale – l'ultimo dei quali nel 2008 con 6.505 ore – che hanno comportato lo spostamento della media mobile su valori decisamente superiori a 6.000 h/anno.

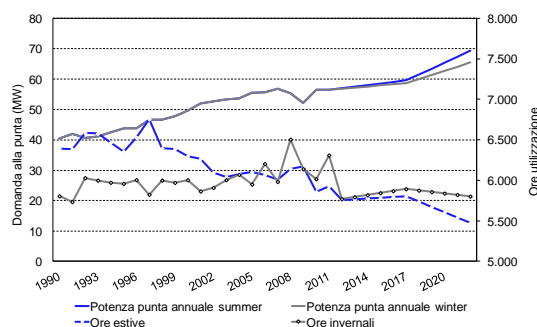


Figura 14-10 Consuntivi e previsioni di potenza e ore di utilizzazione

Nella stessa figura sono riportate le ore di utilizzazione della domanda alla punta estiva (curva *ore estive*). Si osserva che ad una fase di relativa stabilità attorno a 6.500 h/anno si è sostituita nell'ultimo decennio una decisa tendenza alla diminuzione verso livelli anche inferiori a quelli delle

ore invernali. Negli ultimi anni, questa tendenza ha subito un rallentamento ma ormai le ore di utilizzazione estive si sono attestare sullo stesso ordine di grandezza delle ore invernali.

Per quanto detto in precedenza (trend di fondo delle ore invernali sostanzialmente stabile a fronte dell'analogo trend relativo alle ore estive in rapida riduzione nell'ultimo decennio), si conferma per il futuro che per la domanda elettrica la condizione di massimo fabbisogno in potenza appare quella in condizioni di estate "torrida". Pertanto, sempre sviluppando il cosiddetto scenario di sviluppo per quanto attiene alla domanda elettrica, si stima per l'anno 2022 una utilizzazione della potenza alla punta estiva di circa 5.475 h/anno, corrispondente ad una domanda di potenza alla punta pari a circa 70 GW (ipotesi alta), con un incremento di circa 14 GW rispetto alla punta estiva del luglio 2011 (cfr. Tabella 14-1). Nella stessa tabella è riportata anche l'ipotesi bassa di previsione della domanda in potenza, valutata in 66 GW, che è invece correlata all'ipotesi di inverno medio.

Il grafico della Figura 14-16 riassume quanto detto finora sulla domanda in potenza. In particolare, esso riporta, su due scale diverse, dati a consuntivo fino al 2011 della massima potenza annua e delle ore di utilizzazione della potenza al massimo carico estivo ed invernale; inoltre nella stessa figura sono mostrate le curve di previsione delle ore di utilizzazione nelle condizioni convenzionali di estate torrida ed inverno medio e la conseguente domanda di potenza alla punta nelle medesime condizioni.

Anno	Potenza
2011	56.474 MW
2018 ipotesi bassa/alta	60/62 GW
2022 ipotesi bassa/alta	66/70 GW

Tabella 14-1 Previsione della domanda in potenza: scenario di sviluppo di riferimento

Previsioni della domanda di lungo termine

In linea con quanto previsto dall'ENTSO-E, si riportano qui nel seguito (Tabella 14-2) le previsioni della domanda al 2030.

Scenario	Contesto di scenario	Ipotesi sulla domanda di energia elettrica range (CAGR%)
Vision 1	<ul style="list-style-type: none"> - condizioni economico/finanziarie poco favorevoli; - efficienza energetica evolve come in passato; - contenuti sviluppi delle nuove applicazioni elettriche 	da -0,5% a +0,5% per anno
Vision 3	<ul style="list-style-type: none"> - condizioni economico/finanziarie favorevoli (crescita a livelli pre-crisi); - efficienza energetica migliora sulla base di misure ulteriori; - percepibile sviluppo delle nuove applicazioni elettriche 	+1,7% per anno (si utilizza il tasso storico del periodo 1992-2011, valutato come media semplice)

Tabella 14-2 Previsioni al 2030 (Vision ENTSO-E)

L'evoluzione della domanda riferita ai 2 scenari, vede nella Vision 1, scenario di "bassa crescita", un tasso medio annuo di crescita della domanda, a partire dall'anno 2011, compreso tra il $\pm 0,5\%$ cui corrisponde una domanda di energia compresa tra 304 e 368 TWh. Nella Vision 3, scenario "di sviluppo", invece, il tasso medio annuo di crescita è pari a $+1,7\%$, al quale corrisponde una richiesta di energia pari a circa 460 TWh.

14.1.5 Evoluzione della generazione

14.1.5.1 Sviluppo del parco produttivo termoelettrico

Nel corso degli ultimi dieci anni, si è assistito a un graduale rinnovamento del parco produttivo italiano caratterizzato principalmente dalla trasformazione in ciclo combinato di impianti esistenti e dalla realizzazione di nuovi impianti, anch'essi prevalentemente a ciclo combinato.

Complessivamente sono stati autorizzati, con le procedure previste dalla legge 55/02 (o dal precedente DPCM del 27 dicembre 1988), ed entrati in esercizio fino al 2012 circa 45 impianti di produzione con potenza termica maggiore di 300 MW, con un incremento della potenza di circa 22.000 MW elettrici.

Nella Figura 14-11 viene visualizzata la distribuzione sul territorio dell'aumento di capacità produttiva realizzato dal 2002 al 2011 dove circa il 38% degli impianti entrati in servizio è localizzato nell'area Nord del Paese ed il 43% è localizzato nel Sud.

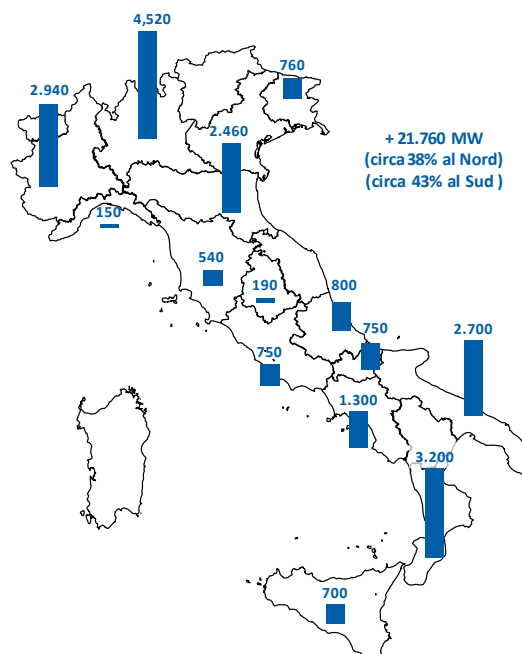


Figura 14-11 Potenza da nuove centrali termoelettriche dal 2002 al 2012 (MW)

A questi si aggiungono (Figura 14-12) ulteriori impianti autorizzati localizzati in Piemonte, Lombardia, Veneto, Campania, Calabria e Sardegna per circa 3.400 MW.

Si evidenzia che nel corso dell'anno 2012 è stata ottenuta l'autorizzazione alla realizzazione, all'interno della centrale esistente di Vado Ligure, di una nuova sezione a carbone per una potenza complessiva di 460 MW.

Sempre nel corso dell'anno 2012 è stato avviato il cantiere della centrale di Turbigo, con un incremento di potenza pari a circa 110 MW.

Si ricorda, inoltre, che la conversione a carbone della c.le termoelettrica di Porto Tolle, pur non comportando un incremento netto della potenza disponibile¹⁷, si tradurrebbe nell'ingresso di nuova capacità produttiva a basso costo nel mercato dell'area Nord.

Nel 2010 è stata autorizzata la costruzione del nuovo gruppo a carbone nella centrale di Fiume Santo da 410 MW in sostituzione degli esistenti gruppi ad olio (con un incremento netto di potenza installata in Sardegna di circa 90 MW).

Per quanto riguarda le autorizzazioni di ulteriori impianti in ciclo combinato (800 MW Loreo, 385 MW Benevento e 800 MW Presenzano), allo stato attuale non prevedono entrate in servizio nell'orizzonte di breve-medio periodo.

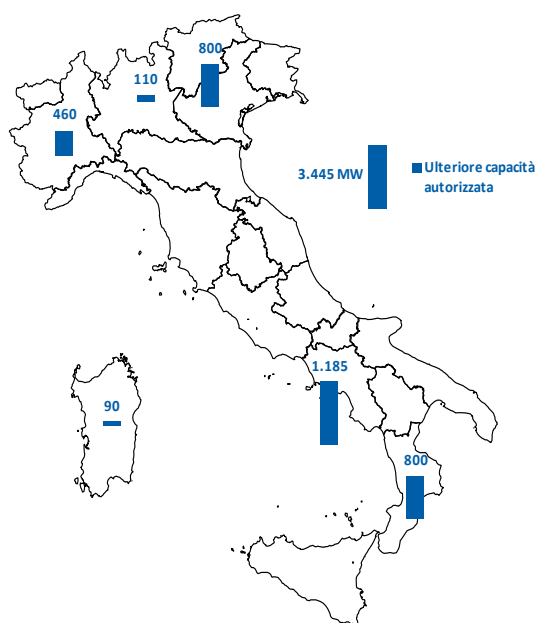


Figura 14-12 Potenza nuove centrali termoelettriche autorizzate (MW)

Accanto alla futura produzione termoelettrica, sono di particolare interesse anche l'analisi sulle future dismissioni degli impianti previste nel medio termine (cfr. Figura 14-13).

¹⁷ La riconversione a carbone della centrale di Porto Tolle non introduce un incremento di potenza installata del parco produttivo termoelettrico in quanto è prevista la dismissione degli attuali gruppi ad olio e la ricostruzione della centrale a carbone per una potenza complessiva di circa 1.980 MW

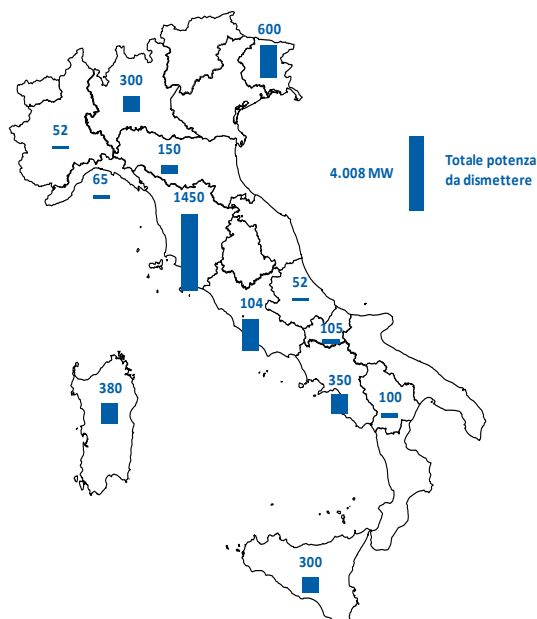


Figura 14-13 Dismissioni impianti termoelettrici nel breve-medio termine (MW)

Nel triennio 2012-2014 si potrebbe, infatti, avere la dismissione di 16 impianti per una potenza complessiva di circa 4.000 MW così ripartita:

- 2.400 MW nel 2012
- MW nel 2013
- 600 MW nel 2014

Dei 16 impianti da dismettere, 9 sono impianti termoelettrici ad olio, concentrati principalmente in Toscana (Livorno e Piombino), Lombardia (Ostiglia), Friuli-Venezia Giulia (Monfalcone), Sicilia (S.Filippo Mela – unità 3 e 4) e Sardegna (Fiumesanto).

14.1.5.2 Sviluppo della capacità produttiva da fonte eolica/fotovoltaica

In aggiunta agli impianti termoelettrici, si considera anche lo sviluppo di impianti da fonte rinnovabile, che nel corso degli ultimi anni hanno avuto un trend di crescita in continuo aumento, in particolare fotovoltaici ed eolici.

In Figura 14-14 è riportata la mappa della producibilità specifica della fonte eolica sul territorio italiano (fonte: Atlante Eolico dell'Italia – Ricerca di Sistema), dalla quale si evince che le aree ventose e quindi ottimali per installazioni di impianti eolici sono maggiormente concentrate nel Centro – Sud e nelle Isole Maggiori.

Analogamente in Figura 14-15 è riportata la mappa dell'irradiazione totale annua come riferimento della distribuzione territoriale della fonte primaria per gli impianti fotovoltaici.

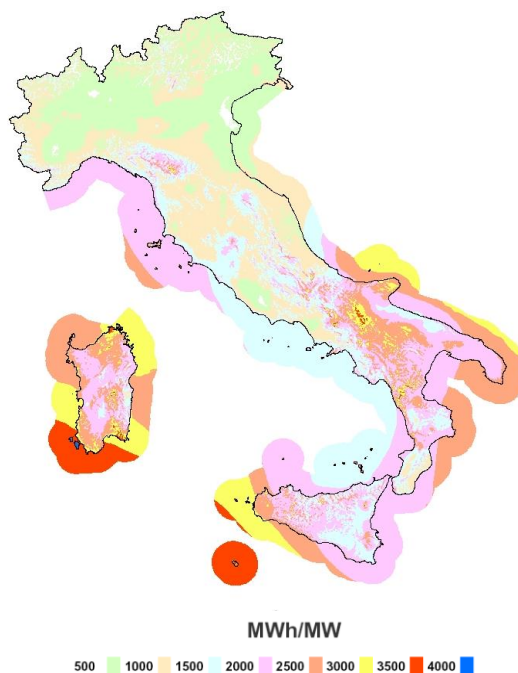


Figura 14-14 Mappa eolica della producibilità specifica a 75 m dal suolo

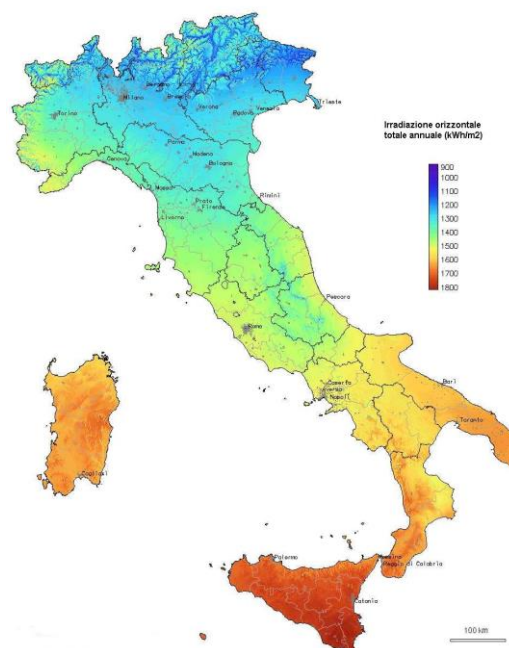


Figura 14-15 Mappa della irradiazione orizzontale totale annuale

I criteri di definizione degli scenari di sviluppo a livello nazionale e regionale della capacità futura da fonte eolica e fotovoltaica sono differenziati in funzione dell'orizzonte considerato. Per il breve termine, a partire dalle capacità attualmente installate, la costruzione delle previsioni è basata sulle normative vigenti (in particolare sul DM del 5 luglio 2012, V Conto Energia, per il fotovoltaico e sul DM 6 luglio 2012 per l'incentivazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da solare,

per l'eolico) nonché sulle iniziative produttive già autorizzate. Per il medio e lungo termine, ove necessario, sono state utilizzate ulteriori ipotesi in linea con gli indirizzi proposti da documenti quali la Strategia Energetica Nazionale (SEN, 2012) e il Piano d'azione nazionale per le energie rinnovabili (PAN, 2010¹⁸).

Da notare che lo scenario di sviluppo della capacità fotovoltaica, successivamente al raggiungimento del tetto di spesa per gli incentivi del V Conto previsto non oltre il 2014, considera conseguite successivamente a tale data le condizioni di *grid parity* per questa tecnologia. Tale considerazione si fonda su analisi tecnico-economiche che non escludono una possibile evoluzione del quadro normativo, in coerenza con gli indirizzi della SEN e in continuità con gli orientamenti del V Conto Energia. Sulla base delle analisi svolte, è stato valutato che in un contesto che valorizzi la copertura dei consumi propri da parte dei titolari degli impianti, il raggiungimento delle condizioni di *grid parity* sarebbe possibile per installazioni di taglia minore (<200 KW). Ciò ha portato ad una previsione di installato fotovoltaico nel breve-medio termine pari a circa 21 GW e un valore pari a circa 27 GW nel lungo termine.

Per quanto riguarda lo scenario di crescita della produzione eolica, sempre partendo dalla potenza installata, il trend di crescita nel medio termine è stato valutato sulla base delle disposizioni del Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012, relativo al sistema incentivante delle fonti rinnovabili diverse dal solare. Nel lungo termine, al fine del raggiungimento degli obiettivi dichiarati nel PAN e del loro superamento come prospettato dalla SEN, si è ipotizzata la prosecuzione degli attuali schemi incentivanti per ulteriori due trienni. In particolare, sulla base dei contingenti massimi di potenza previsti per gli impianti ad asta e a registro e dei tempi massimi di costruzione fissati, si è ottenuto una previsione di installato eolico nel breve-medio termine pari a circa 12 GW. Per quanto riguarda, invece, le previsioni di lungo termine il trend di crescita previsto determina una capacità installata pari a circa 14 GW.

Confrontando tali dati con i valori riportati nella Tabella 14-3, si evidenzia come la previsione di sviluppo dell'installato eolico comporti il raggiungimento dei target PAN 2020 già nel medio termine e il superamento degli stessi nel lungo termine.

Fonte energetica	2005		2010		2020	
	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh
Idro	15,5	43,8	16,6	42,1	17,8	42,0
Geoterm.	0,7	5,3	0,7	5,6	0,9	6,7
Solare	0,03	0,03	2,5	2,0	8,6	11,4
Ondoso	0	0	0	0	<0,1	<0,1

¹⁸ Sulla base dei dati di capacità installata i target previsti dal PAN per il fotovoltaico sono stati superati già nel corso del 2011. Pertanto gli obiettivi di sviluppo fissati dal PAN sono stati utilizzati esclusivamente per la previsione della capacità installata da fonte eolica.

Fonte energetica	2005		2010		2020	
	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh
Eolica	1,6	2,6	5,8	8,4	12,7	20,0
Biomasse	0,9	4,7	1,9	8,6	3,8	18,8
Totale	18,8	56,4	27,5	66,8	43,8	98,9

Tabella 14-3 Target minimi al 2020 (fonte: PAN)

I dati di sintesi delle proiezioni ottenute sono riportati nella Tabella 14-4.

Potenza cumulata [MW]	Breve-Medio Termine	Lungo Termine
Fotovoltaico	21.120	27.255
Eolico	11.720	14.505
Di cui Off-shore	650	650
Totale	32.840	41.760

Tabella 14-4 Sintesi previsioni di medio e lungo termine

Infine, le proiezioni dello sviluppo di potenza installata fotovoltaica ed eolica sono state ripartite anche per singole regioni:

- per il fotovoltaico, sulla base delle potenze attualmente installate all'interno di ciascuna classe di potenza;
- per la fonte eolica, sulla base della potenza attualmente installata e delle iniziative autorizzate sulla rete di distribuzione e di trasmissione.

Dall'analisi di tali dati risulta particolarmente significativa la situazione del Mezzogiorno, dove si prevede già nel medio termine una capacità disponibile da fonte eolica e fotovoltaica pari a circa 17 GW, che corrisponde a circa il 52% della capacità totale prevista a livello nazionale.

Nella Figura 14-16 e nella Figura 14-17 è rappresentata, per ogni regione, la potenza totale degli impianti eolici e fotovoltaici installati al 2012¹⁹, nonché le previsioni di sviluppo al breve-medio periodo.

¹⁹ Dati provvisori aggiornati a ottobre 2012.

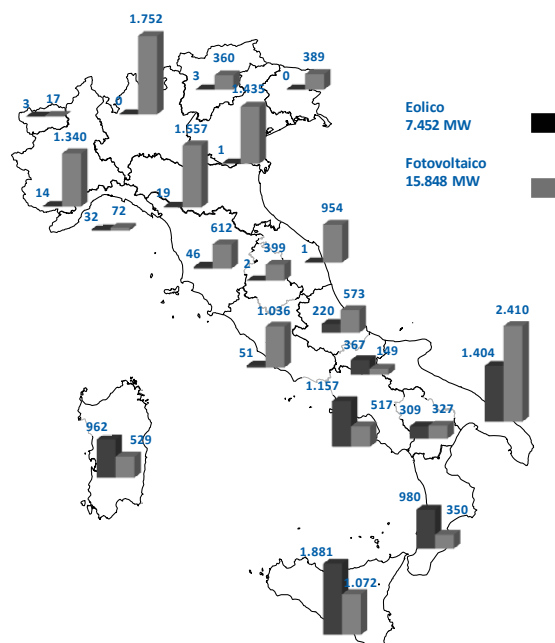


Figura 14-16 Potenza eolica e fotovoltaica installata al 2012

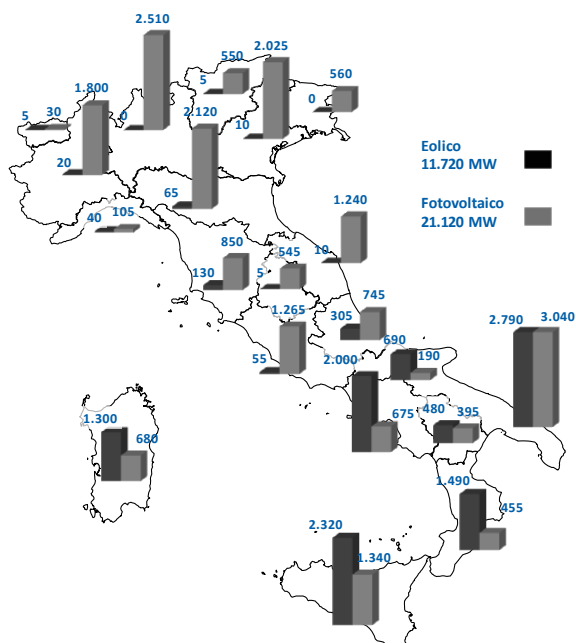


Figura 14-17 Previsione al breve-medio periodo di capacità produttiva da fonte eolica e fotovoltaica (MW)

Inoltre, al fine di predisporre gli scenari per gli studi di pianificazione della rete europea in ambito ENTSO-E, sono stati individuati gli scenari di sviluppo al 2030 della potenza eolica e fotovoltaica, coerenti con le assunzioni che caratterizzano le relative Vision 1 e 3 (cfr. Tabella 14-5).

Potenza cumulata per fonte al	Vision 1	Vision 3
-------------------------------	----------	----------

2030 [MW]		
Fotovoltaico	24.584	41.431
Eolico	13.385	22.050
Di cui On Shore	12.735	21.062
Di cui Off Shore	650	988

Tabella 14-5 Vision 1 e 3 per fotovoltaico ed eolico

In particolare, per la realizzazione della Vision 3, secondo quanto previsto dalle linee guida di ENTSO-E, le principali ipotesi utilizzate sono state le seguenti:

- conseguimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni di CO₂ al 2030 pari al 54% rispetto al 1990, in linea con gli obiettivi della Roadmap 2050;
- nessun impianto con tecnologia CCS (carbon capture and storage) al 2030
- domanda elettrica al 2030 pari a 460 TWh annui
- produzione termoelettrica non rinnovabile generata solo da impianti a gas
- possibile sviluppo della tecnologia del solare a concentrazione.

A partire dai dati di riduzione delle emissioni di CO₂ al 2030 e della previsione di domanda elettrica, è stata determinata la quota di domanda coperta dalle fonti rinnovabili e la relativa potenza installata, che prevede al 2030 41 GW di potenza fotovoltaica installata e circa 22 GW di potenza eolica installata.

Per quanto riguarda, invece, la Vision 1, ovvero lo scenario "Slow Progress", si è ipotizzato per entrambe le fonti una crescita fino al 2020 in linea con gli scenari di lungo termine precedentemente illustrati, mentre per gli anni successivi fino al 2030 si è ipotizzato il totale arresto dello sviluppo, conseguente al venir meno di un quadro normativo favorevole nonché di qualsiasi forma di incentivazione. In questo scenario, al 2030, l'installato di fotovoltaico non supererebbe i 25 GW mentre l'eolico non andrebbe oltre i 14 GW.

14.1.6 Scenari di sviluppo del sistema Europeo per l'evoluzione degli scambi con l'estero

La costruzione degli scenari previsionali del sistema elettrico tiene conto anche dell'evoluzione degli scambi con l'estero. Tale informazione è rilevante per valutare le esigenze di sviluppo di nuove interconnessioni e rinforzi di rete, anche attraverso analisi prospettiche di adeguatezza del sistema, studi di load flow e di mercato su rete previsionale, tipicamente utilizzati in fase di pianificazione.

Per le valutazioni di cui sopra, è utile esaminare gli scenari di generazione e di domanda in Europa. Al riguardo, si richiamano le previsioni pubblicate annualmente nel rapporto *Scenario Outlook and System Adequacy Forecast (SO&AF)* pubblicato da ENTSO-E. Il *Report SO&AF 2012-2025*²⁰

²⁰ www.entsoe.eu

analizza l'adeguatezza del sistema elettrico europeo confrontando le differenti evoluzioni della domanda e della capacità di generazione nei tre diversi scenari di riferimento:

- *Scenario A* – conservativo;
- *Scenario B* - best estimate;
- *Scenario EU 2020* - basato sui Piani d'Azione Nazionali Europei (NREAPs).

In considerazione del rapido sviluppo atteso della generazione da fonti rinnovabili, emerge che la capacità di generazione (NGC) nel suo complesso è in aumento, in particolare negli *scenari B* e *EU2020*. La generazione da fonte eolica, fotovoltaica, da biomasse e da fonte idrica, partecipa con una quota sempre crescente alla capacità complessiva arrivando a occupare nel 2020 un valore intorno al 50%, sia nello *scenario EU2020*, sia nello *Scenario B*, a fronte della capacità di generazione da impianti a combustibili fossili pari a circa il 36% nel 2020 in entrambi gli scenari.

Fra gli impianti di generazione da fonte fossile, le centrali a gas rappresentano la quota maggiore della capacità in relazione alla diminuzione della quota appartenente alle centrali a carbone.

Complessivamente per i prossimi anni è previsto un aumento netto di capacità installata di circa 337 GW, di cui 290 GW di generazione da fonte rinnovabile (fonte ENTSO-E, *Scenario B*).

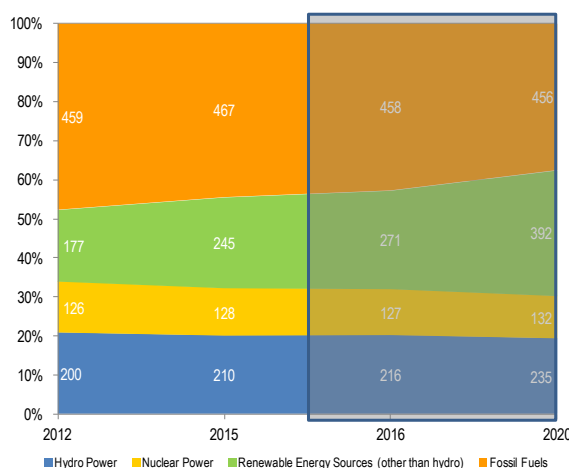


Figura 14-18 Previsione Sviluppo del Parco produttivo perimetro ENTSO-E nello scenario EU2020 [GW] (fonte: ENTSO-E)

Per quanto riguarda l'evoluzione degli scambi di energia con l'Italia, è necessario combinare le previsioni di evoluzione della generazione e della domanda a livello europeo.

In particolare, per quanto riguarda le previsioni di nuova capacità di generazione, l'area di maggior interesse è quella dell'Europa Centro – Meridionale, per la correlazione con l'utilizzo e lo sviluppo delle interconnessioni sulla frontiera nord Italiana e con i Balcani.

In particolare, nei prossimi cinque anni (Figura 14-19) si osserva nell'Europa Centro – Meridionale una crescita della disponibilità di generazione da fonte fossile, per effetto della componente gas, in Germania, in Italia e in Slovenia, e in maniera più contenuta della componente carbone, anche in questo caso in Germania, Italia e Slovenia. In controtendenza la Francia, dove la dismissione dei

vecchi impianti tradizionali porterà a una riduzione di circa 4 GW della disponibilità di generazione da fonte fossile.

Contestualmente, la capacità di produzione da fonte idrica è prevista in crescita quasi esclusivamente in Austria e in Svizzera, a differenza della disponibilità da fonte rinnovabile, in particolare fotovoltaica ed eolica, che si segnala in forte sviluppo in tutte le aree analizzate, con picchi di crescita rilevanti in Germania e Italia.

Nel comparto nucleare iniziano a manifestarsi gli effetti “post Fukushima”, in particolare in Germania, dove sono già stati spenti 8 impianti nel corso dell’anno 2011 per una potenza complessiva di 8 GW, con un’ulteriore riduzione di 1,2 GW nel medio termine. Anche in questo caso, come per la fonte fossile, la Francia si muove in controtendenza, con una crescita della disponibilità da fonte nucleare di circa 1,6 GW periodo 2013-2016.

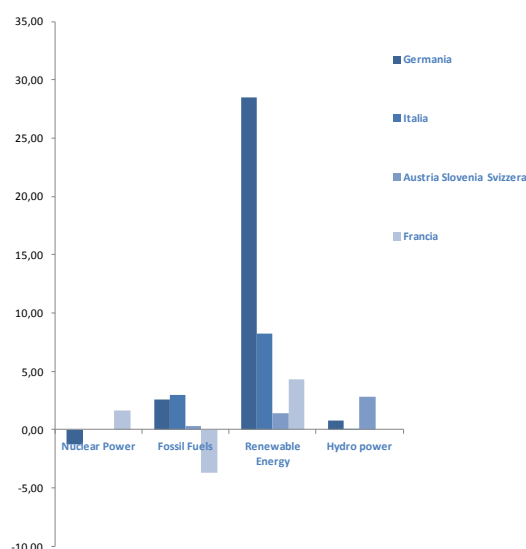


Figura 14-19 Incremento di capacità produttiva disponibile in Europa centro – meridionale, 2013 – 2016 (GW) (FONTE: ENTSO-E – System Adequacy Forecast – scenario B)²¹

Sul lungo termine (Figura 14-20) non si evidenziano sostanziali modifiche dei trend riscontrati nel periodo 2013-2016, con l’eccezione della fonte tradizionale in Germania, dove pur rilevandosi una riduzione minima di circa 0,5 GW, tale valore è legato alla compensazione fra la riduzione degli impianti a carbone e lignite, e la crescita della generazione da gas. In Francia, invece, non si prevedono ulteriori riduzioni della fonte fossile nel periodo 2016-2020.

²¹ Dati provvisori

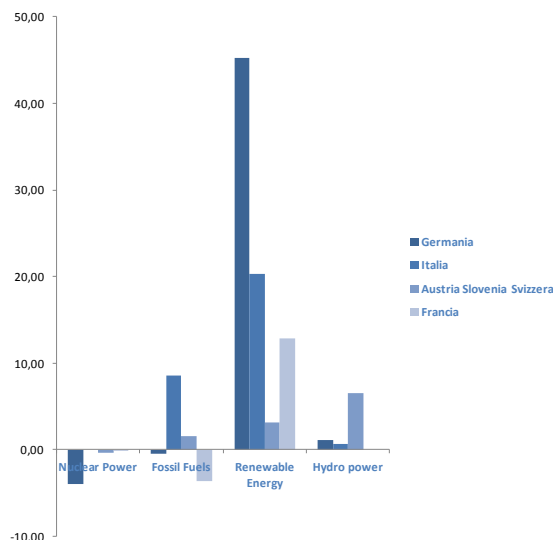


Figura 14-20 Incremento di capacità produttiva disponibile in Europa centro – meridionale, 2013 – 2020 (GW), (FONTE: ENTSO-E – System Adequacy Forecast – scenario B)²¹

Del tutto simili a quelli riscontrati nel medio termine, si mostrano i trend relativi allo sviluppo al 2020 della fonte idrica, dovuti principalmente all'incremento di ulteriori 4 GW in Austria, ai quali si aggiunge l'incremento di 1 GW della Germania e dell'Italia rispetto al medio termine. Per quanto riguarda le fonti eoliche e fotovoltaiche (che costituiscono la grande parte della generazione rinnovabile) si conferma la forte crescita in Italia e Germania, ed anche in Francia.

Il settore nucleare, infine, vedrà, fra il 2016 e il 2020, una riduzione di ulteriori 3 GW in Germania e di ulteriori 8 GW nel lunghissimo termine (a fronte di tale forte riduzione, nel lungo termine una crescita molto più modesta è attesa in Francia e Svizzera).

Per quanto riguarda, invece, l'evoluzione della domanda, si prevede uno sviluppo dei consumi costante e regolare, raggiungendo un incremento fra i 30 (*scenario EU2020*) e i 45 GW (*scenario B*) al 2020.

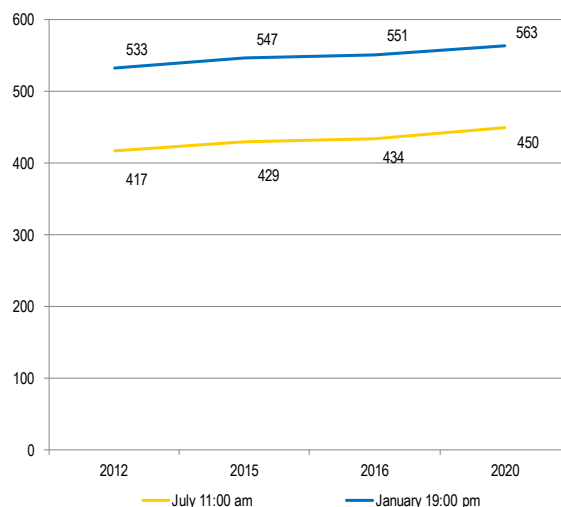


Figura 14-21 Previsione Crescita del Carico Europeo perimetro ENTSO-E nello scenario EU2020 [GW] (fonte: ENTSO-E)

14.1.7 Strategia Elettrica Nazionale – scenari evoluti del sistema elettrico

L'obiettivo della Strategia Elettrica Nazionale (SEN) è la crescita economica e sostenibile del Paese. Per raggiungere tale obiettivo la SEN individua nel settore energetico l'elemento chiave per la crescita, definendone gli scenari evolutivi al 2020.

Per quanto riguarda il settore elettrico, l'evoluzione degli scenari definiti nella SEN prevedono al 2020²²:

- un contenimento dei consumi elettrici grazie ad una forte spinta sull'efficienza energetica
- un mix produttivo incentrato soprattutto su gas e rinnovabili, dove le rinnovabili saranno la prima componente del mix produttivo con un 36-38% atteso, al pari o superando il gas
- una minore dipendenza dall'estero, con una riduzione dall'84% al 67% del fabbisogno energetico, grazie ai previsti interventi di efficienza energetica, all'aumento delle rinnovabili, alla maggiore produzione nazionale di idrocarburi e ad una riduzione delle importazioni di elettricità.

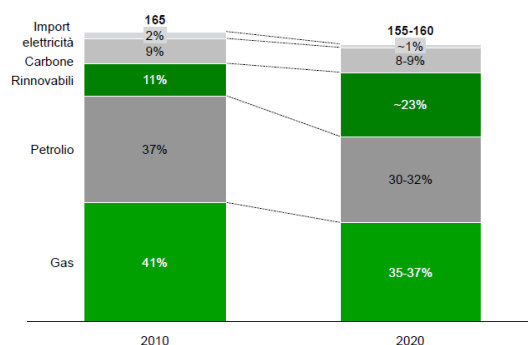


Figura 14-22 Evoluzione consumi primari energetici lordi e mix fonti (Mtep, %)

²² Fonte dati: "Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile" – Documento per la consultazione pubblica

Come mostrato in Figura 14-22, lo scenario nei prossimi anni è caratterizzato da una riduzione dei consumi primari, rispetto al 2010, del 4%; in particolare, i consumi elettrici presentano un trend di crescita al 2020 quasi piatto. Tale contenimento dei consumi è dovuto principalmente alla forte spinta sull'efficienza energetica per la quale si prevede il superamento degli obiettivi europei di efficienza energetica, pari al 20% dei consumi inerziali con una previsione di risparmi fino al 24%, pari a circa 20 Mtep di energia primaria rispetto ad oggi (vedi Figura 14-23).

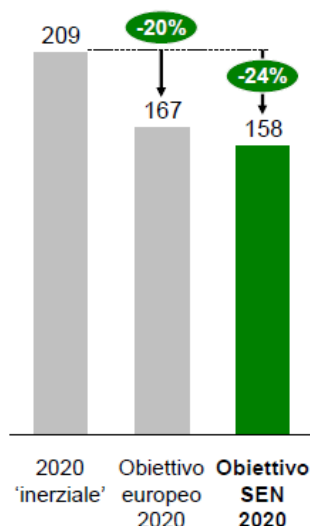


Figura 14-23 Efficienza energetica: Consumi primari energetici (Mtep)

Per quanto riguarda il mix produttivo (cfr. Figura 14-24), si prevedono al 2020 il gas e le rinnovabili sono sempre più in espansione a scapito del petrolio, mentre il carbone mantiene sostanzialmente la sua quota di copertura sui consumi elettrici.

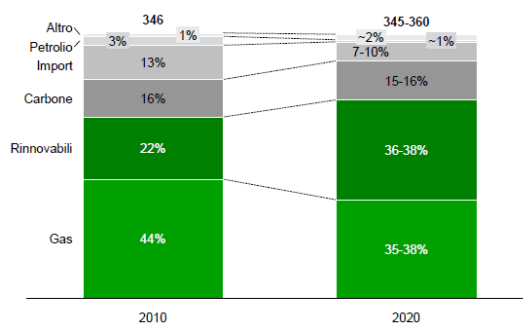


Figura 14-24 Evoluzione del mix dei consumi elettrici (TWh, %)

Tra le fonti di energia, le rinnovabili giocano un ruolo fondamentale per raggiungere gli obiettivi della Strategia Energetica Nazionale, per le quali si intende:

- superare gli obiettivi di produzione europei 20-20-20, con un più equilibrato bilanciamento tra le fonti rinnovabili

- garantire la sostenibilità economica dello sviluppo del settore, con un allineamento dei costi di incentivazione ai livelli europei ed un graduale raggiungimento della grid-parity
- favorire le tecnologie con maggiore ricaduta sulla filiera economica nazionale
- raggiungere, per le rinnovabili elettriche, l'integrazione con il mercato e la rete elettrica.

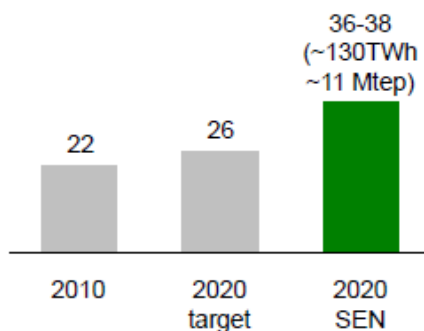


Figura 14-25 Rinnovabili: incidenza sui consumi finali lordi % nel settore elettrico

In particolare, per quanto riguarda il settore elettrico, l'obiettivo è quello di sviluppare le rinnovabili fino al 36-38% dei consumi finali al 2020 (cfr. Figura 14-25), diventando la prima componente del mix di generazione elettrica in Italia, al pari o superando il gas.

Sulla base di un contesto normativo (decreti ministeriali del 5 e 6 luglio 2012, uno per la tecnologia fotovoltaica e l'altro per le altre tecnologie rinnovabili) che da un lato continua a sostenere lo sviluppo delle rinnovabili ma con una crescita graduale e ordinata, e che dall'altro tende a contenere gli oneri per il sistema, la SEN prevede la possibilità di raggiungere valori di produzione di circa 130 TWh/anno o 11 Mtep. Tale previsione si basa sulla piena realizzazione della capacità prevista nei decreti ministeriali del 2012, su un'ipotesi di nuova capacità installata in Grid Parity per il fotovoltaico in media di 1-2 GW/anno, e su un 'effetto sostituzione' per le altre tecnologie rinnovabili.

Per quanto riguarda, infine, la riduzione della dipendenza dall'estero per la copertura del fabbisogno nazionale, la SEN individua 3 principali obiettivi:

- allineare prezzi e costi dell'elettricità ai valori europei
- assicurare la piena integrazione europea, sia con nuove infrastrutture sia armonizzando le regole di funzionamento dei mercati
- garantire l'integrazione della crescente capacità delle fonti rinnovabili non programmabili.

Come mostrato in Figura 14-26, il mix di generazione elettrica in Italia è principalmente basato su gas e rinnovabili e si differenzia dalla media europea per l'assenza del nucleare e la bassa incidenza del carbone, fonti che presentano costi minori.

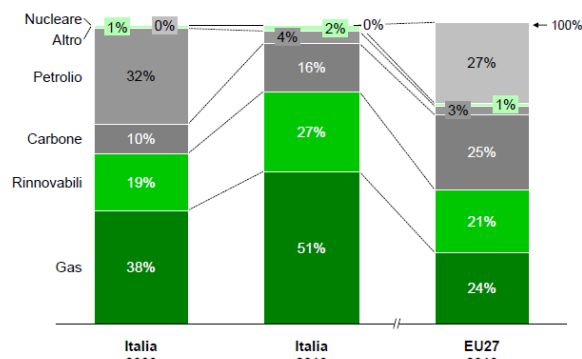


Figura 14-26 Mix generazione elettrica lorda per fonte, %

Tuttavia, l'evoluzione delle politiche europee in materia di CO₂ e le politiche energetiche di *nuclear phase out* intraprese o delineate da diversi Paesi Europei (tra i quali Germania e Svizzera) prefigurano un progressivo avvicinamento di molte aree del Centro Europa alla composizione del nostro parco produttivo. Tale tendenza porta da un lato alla convergenza tra i prezzi dell'energia in Italia con quelli europei, e dall'altro alla creazione di un potenziale mercato rilevante di esportazione dell'energia prodotta soprattutto dai cicli combinati italiani verso il Centro Europa, proprio dove si prevede la necessità di costruzione di nuova capacità di generazione o di importazione dell'energia elettrica.

In tale contesto, la SEN individua come azioni prioritarie l'incremento della capacità di interconnessione transfrontaliera, grazie anche alle opere indicate nel Piano di Sviluppo di Terna 2012, che comprende un incremento di capacità pari a 4.000 MW, di cui 1.000 MW lato Balcani e 3.000 MW sulla frontiera settentrionale, a cui si devono aggiungere anche i 2.500 MW legati all'interconnector.

Sempre nella prospettiva di sviluppo delle esportazioni di energia, assume carattere prioritario anche il rafforzamento della rete elettrica nazionale, in particolare tra Nord e Centro-Nord, al fine di ridurre le congestioni tra zone di mercato (incrementando la capacità di trasporto delle stesse di circa 5.000 MW), i poli a produzione limitata ed eliminando i vincoli al pieno sfruttamento della capacità di generazione più efficiente.

Fondamentale è infine gestire l'integrazione della crescente capacità rinnovabile non programmabile, il cui rapido sviluppo ha portato alla necessità di far fronte a 2 principali criticità sulla rete, ovvero l'eccesso di produzione rispetto ai consumi a livello locale o nazionale, soprattutto in condizioni di minimo carico, e la necessità di garantire un'adeguata capacità di riserva per il sistema elettrico. Tali elementi rendono pertanto necessari adeguati e rapidi interventi, sia nella direzione di regolamentare le prestazioni minime e i servizi che la generazione diffusa da fonte rinnovabile deve poter garantire al sistema al fine di preservarne la sicurezza, sia di dotare già nel breve-medio periodo la rete e il sistema delle infrastrutture e risorse indispensabili per un funzionamento innanzitutto sicuro ma anche efficiente.

Si evidenzia, infine, che è stata effettuata una verifica di coerenza tra gli scenari previsionali della SEN e gli scenari alla base del Piano di Sviluppo 2013, da cui risulta che le proiezioni riguardanti l'evoluzione della produzione (in particolare da fonti rinnovabili), del fabbisogno e degli scambi con l'estero sono sostanzialmente in linea.

Anche per quanto riguarda l'integrazione dei mercati, si condividono gli obiettivi di sviluppo della capacità di interconnessione in un quadro che conferma l'importanza di un efficace accoppiamento dei mercati (market coupling energia e servizi), per valorizzare a pieno tutte le risorse disponibili.

14.2 Scenari di sviluppo del PdS 2014

Per pianificare in modo opportuno gli sviluppi della rete è necessario analizzare il funzionamento del sistema elettrico sia nello stato attuale sia in quello previsto su scenari previsionali di medio e lungo termine.

In tal modo è possibile valutare se le problematiche che già attualmente caratterizzano il sistema permangono o evolvono negli scenari futuri, consentendo una pianificazione ottimale degli interventi di sviluppo.

Nei seguenti paragrafi sono riportate sinteticamente le principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico e successivamente sono descritti gli scenari previsionali individuati coerentemente con il quadro delineato dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN) e tenendo conto anche delle viste prospettive (*Vision*) di lunghissimo termine definite in ambito europeo.

14.2.1 Principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico

Di seguito sono riportate le principali evidenze emerse nel corso del 2013 relativamente ai fenomeni e alle dinamiche che hanno caratterizzato il funzionamento del sistema elettrico e l'andamento dei mercati.

Sulla base di un confronto dei dati provvisori relativi al 2013 con il corrispondente periodo del 2012, si osserva che la richiesta di energia elettrica nazionale è diminuita di circa il 3,4%; a livello territoriale la variazione della domanda è risultata ovunque negativa, ad eccezione della Lombardia con una variazione nulla (cfr. Figura 14-27).

Una contrazione particolarmente significativa è stata registrata in Sardegna principalmente in relazione alla chiusura di utenze energivore rilevanti.

Il fabbisogno di energia è stato soddisfatto per il 57% da termoelettrico, il 17% da idroelettrico, il 5% da eolico, il 7% da fotovoltaico, il 2% da geotermico e per la restante quota del 12% dal saldo con l'estero.

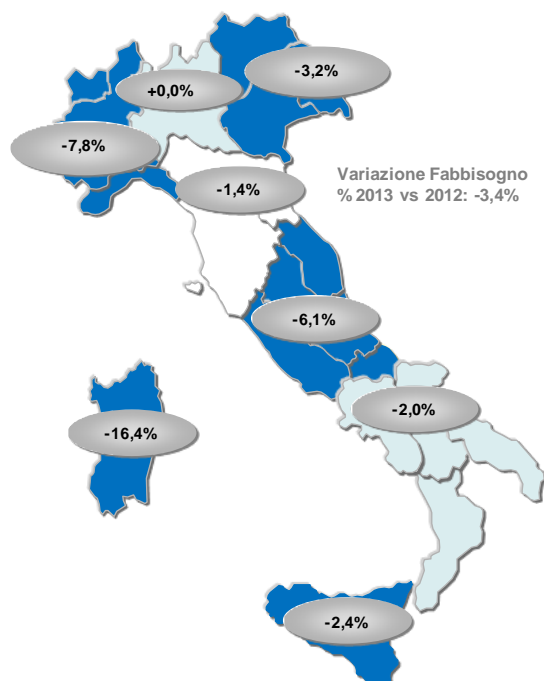


Figura 14-27 Richiesta di energia elettrica per aree territoriali dati provvisori 2013

Il 2013 ha visto un ulteriore consistente incremento della capacità installata da fonti rinnovabili (dell'ordine di circa 2 GW di fotovoltaico e circa 400 MW di eolico), seppure con trend complessivamente più contenuti rispetto al 2012 (cfr. Figura 14-28).

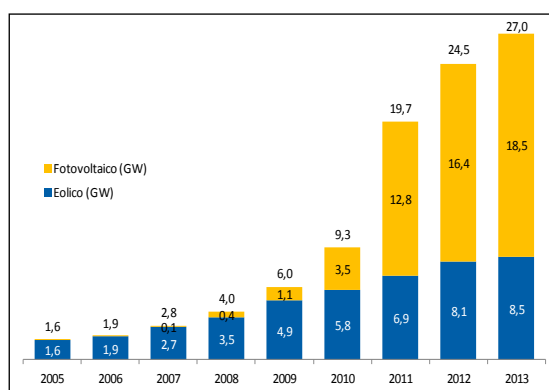


Figura 14-28 Potenza eolica e fotovoltaica installata (GW): dati provvisori 2013 [Fonte dati Terna]

Per quanto riguarda in particolare gli impianti fotovoltaici, la crescita ha riguardato la generazione distribuita sulle reti in media e bassa tensione.

Tale dinamica ha confermato ed accentuato i fenomeni, già rilevati nel corso del 2011 e 2012, di risalita dell'energia prodotta dalle reti di distribuzione verso il sistema di trasmissione, con inversione dei flussi che, in condizioni di elevata produzione da generazione distribuita, transitano

dai livelli di tensione BT ed MT verso la rete AT. In particolare, è rilevante osservare come nel 2013²³, oltre il 30% delle cabine primarie di distribuzione in Italia siano state interessate da questo fenomeno per un numero di ore significativo.

Per effetto della produzione distribuita in MT/BT, inoltre il profilo di carico sulla rete rilevante in alta tensione risulta modificato, con forte accentuazione della rampa di carico serale che, in particolare, nei giorni di basso carico (week end e bank holidays) quando sono in servizio pochi gruppi termoelettrici, ha fatto emergere maggiori rischi in termini di capacità di inseguimento della rampa di carico stessa.

La riduzione di impegno delle linee di trasporto in alcune ore del giorno caratterizzate da condizioni di basso carico (anche a causa dell'andamento dei consumi correlato al permanere della crisi economica), ha fatto registrare valori elevati di tensione anche sulla rete in AAT (in particolare in alcune aree del Lazio, della Campania, del Piemonte e del Friuli). Tale fenomeno, già riscontrato negli ultimi anni, è risultato enfatizzato anche a causa della generazione distribuita che, oltre a ridurre il carico visto dalla rete primaria, ha comportato una minore disponibilità di servizi di regolazione delle tensioni da parte della generazione termoelettrica esistente.

Nel 2013 la sempre maggiore diffusione di impianti da fonti rinnovabili non programmabili ha fatto emergere, per la prima volta in modo significativo, specialmente in situazioni di basso carico ed alta contemporaneità di produzione fotovoltaica ed eolica, fenomeni di congestioni su rete AAT tra zone di mercato in direzione Sud-Nord e problemi di bilancio carico-generazione in particolare sulle sezioni Sud-Centro Sud e Centro Sud-Centro Nord. Tale fenomeno trova conferma negli scenari previsionali di medio-lungo periodo da cui deriva l'urgenza di provvedere al potenziamento della capacità di trasporto.

Inoltre, la presenza di aree della rete AT con produzione da fonti rinnovabili eccedentaria rispetto al carico locale e alla capacità di trasporto delle linee, conferma ancora l'esigenza di rinforzi per rimuovere i rischi di sovraccarico, in particolare su alcune porzioni di rete critiche al Sud.

Tali fenomeni hanno confermato le esigenze di maggiori risorse di regolazione del sistema elettrico, sempre più necessarie in prospettiva per far fronte a problemi di over-generation specialmente in condizioni di basso carico, con minore disponibilità di generazione termoelettrica in servizio e potenziale riduzione della capacità di regolazione del sistema.

Risulta confermata anche la forte riduzione complessiva delle ore di utilizzazione degli impianti tradizionali a ciclo combinato CCGT.

Per quanto riguarda il rispetto dei requisiti, previsti dall'Allegato A70 al Codice di rete ai sensi della Delibera AEEG 84/12, al fine di garantire la sicurezza del sistema, si riscontrano risultati positivi nel

²³ Dati 2013 provvisori (totale progressivo a novembre).

retro-fitting della generazione distribuita: nel 2013 risultano, infatti, adeguati ai campi di funzionamento di frequenza e tensione circa il 92% degli impianti complessivi.

Per quanto riguarda il comportamento dei mercati, i valori del PUN registrati nel 2013 sono risultati generalmente inferiori rispetto a quelli del 2012 e del 2011, a causa della strutturale riduzione della domanda. Tuttavia i prezzi del mercato italiano, restano mediamente superiori a quelli dell'Europa continentale anche se con scarti inferiori rispetto all'anno passato. La zona di mercato Sud si è confermata quella più competitiva, mentre i prezzi sul continente e in Sardegna sono risultati sostanzialmente allineati, permanendo invece un prezzo zonale significativamente più elevato in Sicilia.

Relativamente al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), l'approvvigionamento dei servizi di rete (essenzialmente regolazione tensioni e riserva) nelle zone Sicilia, Sardegna e Sud è risultato ancora elevato in proporzione al fabbisogno zonale.

Infine, per quanto attiene gli scambi con l'estero, si è evidenziata una maggiore variabilità degli scambi di energia alla frontiera Nord, potenzialmente riconducibile a minore affidabilità della capacità produttiva di base all'estero (conseguenza delle politiche di *nuclear phase out* in Germania e del crescente contributo delle fonti rinnovabili non programmabili anche nel mix produttivo europeo).

I principali fenomeni descritti sono dettagliati nell'Allegato 2 "Principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati" del PdS 2014.

14.2.2 Strategia Energetica Nazionale – scenari evoluti del sistema elettrico

L'obiettivo della Strategia Energetica Nazionale (SEN) è la crescita economica e sostenibile del Paese. Per raggiungere tale obiettivo la SEN individua nel settore energetico l'elemento chiave per la crescita, definendone gli scenari evolutivi al 2020.

Per quanto riguarda il settore elettrico, l'evoluzione degli scenari definiti nella SEN prevedono al 2020²⁴:

un contenimento dei consumi elettrici grazie ad una forte spinta sull'efficienza energetica;

un mix produttivo incentrato soprattutto su gas e rinnovabili, dove le rinnovabili saranno la prima componente del mix produttivo con un 35-38% atteso, al pari del gas;

una minore dipendenza dall'estero, con una riduzione dall'84% al 67% del fabbisogno energetico, grazie ai previsti interventi di efficienza energetica, all'aumento delle rinnovabili, alla maggiore produzione nazionale di idrocarburi e ad una riduzione delle importazioni di elettricità.

²⁴ Fonte dati: "Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile" - marzo 2013.

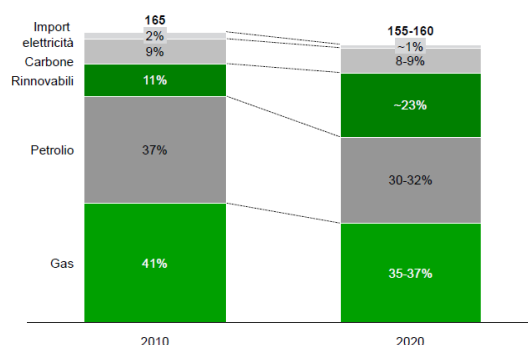


Figura 14-29 Evoluzione consumi primari energetici lordi e mix fonti (Mtep, %)

Come mostrato in Figura 14-29 lo scenario nei prossimi anni è caratterizzato da una riduzione dei consumi primari, rispetto al 2010, del 4%; in particolare, i consumi elettrici presentano un trend di crescita al 2020 quasi piatto. Tale contenimento dei consumi è dovuto principalmente alla forte spinta sull'efficienza energetica per la quale si prevede il superamento degli obiettivi europei di efficienza energetica, pari al 20% dei consumi inerziali, con una previsione di risparmi fino al 24%, pari a circa 20 Mtep di energia primaria rispetto ad oggi (cfr. Figura 14-30).

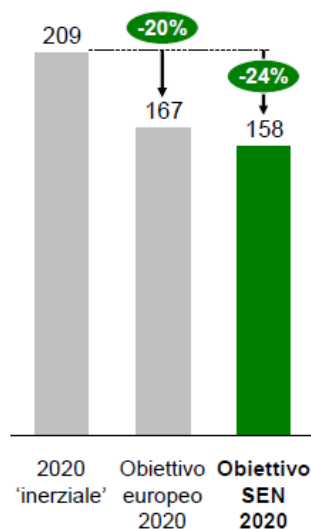


Figura 14-30 Efficienza energetica: Consumi primari energetici (Mtep)

Per quanto riguarda il mix produttivo (cfr. Figura 14-31), si prevedono al 2020 il gas e le rinnovabili sempre più in espansione a scapito del petrolio, mentre il carbone mantiene sostanzialmente la sua quota di copertura sui consumi elettrici.

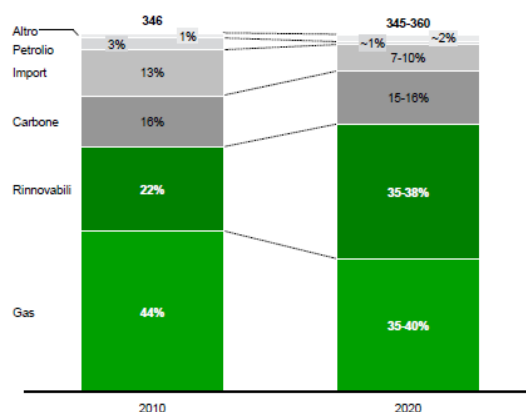


Figura 14-31 Evoluzione del mix dei consumi elettrici (TWh, %)

Tra le fonti di energia, le rinnovabili giocano un ruolo fondamentale per raggiungere gli obiettivi della Strategia Energetica Nazionale, per le quali si intende:

- superare gli obiettivi di produzione europei 20-20-20, con un più equilibrato bilanciamento tra le fonti rinnovabili;
- garantire la sostenibilità economica dello sviluppo del settore, con un allineamento dei costi di incentivazione ai livelli europei ed un graduale raggiungimento della *grid parity*;
- favorire le tecnologie con maggiore ricaduta sulla filiera economica nazionale;
- raggiungere, per le rinnovabili elettriche, l'integrazione con il mercato e la rete elettrica.

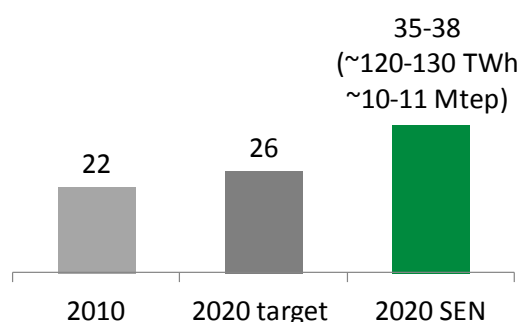


Figura 14-32 Rinnovabili: incidenza sui consumi finali lordi % nel settore elettrico

In particolare, per quanto riguarda il settore elettrico, l'obiettivo è quello di sviluppare le rinnovabili fino al 35-38% dei consumi finali al 2020 (cfr. Figura 14-32), diventando la prima componente del mix di generazione elettrica in Italia, al pari del gas.

Sulla base di un contesto normativo (decreti ministeriali del 5²⁵ e 6 luglio 2012, uno per la tecnologia fotovoltaica e l'altro per le altre tecnologie rinnovabili) che da un lato continua a sostenere lo sviluppo delle rinnovabili ma con una crescita graduale e ordinata, e che dall'altro

²⁵ Il Decreto del 5 luglio 2012 si è esaurito il 6 luglio 2013, così come previsto dalla delibera AEEG n. 250/13.

tende a contenere gli oneri per il sistema, la SEN prevede la possibilità di raggiungere valori di produzione di circa 120-130 TWh/anno. Tale previsione si basa sulla piena realizzazione della capacità prevista nei decreti ministeriali del 2012, su un'ipotesi di nuova capacità installata in *grid parity* per il fotovoltaico fino a 1 GW/anno, e su un 'effetto sostituzione' per le altre tecnologie rinnovabili (cfr. Figura 14-33).

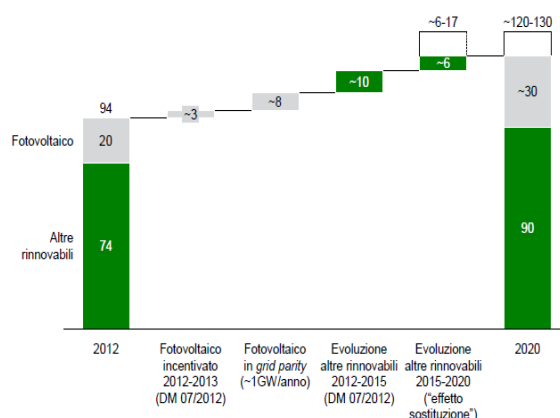


Figura 14-33 Evoluzione attesa della produzione da fonti rinnovabili elettriche (TWh)

Per quanto riguarda infine la riduzione della dipendenza dall'estero per la copertura del fabbisogno nazionale, la SEN individua 3 principali obiettivi:

- allineare prezzi e costi dell'elettricità ai valori europei;
- assicurare la piena integrazione europea, sia con nuove infrastrutture sia armonizzando le regole di funzionamento dei mercati;
- garantire l'integrazione della crescente capacità delle fonti rinnovabili non programmabili.

Come mostrato in Figura 14-34, il mix di generazione elettrica in Italia è principalmente basato su gas e rinnovabili e si differenzia dalla media europea per l'assenza del nucleare e la bassa incidenza del carbone, fonti che presentano costi minori.

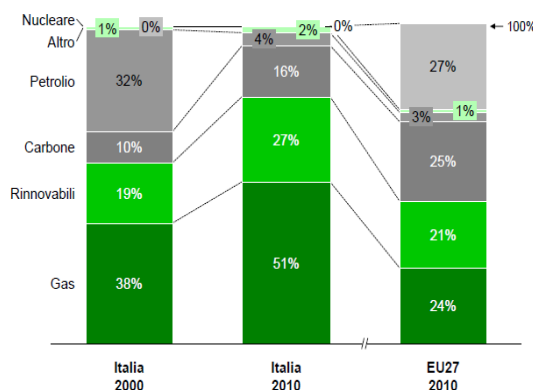


Figura 14-34 Mix generazione elettrica lorda per fonte, %

Tuttavia, l'evoluzione delle politiche europee in materia di CO₂ e le politiche energetiche di *nuclear phase out* intraprese o delineate da diversi Paesi Europei (tra i quali Germania e Svizzera)

prefigurano un progressivo avvicinamento di molte aree del Centro Europa alla composizione del nostro parco produttivo. Tale tendenza porta da un lato alla convergenza tra i prezzi dell'energia in Italia con quelli europei, e dall'altro alla creazione di un potenziale mercato rilevante di esportazione dell'energia prodotta soprattutto dai cicli combinati italiani verso il Centro Europa, proprio dove si prevede la necessità di costruzione di nuova capacità di generazione o di importazione dell'energia elettrica.

In tale contesto, la SEN individua come azioni prioritarie l'incremento della capacità di interconnessione transfrontaliera, grazie anche alle opere indicate nel Piano di Sviluppo di Terna 2012, che comprende un incremento di capacità pari a 4.000 MW, di cui 1.000 MW lato Balcani e 3.000 MW sulla frontiera settentrionale, a cui si devono aggiungere anche i 2.500 MW legati all'interconnector.

Sempre nella prospettiva di sviluppo delle esportazioni di energia, assume carattere prioritario anche il rafforzamento della rete elettrica nazionale, in particolare tra Nord e Centro-Nord e tra Sud e Centro-Sud, al fine di ridurre le congestioni tra zone di mercato (incrementando la capacità di trasporto delle stesse di circa 5.000 MW), i poli a produzione limitata ed eliminando i vincoli al pieno sfruttamento della capacità di generazione più efficiente.

Fondamentale è infine gestire l'integrazione della crescente capacità rinnovabile non programmabile, il cui rapido sviluppo ha portato alla necessità di far fronte a 2 principali criticità sulla rete, ovvero l'eccesso di produzione rispetto ai consumi a livello locale o nazionale, soprattutto in condizioni di minimo carico, e la necessità di garantire un'adeguata capacità di riserva per il sistema elettrico. Tali elementi rendono pertanto necessari adeguati e rapidi interventi, sia nella direzione di regolamentare le prestazioni minime e i servizi che la generazione diffusa da fonte rinnovabile deve poter garantire al sistema al fine di preservarne la sicurezza, sia di dotare già nel breve-medio periodo la rete e il sistema delle infrastrutture e risorse indispensabili per un funzionamento innanzitutto sicuro ma anche efficiente.

Si evidenzia, infine, che nei paragrafi successivi è stata effettuata una verifica di coerenza tra gli scenari previsionali della SEN e gli scenari alla base del Piano di Sviluppo 2014, da cui risulta che le proiezioni riguardanti l'evoluzione della produzione (in particolare da fonti rinnovabili), del fabbisogno e degli scambi con l'estero sono sostanzialmente in linea.

Anche per quanto riguarda l'integrazione dei mercati, si condividono gli obiettivi di sviluppo della capacità di interconnessione in un quadro che conferma l'importanza di un efficace accoppiamento dei mercati (*market coupling* energia ed integrazione dei mercati servizi), per valorizzare appieno tutte le risorse disponibili.

14.2.3 Vision di ENTSO-E

Nell'ambito della definizione degli scenari successivi al 2020, l'ENTSO-E²⁶ indica l'anno 2030 come "ponte" tra i target europei 20x20x20 da raggiungere entro il 2020 e gli obiettivi di decarbonizzazione previsti dalla *Energy Roadmap* da raggiungere al 2050.

In particolare, vengono individuati 4 scenari estremi, le cosiddette "Vision" (cfr. Figura 14-35), all'interno dei quali cadrà lo scenario effettivo previsto per l'anno 2030.

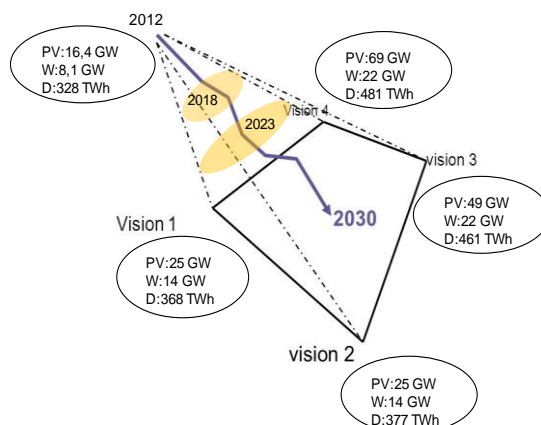


Figura 14-35 Vision ENTSO-E

Gli scenari che ENTSO-E richiede a ciascun TSO di sviluppare, con un approccio del tipo bottom-up, sono le *Vision 1* e *3*, in quanto i singoli TSO non hanno informazioni sufficienti per sviluppare scenari che richiedano una forte cooperazione tra gli stati.

Le *Vision 2* e *4*, invece, saranno definite con un approccio del tipo top-down a partire dalle *Vision 1* e *3*. I driver principali di questi ultimi due scenari sono la cooperazione tra gli stati e la capacità di ciascun stato di adottare politiche energetiche per raggiungere gli obiettivi 2050.

Qui nel seguito, si riportano le principali caratteristiche delle *Vision* presenti nella Figura 14-36.

²⁶ ENTSO-E: Guidelines for constructing 2030 vision 1&3 and additional parameters to help construct 2030 vision 2&4.

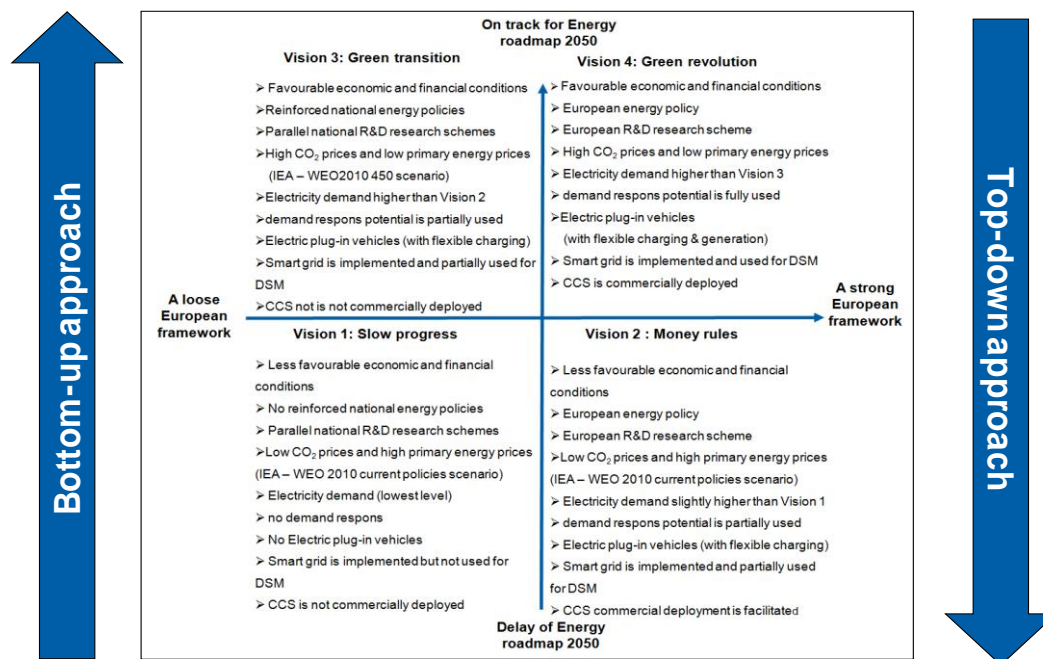


Figura 14-36 Principali parametri delle quattro vision Entso-E

- **Vision 1 – Slow Progress:** il sistema è caratterizzato da una bassa cooperazione tra gli stati ed è in ritardo rispetto agli obiettivi *Roadmap 2050*, a causa delle condizioni economiche e finanziarie poco favorevoli. In tale *Vision* la domanda cresce lentamente e non ci sono sviluppi sull'efficienza energetica così come sull'utilizzo dell'elettricità ai fini del trasporto (ad es. veicoli a ricarica elettrica). La generazione prevede ancora una forte influenza degli impianti a carbone per coprire il carico di base e non ci sono politiche da implementare dopo il 2020 al fine di favorire lo sviluppo di nuove FER. Per l'Italia, la *Vision 1* è caratterizzata da una domanda di energia pari a 368 TWh e da una potenza installata di fotovoltaico ed eolico pari rispettivamente a 25 e 14 GW.
- **Vision 2 – Money Rules:** il sistema è caratterizzato da una forte cooperazione tra gli stati, ma è in ritardo nel raggiungere gli obiettivi *Roadmap 2050*, essendo presenti condizioni economico-finanziarie che non sostengono le attuali politiche energetiche. Il ritmo di crescita della domanda è maggiore di quello della *Vision 1*, grazie all'introduzione di nuovi usi dell'energia (introduzione su larga scala di veicoli a ricarica elettrica) e al miglioramento dell'efficienza energetica. La mancanza di risorse economiche porta la generazione ad essere dipendente dal carbone anche per l'assenza di politiche che sostengano dopo il 2020 lo sviluppo delle FER; tuttavia, la forte integrazione europea sostiene lo sviluppo degli impianti con tecnologia CCS (*Carbon Capture and Storage*).
- Tale scenario vede per l'Italia una domanda di 377 TWh ed un installato di fotovoltaico ed eolico pari a quello della *Vision 1*.
- **Vision 3 – Green Transition:** il sistema, pur essendo caratterizzato da una bassa cooperazione tra gli stati, presenta uno scenario economico che permette di essere al 2030

sulla buona strada per raggiungere gli obiettivi *Roadmap 2050*, essendo presenti condizioni economiche e finanziarie che sostengono le attuali politiche energetiche. La richiesta di energia è caratterizzata da un alto ritmo di crescita grazie agli sviluppi nell'efficienza energetica e nell'utilizzo dell'energia nel campo dei trasporti (introduzione su larga scala di veicoli a ricarica elettrica). Grazie alla politica energetica volta al raggiungimento degli obiettivi della *Roadmap 2050*, le unità a gas sono preferite a quelle a carbone per la copertura del carico di base. Per l'Italia tale scenario è caratterizzato da una domanda di energia pari a 461 TWh e da una potenza installata di fotovoltaico e eolico pari rispettivamente a 49 e 22 GW.

- *Vision 4 – Green Revolution*: il sistema è caratterizzato da una forte cooperazione tra gli stati ed è in linea con gli obiettivi *Roadmap 2050*. Il ritmo di crescita della domanda è maggiore di quello della *Vision 3*, caratterizzata da un uso intensivo dei veicoli a ricarica elettrica e da un maggiore sviluppo dell'efficienza energetica. La forte integrazione europea porta il sistema ad essere sulla buona strada per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione previsti dalla *Roadmap 2050*; tale condizione si traduce in un utilizzo delle unità a gas, rispetto a quelle a carbone, e nello sviluppo commerciale degli impianti con tecnologia CCS (*Carbon Capture and Storage*).

Anche per l'Italia tale scenario prevede una forte crescita della domanda, pari a 481 TWh, un elevato valore di potenza installata fotovoltaica, pari a 69 GW, ed una potenza installata di eolico di 22 GW, pari a quella della *Vision 3*.

Tali Vision sono alla base degli studi di mercato effettuati da ENTSO-E a livello pan-europeo (cfr. Figura 14-37) i cui risultati evidenziano come la *Vision 4*, caratterizzata da una penetrazione delle RES pari al 59% ed una riduzione delle emissioni di CO₂ pari al 77%, sia lo scenario che più si avvicina agli obiettivi di lunghissimo termine fissati dall'Energy Roadmap 2050, ovvero la riduzione delle emissioni di CO₂ del 80-95% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2050.

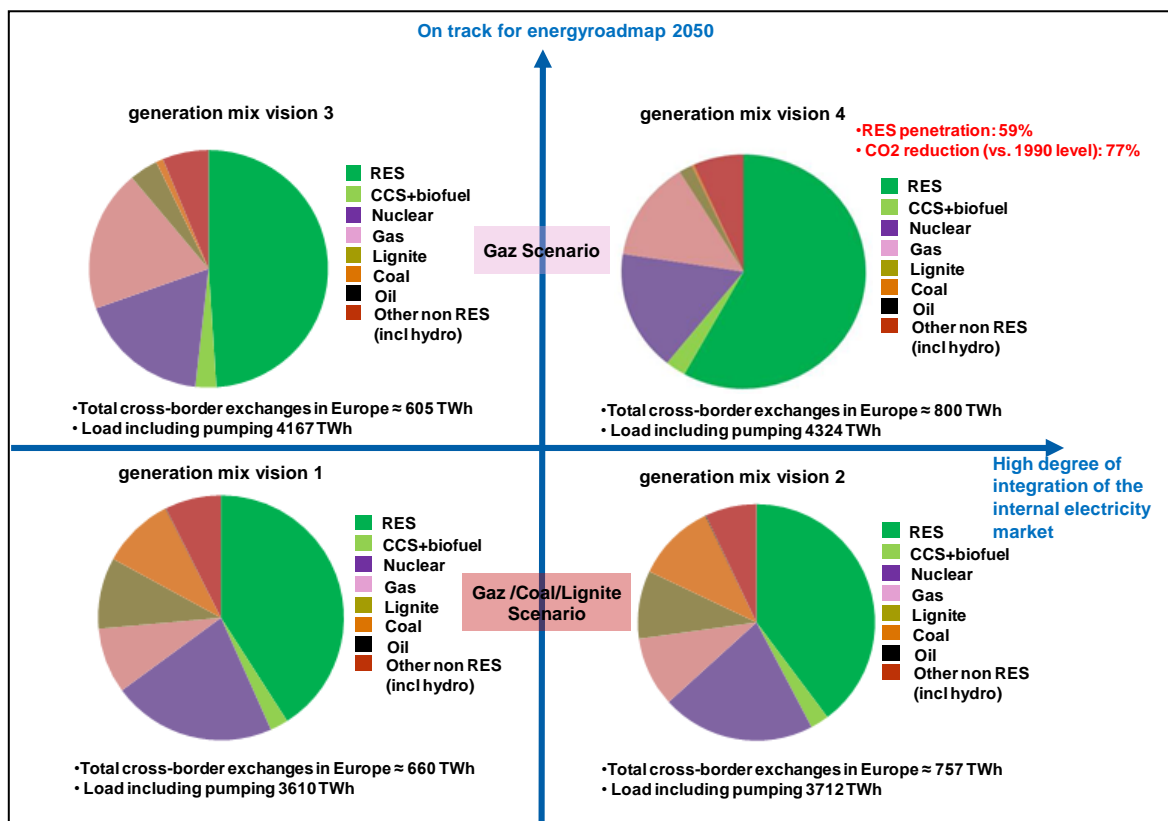


Figura 14-37 - Risultati provvisori simulazioni paneuropee di mercato su tutte le Visioni di ENTSO-E

14.2.4 Scenari per l'elaborazione del Piano di Sviluppo

Una efficace attività di pianificazione della rete di trasmissione considera l'evoluzione del sistema elettrico nel suo complesso nell'orizzonte temporale di cinque (medio termine) e dieci anni (lungo termine), costruendo gli scenari futuri degli assetti di funzionamento della rete sulla base della stima di evoluzione di alcune principali grandezze esogene:

- evoluzione del fabbisogno di energia²⁷;
- evoluzione della potenza elettrica¹¹;
- lo sviluppo del parco di generazione di tipo convenzionale e rinnovabile in termini di entità, localizzazione e tipologia di impianti;
- l'incremento della capacità di interconnessione per gli scambi di energia con gli altri Paesi.

Le esigenze della RTN sono generalmente determinate in uno scenario "business as usual", nel quale è valutata l'evoluzione più probabile dei consumi elettrici e del parco di generazione nell'orizzonte di Piano.

²⁷ Vengono recepiti gli indicatori di crescita elaborati da Terna e contenuti nelle "Previsioni della domanda elettrica in Italia e del Fabbisogno di potenza necessario" pubblicate sul sito www.terna.it.

14.2.5 Previsioni di domanda

Le previsioni di crescita del fabbisogno di energia e della potenza elettrica sono sviluppate con l'obiettivo di contribuire ad aggiornare il quadro di riferimento per le valutazioni relative al Piano di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale, a cura di Terna.

Nella presente edizione, le previsioni si estendono fino al 2023 e sono articolate:

- in energia, con riferimento al dato annuale della richiesta e dei consumi elettrici;
- in potenza, con riferimento alla punta annuale.

14.2.5.1 Previsioni della domanda di energia elettrica

L'andamento in flessione della richiesta mensile di energia elettrica registrata nel 2013 conferma lo stato di incertezza sul recupero dei livelli di domanda del 2007-2008 precedenti la crisi. Tale condizione ben evidenzia il trend in diminuzione della domanda di energia elettrica già registrato nel 2012, con un -1,9% rispetto al 2011, che interrompe la fase di recupero degli anni 2010 e 2011 successiva alla straordinaria flessione del 2009.

Nella previsione decennale della domanda di energia elettrica si utilizza un approccio di tipo macroeconomico. In particolare, vista la relazione tra domanda di energia elettrica e andamento dell'economia, le previsioni di medio-lungo termine sono ottenute a partire da un'analisi della previsione delle grandezze macroeconomiche, valore aggiunto e Prodotto Interno Lordo (PIL).

L'indicatore macroeconomico che mette in relazione domanda elettrica e grandezze economiche è l'intensità elettrica²⁸.

Nel prevedere la domanda in energia per il prossimo decennio si fa riferimento a due scenari di evoluzione.

I due scenari avranno pertanto le seguenti caratteristiche:

- "di sviluppo" (superiore), soprattutto idoneo ai fini della pianificazione della infrastruttura elettrica, in cui si ipotizza per, il periodo 2012-2023, una crescita dell'intensità elettrica complessiva per l'intero Paese, pari ad un tasso medio di circa +0,3% per anno, valore che si colloca leggermente al di sotto dell'andamento storico;
- "scenario base" (inferiore) ad intensità elettrica contenuta²⁹, con tasso medio di incremento dell'intensità elettrica inferiore allo zero, -0,5% p.a., sviluppato su una ipotesi di più incisiva attuazione degli obiettivi di risparmio energetico.

²⁸ L'intensità elettrica è la quantità di elettricità (kWh) consumata da ciascun settore, per unità (Euro) del rispettivo contributo (valore aggiunto) alla formazione del PIL.

²⁹ In considerazione del forte orientamento all'efficienza energetica, in Europa e nel Paese si è ritenuto opportuno adottare una particolare cautela nel prevedere una espansione dell'intensità elettrica italiana nello scenario base.

Ai fini della pianificazione degli interventi di sviluppo della rete, funzionali principalmente a garantire l'adeguatezza del sistema in termini di copertura del fabbisogno a livello nazionale e locale anche nelle condizioni di massima crescita dei consumi, lo scenario che viene adottato come "business as usual" è lo scenario di "sviluppo".

Nello scenario economico di lungo termine si è accolta l'ipotesi, per il periodo 2012-2023, di una crescita media annua del PIL del +0,8%³⁰, valore non diverso da quello considerato nel precedente piano, ma con una diversa ripartizione della crescita nei due quinquenni della previsione (+0,6% nel periodo 2012-2018 e +1,0% nel periodo 2018-2023).

In Figura 14-38 sono riportati nello stesso grafico gli andamenti delle grandezze in esame: domanda di energia elettrica, prodotto interno lordo e intensità elettrica. Si distinguono – posto uguale a 1,0 il valore assunto dalle suddette grandezze nel 1990 – i consuntivi fino al 2012 e le previsioni fino al 2023.

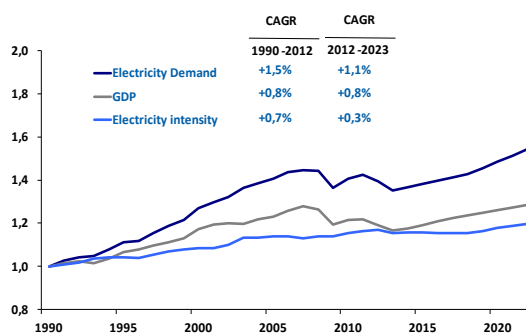


Figura 14-38 Domanda di energia elettrica, PIL e Intensità elettrica (scenario di sviluppo)

Nel periodo 2012-2023 si stima complessivamente una evoluzione della domanda di energia elettrica con un tasso medio annuo del +1,1% nello scenario di sviluppo (ipotesi superiore), corrispondente a 370 TWh nel 2023.

Nel 2018, anno intermedio al periodo 2012 – 2023, si ipotizza nello scenario di sviluppo una domanda elettrica pari a circa 336 TWh, con un tasso medio annuo di sviluppo 2012-2018 pari a +0,4%. Nel secondo semiperiodo, anni 2018-2023, il tasso di crescita sarà pari a +2,0 % per anno (cfr. Figura 14-39).

³⁰ Prometeia - Scenari di previsione - Bologna luglio 2013 – www.prometeia.it.

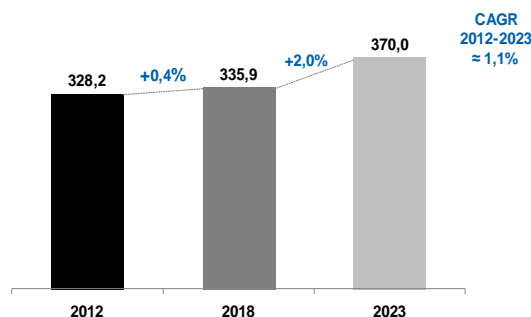


Figura 14-39 Scenario di Sviluppo (TWh)

Dal 2012 al 2023, nello scenario di sviluppo, a fronte di una evoluzione ad un tasso medio annuo pari al +1,1% della domanda a livello nazionale, la crescita della richiesta di energia elettrica nelle quattro macroaree geografiche in cui è ripartito il Paese non è omogenea. In particolare, la dinamica della domanda è attesa più vivace al Sud con un tasso medio annuo del +1,6%; al Centro l'aspettativa di crescita della domanda è pressoché in linea con la media nazionale, del +1,2%. Con tassi di crescita di poco inferiore a quello medio nazionale figurano le Aree del Nord Italia (+1,0%) e le Regioni insulari, con un tasso di sviluppo atteso pari a +0,6% per anno, come illustrato in Figura 14-40.

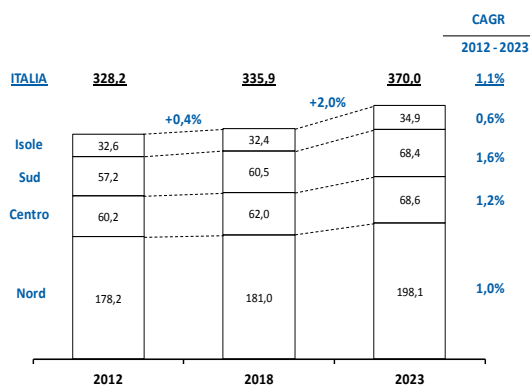


Figura 14-40 Scenario di sviluppo - previsione della domanda nelle aree geografiche (TWh)

Per quanto riguarda i principali settori di consumo, sempre con riguardo allo scenario di sviluppo, l'industria, con un consumo atteso di 135 miliardi di kWh, recupera leggermente rispetto ai livelli dell'anno base 2012: nel 2023 la quota dei consumi industriali è stimata al 39% circa, con uno sviluppo positivo (+0,3% per anno), anche se al di sotto di quello medio.

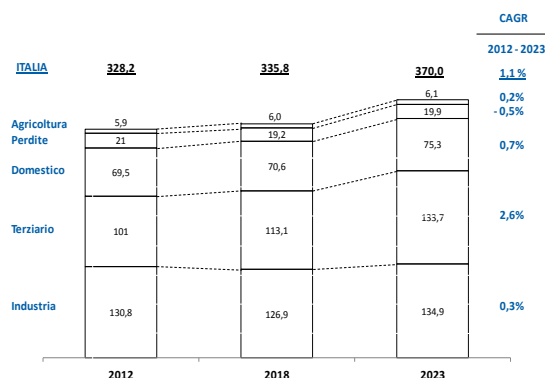


Figura 14-41 Scenario di sviluppo - previsione dei consumi settoriali (TWh)

Nell'ambito del settore industriale si prospetta nello stesso periodo un andamento pressoché stazionario per le industrie non di base (per la produzione di beni finali³¹, ivi incluse le altre industrie: -0,3% medio per anno) e più vivace per le industrie dei beni intermedi³² (+0,6%).

Il terziario si conferma anche nel prossimo decennio il settore più dinamico (+2,6%). Nel 2023 il settore terziario dovrebbe raggiungere i 134 TWh circa, con una quota del 38% nella struttura dei consumi. Nel lungo termine, le quote di industria e terziario tendono a convergere.

Con un tasso medio annuo di crescita del +0,7% sull'intero periodo, il settore domestico verrebbe a detenere nel 2023 una quota dei consumi elettrici pari a circa il 22%, corrispondente a circa 75 TWh, invariata rispetto al 2012.

Sostanzialmente stabile il peso del settore agricolo nella struttura dei consumi (circa il 2% del totale), in moderata crescita a 6,1 TWh nel periodo ad un tasso di circa il +0,2% per anno (cfr. Figura 14-41).

Le valutazioni sopra descritte, sono riferite allo scenario di "sviluppo" che, come anticipato, è preso a riferimento per la pianificazione della RTN, in quanto è quello che consente di individuare le condizioni di massima criticità del sistema e dimensionare opportunamente le soluzioni di sviluppo della rete per rispondere alle esigenze di sicurezza e continuità del servizio.

Per quanto riguarda l'esigenza di garantire l'integrazione della generazione distribuita da fonti rinnovabili, in aggiunta allo scenario di sviluppo, viene anche considerato lo "scenario base" di medio termine che meglio evidenzia le situazioni con surplus di generazione rispetto al carico elettrico locale e nazionale che deve essere gestito in condizioni di sicurezza sul sistema di trasmissione.

³¹ Industrie alimentari, del tessile – abbigliamento e calzature, meccaniche, per la produzione di mezzi di trasporto, per la lavorazione della gomma e plastica, del legno e del mobilio, delle altre manifatturiere; include inoltre costruzioni edili, energia, gas e acqua, raffinazione, cokerie ed acquedotti.

³² Industrie dei metalli, dei materiali da costruzione, della chimica, della carta.

A tal riguardo, si riporta nella Figura 14-42 il trend di evoluzione del fabbisogno che caratterizza tale scenario.

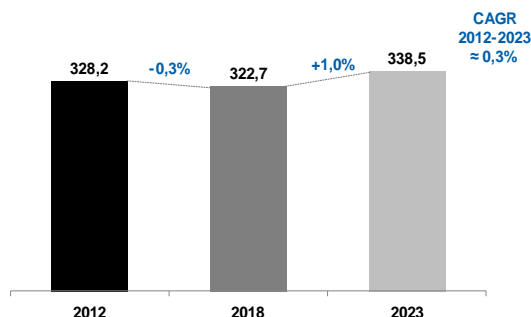


Figura 14-42 Scenario Base (TWh)

Si evidenzia infine che gli scenari previsionali di domanda individuati sono sostanzialmente in linea con quelli identificati dalla SEN che individua un range di 345-360 TWh per il 2020, discostandosi da questi per un valore inferiore al 5%.

14.2.5.2 Previsioni della domanda di potenza alla punta

In Figura 14-43 è riportata la serie dei valori del massimo carico annuo nel ventennio dal 1990 al 2013. Fino al 2005, la punta massima annuale in Italia si è manifestata in periodo invernale³³. Dal 2006, si è verificata una alternanza tra massimo carico in estate ed in inverno, a conferma della tendenza al prevalere della punta estiva rispetto a quella invernale, registratasi sistematicamente a partire dal 2010. Anche per l'anno 2013, il picco estivo, pari a 53.942 MW, è stato raggiunto, infatti, il giorno 26 luglio 2013, valore inferiore del -3,2% rispetto a luglio 2012; tale valore, se non verrà superato nei prossimi mesi invernali (gennaio-marzo 2014), costituirà il picco dell'anno 2013.

Le previsioni della domanda di potenza sulla rete italiana nello scenario di sviluppo sono elaborate a partire da quelle sulla domanda di energia elettrica ricavate dai paragrafi precedenti.

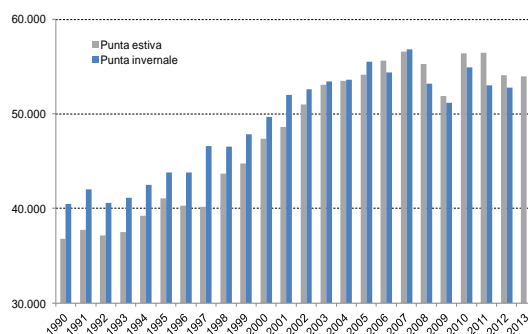


Figura 14-43 Carico massimo sulla rete italiana- 1990-2013 (MW)

³³ Il periodo invernale – riferito ad un certo anno – include i mesi da novembre dell'anno considerato fino a marzo dell'anno successivo.

Definendo come ore di utilizzazione della domanda alla punta il rapporto tra la domanda annua di energia elettrica e la domanda di potenza massima, la metodologia adottata consiste in una previsione delle ore di utilizzazione della potenza alla punta, per arrivare alla previsione della potenza alla punta invernale ed estiva. Pertanto, in considerazione della definizione data per le ore di utilizzazione della potenza alla punta, al diminuire delle ore di utilizzazione corrisponde una richiesta di potenza alla punta maggiore (e viceversa), a parità di domanda di energia elettrica.

L'andamento storico delle ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (cfr. Figura 14-44) mostra che la graduale fase di crescita in atto fin dalla metà degli anni '70 si è stabilizzata all'inizio degli anni '90, toccando un primo massimo nel 1992 pari a circa 6.000 h/anno (curva *ore invernali*). A partire dal 1992 e fino al 2004, le ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (media mobile) sono sostanzialmente stabili nell'intervallo tra 5.900 e 6.000 h/anno. Dal 2004 si sono avuti nuovi ripetuti picchi delle ore di utilizzazione della potenza invernale – l'ultimo dei quali nel 2008 con 6.505 ore – che hanno comportato lo spostamento della media mobile su valori decisamente superiori a 6.000 h/anno.

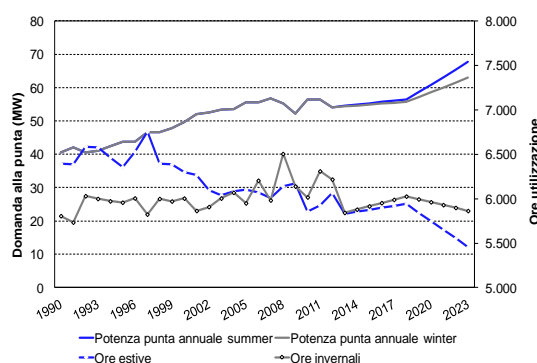


Figura 14-44 Consuntivi e previsioni di potenza e ore di utilizzazione

Nella stessa figura sono riportate le ore di utilizzazione della domanda alla punta estiva (curva *ore estive*). Si osserva che ad una fase di relativa stabilità attorno a 6.500 h/anno si è sostituita nell'ultimo decennio una decisa tendenza alla diminuzione verso livelli anche inferiori a quelli delle ore invernali. Negli ultimi anni, questa tendenza ha subito un rallentamento ma ormai le ore di utilizzazione estive si sono attestate su un ordine di grandezza inferiore a quello delle ore invernali.

Per quanto detto in precedenza (trend di fondo delle ore invernali sostanzialmente stabile a fronte dell'analogo trend relativo alle ore estive in rapida riduzione nell'ultimo decennio), si conferma per il futuro che per la domanda elettrica la condizione di massimo fabbisogno in potenza appare quella in condizioni di estate "torrida". Pertanto, sempre sviluppando il cosiddetto scenario di sviluppo per quanto attiene alla domanda elettrica, si stima per l'anno 2023 una utilizzazione della potenza alla punta estiva di circa 5.460 h/anno, corrispondente ad una domanda di potenza alla punta pari a circa 68 GW (ipotesi alta), con un incremento di circa 14 GW rispetto alla punta estiva del luglio 2012 (cfr. Tabella 14-6). Nella stessa tabella è riportata anche l'ipotesi bassa di

previsione della domanda in potenza, valutata in 63 GW, che è invece correlata all'ipotesi di inverno medio.

Nella successiva Tabella 14-7 viene, invece, riportata la previsione della domanda in potenza nello scenario base che, soprattutto nella situazione di carico inferiore, può risultare anch'esso gravoso per l'esercizio del sistema elettrico.

Il grafico della Figura 14-25 riassume quanto detto finora sulla domanda in potenza. In particolare, esso riporta, su due scale diverse, dati a consuntivo fino al 2012 della massima potenza annua e delle ore di utilizzazione della potenza al massimo carico estivo ed invernale; inoltre nella stessa figura sono mostrate le curve di previsione delle ore di utilizzazione nelle condizioni convenzionali di estate torrida ed inverno medio e la conseguente domanda di potenza alla punta nelle medesime condizioni.

Anno	Potenza
2012	54.113 MW
2019 bassa/alta	ipotesi 57/59 GW
2023 bassa/alta	ipotesi 63/68 GW

Tabella 14-6 Previsione della domanda in potenza: scenario di sviluppo di riferimento

Anno	Potenza
2012	54.113 MW
2019 bassa/alta	ipotesi 53/55 GW
2023 bassa/alta	ipotesi 57/62 GW

Tabella 14-7 Previsione della domanda in potenza: scenario base

14.2.6 Evoluzione della generazione

14.2.6.1 Sviluppo del parco produttivo termoelettrico

Nel corso dell'ultimo decennio, si è assistito a un graduale rinnovamento del parco produttivo italiano caratterizzato principalmente dalla trasformazione in ciclo combinato di impianti esistenti e dalla realizzazione di nuovi impianti, anch'essi prevalentemente a ciclo combinato.

Complessivamente sono stati autorizzati, con le procedure previste dalla legge 55/02 (o dal precedente DPCM del 27 dicembre 1988), ed entrati in esercizio fino al 2013 circa 45 impianti di produzione con potenza termica maggiore di 300 MW, con un incremento complessivo della potenza installata di circa 22.000 MW elettrici.

Nella Figura 14-45 viene visualizzata la distribuzione sul territorio dell'aumento di capacità produttiva realizzato dal 2002 al 2013, dove circa il 38% degli impianti entrati in servizio è localizzato nell'area Nord del Paese ed il 43% è localizzato nel Sud.

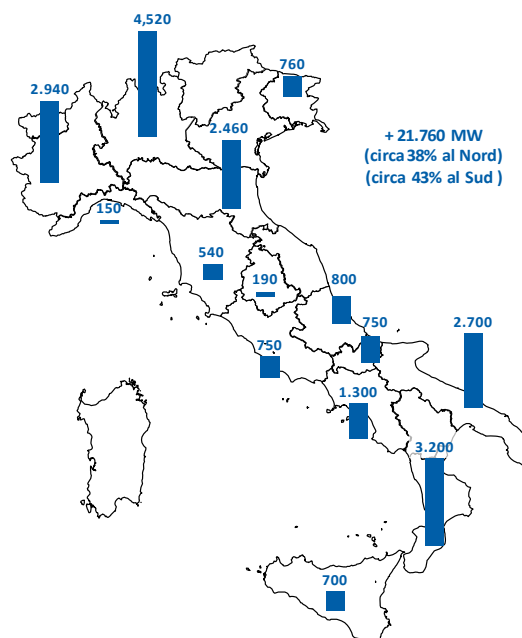


Figura 14-45 Potenza da nuove centrali termoelettriche dal 2002 al 2013 (MW)

Considerando i dati sopra riportati, l'attuale capacità termoelettrica installata e complessivamente disponibile è dell'ordine di circa 65 GW³⁴.

A questi si aggiungono (cfr. Figura 14-46) ulteriori impianti autorizzati localizzati in Liguria, Lombardia, Veneto, Campania, Calabria e Sardegna per circa 3.400 MW.

Si evidenzia che nel corso dell'anno 2012 è stata ottenuta l'autorizzazione alla realizzazione, all'interno della centrale esistente di Vado Ligure, di una nuova sezione a carbone per una potenza complessiva di 460 MW.

Sempre nel corso dell'anno 2012 è stato avviato il cantiere della centrale di Turbigo, con un incremento di potenza pari a circa 110 MW (relativo all'unità 3).

Nel 2010 è stata autorizzata la costruzione del nuovo gruppo a carbone nella centrale di Fiume Santo da 410 MW in sostituzione degli esistenti gruppi ad olio (con un incremento netto di potenza installata in Sardegna di circa 90 MW).

³⁴ Dati provvisori Terna.

Per quanto riguarda le autorizzazioni di ulteriori impianti in ciclo combinato (800 MW Loreo, 385 MW Benevento e 800 MW Presenzano), allo stato attuale non si prevedono entrate in servizio nell'orizzonte di breve-medio periodo.

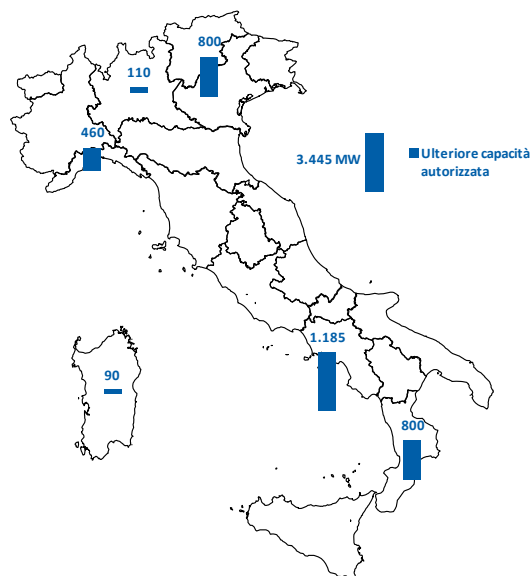


Figura 14-46 Potenza nuove centrali termoelettriche autorizzate (MW)

Accanto alla futura produzione termoelettrica, è di particolare interesse anche la ricognizione delle dismissioni degli impianti previste nei prossimi anni (cfr. Figura 14-47).

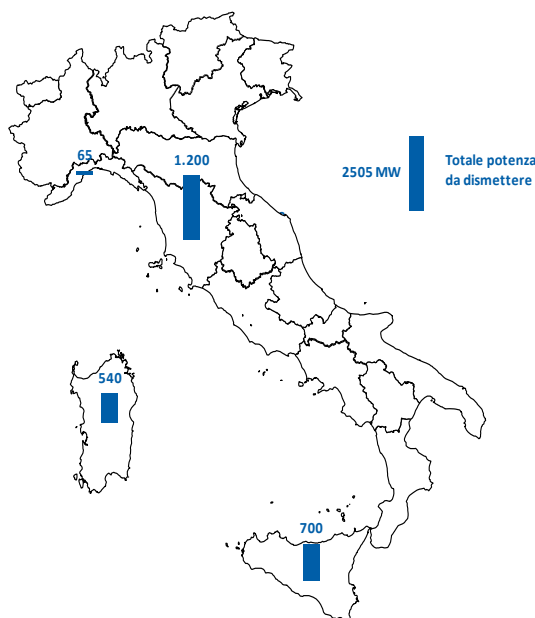


Figura 14-47 Dismissioni impianti termoelettrici nel breve-medio termine (MW)

Ai circa 2 GW già dismessi nel 2013, si aggiungeranno, nel breve-medio termine, ulteriori impianti da dismettere per una potenza complessiva di almeno 2500 MW.

I principali impianti da dismettere sono termoelettrici tradizionali, siti in Liguria (Genova – unità 3), Toscana (Centrale di Piombino), Sicilia (S.Filippo Mela – unità 3 e 4, Termini Imerese – unità 4, Centrale di Augusta) e in Sardegna (Fiumesanto – unità 1 e 2, Centrale di Portoscuso).

14.2.6.2 Sviluppo della capacità produttiva da fonte eolica/fotovoltaica

In aggiunta agli impianti termoelettrici, si considera anche lo sviluppo di impianti da fonte rinnovabile che nel corso degli ultimi anni hanno avuto un trend di crescita in continuo aumento, in particolare fotovoltaici ed eolici.

In Figura 14-48 è riportata la mappa della producibilità specifica della fonte eolica sul territorio italiano (fonte: Atlante Eolico dell'Italia – Ricerca di Sistema), dalla quale si evince che le aree ventose e quindi ottimali per installazioni di impianti eolici sono maggiormente concentrate nel Centro – Sud e nelle Isole Maggiori.

Analogamente in Figura 14-49 è riportata la mappa dell'irradiazione totale annua come riferimento della distribuzione territoriale della fonte primaria per gli impianti fotovoltaici.

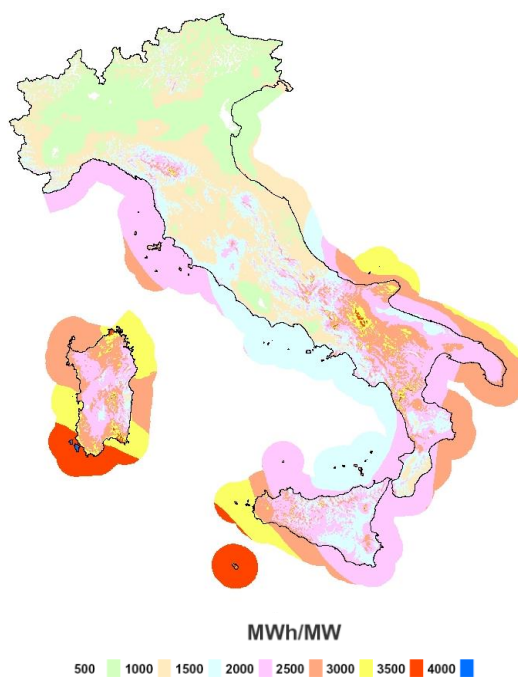


Figura 14-48 Mappa eolica della producibilità specifica a 75 m dal suolo

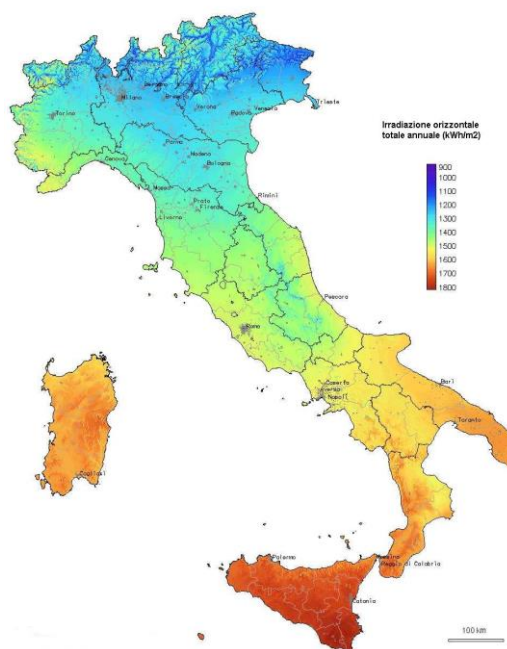


Figura 14-49 Mappa della irradiazione orizzontale totale annuale

I criteri di definizione degli scenari di sviluppo a livello nazionale e regionale della capacità futura da fonte eolica e fotovoltaica sono differenziati in funzione dell'orizzonte considerato. Per il breve termine, a partire dalle capacità attualmente installate, la costruzione delle previsioni è basata sullo sviluppo in grid parity del fotovoltaico (essendosi il V Conto Energia esaurito il 5 luglio 2013) e sulle normative vigenti (DM 6 luglio 2012) nonché sulle iniziative produttive già autorizzate per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dal solare, in particolare per l'eolico. Per il medio e lungo termine, invece, l'evoluzione del fotovoltaico in grid parity e dell'eolico è stata sviluppata in coerenza con gli obiettivi della SEN al 2020.

Da notare che lo scenario di sviluppo della capacità fotovoltaica, si basa sull'ipotesi di fattibilità della *grid parity*. Tale considerazione si fonda su analisi tecnico-economiche che tengono conto della taglia degli impianti, della macro zona (Nord, Centro e Sud) nonché dell'evoluzione del quadro normativo in tema di sistemi elettrici di utenza. Sulla base delle analisi svolte, è stato valutato che in un contesto che valorizzi la copertura dei consumi propri da parte dei Titolari degli impianti, il raggiungimento delle condizioni di *grid parity* sarebbe possibile per installazioni di taglia minore (<20 KW). Ciò ha portato ad una previsione di installato fotovoltaico nel breve-medio termine pari a circa 22 GW e un valore pari a circa 28 GW nel lungo termine.

Per quanto riguarda lo scenario di crescita della produzione eolica, sempre partendo dalla potenza installata, il trend di crescita nel medio termine è stato valutato sulla base delle disposizioni del Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012, relativo al sistema incentivante delle fonti rinnovabili diverse dal solare. Nel lungo termine, in coerenza con gli obiettivi al 2020 della SEN, si è ipotizzata la prosecuzione degli attuali schemi incentivanti per ulteriori due trienni. In particolare, sulla base dei

contingenti massimi di potenza previsti per gli impianti ad asta e a registro nonché sulla base degli esiti dei bandi già effettuati (2013 e 2014), si è ottenuto una previsione di installato eolico nel breve-medio termine pari a circa 12 GW. Per quanto riguarda, invece, le previsioni di lungo termine il trend di crescita previsto determina una capacità installata pari a circa 15 GW.

I dati di sintesi delle proiezioni ottenute per il breve-medio termine (a cinque anni) e per il lungo termine (a dieci anni) sono riportati nella Tabella 14-8.

Potenza cumulata [MW]	Breve-Medio Termine	Lungo Termine
Fotovoltaico	22.295	28.495
Eolico	12.020	14.945
Di cui Off-shore	490	650
Totale	34.315	43.440

Tabella 14-8 Sintesi previsioni di medio e lungo termine

Infine, le proiezioni dello sviluppo di potenza installata fotovoltaica ed eolica sono state ripartite anche per singole regioni:

- per il fotovoltaico, sulla base del raggiungimento della *grid parity* e delle potenze attualmente installate all'interno di ciascuna classe di potenza;
- per la fonte eolica, sulla base degli esiti delle aste e registri e della conseguente distribuzione sul territorio della potenza entrante.

Dall'analisi di tali dati risulta particolarmente significativa la situazione del Mezzogiorno, dove si prevede già nel medio termine una capacità disponibile da fonte eolica e fotovoltaica pari a circa 20 GW, che corrisponde a circa il 58% della capacità totale prevista a livello nazionale.

Nella Figura 14-50 e nella Figura 14-51 è rappresentata, per ogni regione, la potenza totale degli impianti eolici e fotovoltaici installati al 2013³⁵ nonché le previsioni di sviluppo al breve-medio periodo.

³⁵ Dati provvisori aggiornati a dicembre 2013.

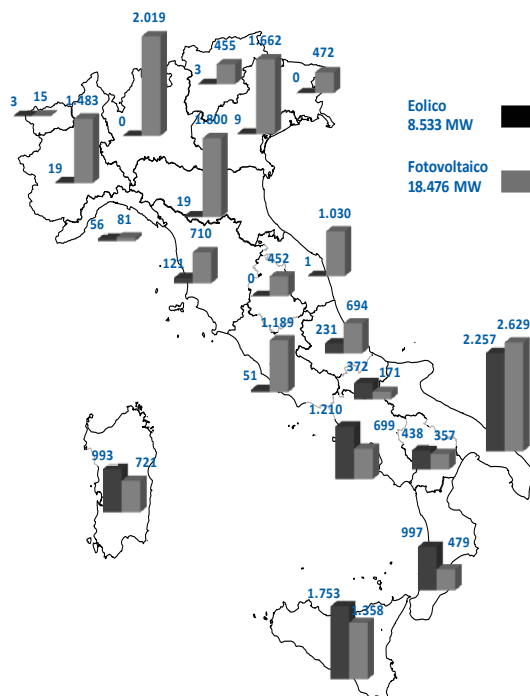


Figura 14-50 Potenza eolica e fotovoltaica installata al 2013 (MW)

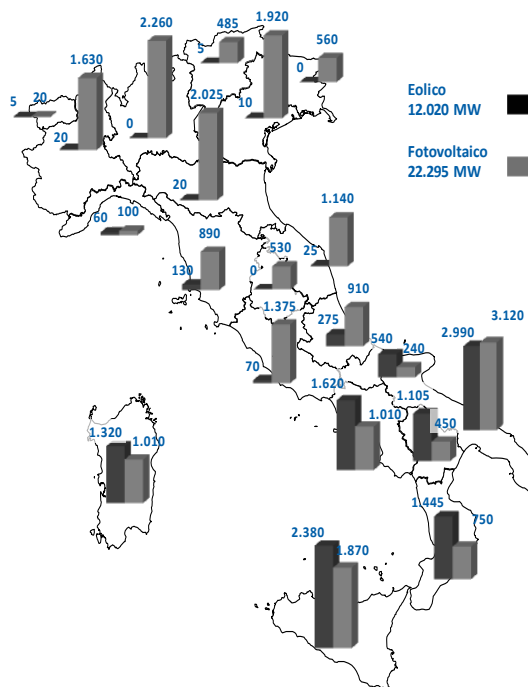


Figura 14-51 Previsione al breve-medio periodo di capacità produttiva da fonte eolica e fotovoltaica (MW)

Per quanto riguarda lo sviluppo delle altre fonti rinnovabili, si prevede nello scenario di breve-medio termine un incremento della capacità installata delle biomasse pari a circa 1,6 GW rispetto ai 3,8 GW di potenza installata nel 2012. Per la fonte idroelettrica, invece, si prevede sempre nello

scenario di breve-medio termine un incremento di potenza installata di circa 0,5 GW rispetto al valore installato del 2012 pari a circa 18 GW.

Nello scenario di lungo termine, invece, si prevede, rispetto allo scenario di medio termine, un ulteriore incremento della potenza installata per le biomasse e l'idroelettrico pari rispettivamente a circa 1,5 GW e 0,5 GW.

Inoltre si evidenzia che l'evoluzione prevista da Terna della produzione da fonti rinnovabili al 2020 è sostanzialmente in linea con quanto previsto nella SEN, come riportato nella seguente Tabella 14-9.

TWh	SEN	Stime Terna
PV	30	30,5
Biomasse	90	25
Idrico		37
Eolico		24,5
Geotermico		6,5
Totale	120	123,5

Tabella 14-9 - Confronto obiettivi SEN e stime Terna energie fonti rinnovabili 2020

Con riferimento agli scenari di breve e medio-lungo termine, occorre citare anche il punto di vista delle principali associazioni di categoria, il cui approccio è diverso e più cautelativo, essendo in funzione dell'attuale quadro macro-economico. A tal riguardo, si evidenzia che Terna continuerà a monitorare con le associazioni le evoluzioni del settore.

14.2.7 Scenari di sviluppo del sistema europeo per l'evoluzione potenziale degli scambi con l'estero

La costruzione degli scenari previsionali del sistema elettrico tiene conto anche dell'evoluzione degli scambi con l'estero. Tale informazione è rilevante per valutare le esigenze di sviluppo di nuove interconnessioni e rinforzi di rete anche attraverso analisi prospettiche di adeguatezza del sistema, studi di load flow e di mercato su rete previsionale tipicamente utilizzati in fase di pianificazione.

Per le valutazioni di cui sopra, è utile esaminare gli scenari di generazione e di domanda in Europa. Al riguardo, si richiamano le previsioni pubblicate annualmente nel rapporto *Scenario Outlook and System Adequacy Forecast (SO&AF)* di ENTSO-E. Il *Report SO&AF 2013-2030*³⁶ analizza l'adeguatezza del sistema elettrico europeo confrontando le differenti evoluzioni della domanda e della capacità di generazione nei tre diversi scenari di riferimento relativamente al periodo 2013-2020:

- *Scenario A* – conservativo;
- *Scenario B* - best estimate;

³⁶ www.entsoe.eu

- *Scenario EU 2020* - basato sui Piani d’Azione Nazionali Europei (NREAPs);

e relativamente all’anno orizzonte 2030 (*Vision 1 e 3*).

In considerazione del rapido sviluppo atteso della generazione da fonti rinnovabili, emerge che la capacità di generazione *Net Generation Capacity* (NGC) nel suo complesso è in aumento con i trend di crescita rappresentati in Figura 14-52.

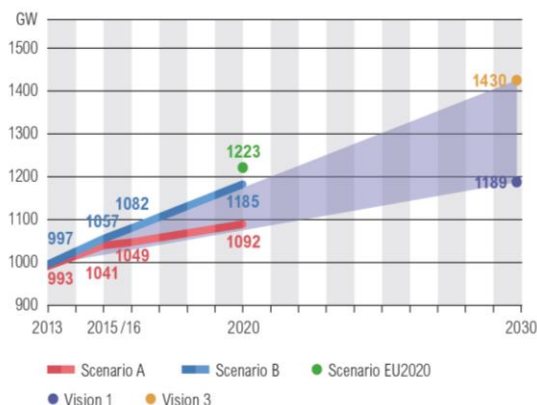


Figura 14-52 Sviluppo NGC (tutti gli scenari: gennaio 7 pm³⁷)

La generazione da fonte rinnovabile partecipa con una quota sempre crescente alla capacità complessiva, arrivando a occupare nel 2020 un valore vicino al 50% sia nello *Scenario EU2020* sia nello *Scenario B*, a fronte della capacità di generazione da impianti a combustibili fossili pari a circa il 35% nel 2020 in entrambi gli scenari, mentre supera il 50% nella *Vision 3* del 2030, come illustrato in Figura 14-53.

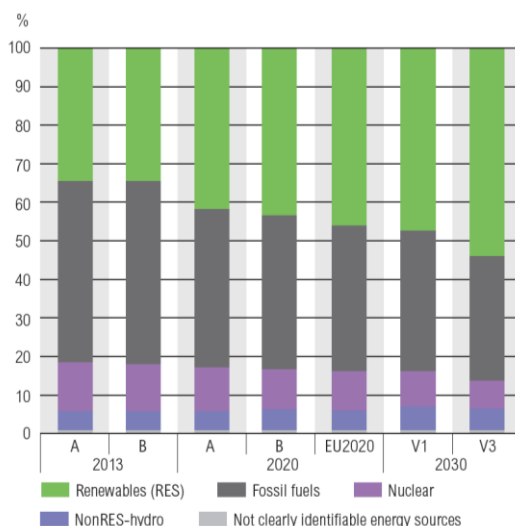


Figura 14-53 Ripartizione NGC per fonte (tutti gli scenari: gennaio 7 pm³⁸)

³⁷ Fonte ENTSO E SO&AF 2013-2030.

In particolare, per quanto riguarda lo scenario B, in Figura 14-54 è riportata la previsione suddivisa per fonte dal 2013 al 2020.

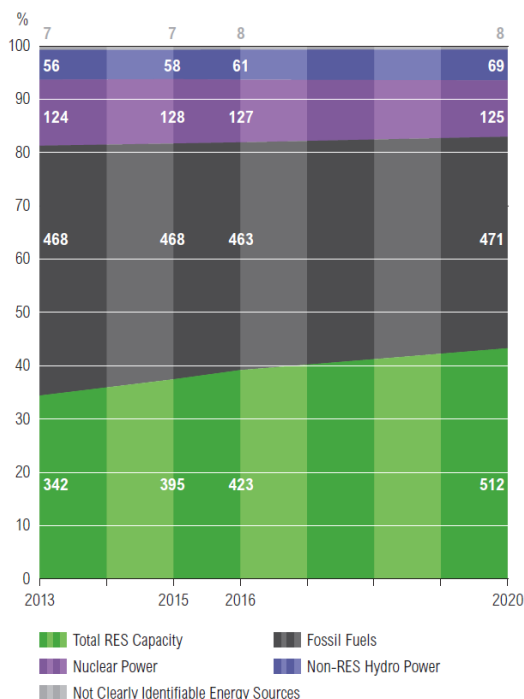


Figura 14-54 Ripartizione NGC per fonte; Scenario B; gennaio 7 pm³⁶

Per quanto riguarda invece l'evoluzione della domanda, si prevede uno sviluppo dei consumi costante e regolare dal 2013 al 2020 negli scenari A, B e EU2020, per i quali si prevede un incremento del carico di circa 40 GW. Per quanto riguarda invece gli scenari di lungo termine si suppone che i valori previsti per la Vision 1 non si discostino sensibilmente dai valori individuati dagli scenari precedenti al 2020 mentre si suppone una crescita del carico nella Vision 3 allineata al trend delle precedenti previsioni, raggiungendo un incremento di oltre 100 GW dal 2013 al 2030. Nelle figure successive è riportato l'andamento in potenza del carico in tutti gli scenari analizzati.

³⁶ Fonte ENTSO E SO&AF 2013-2030.

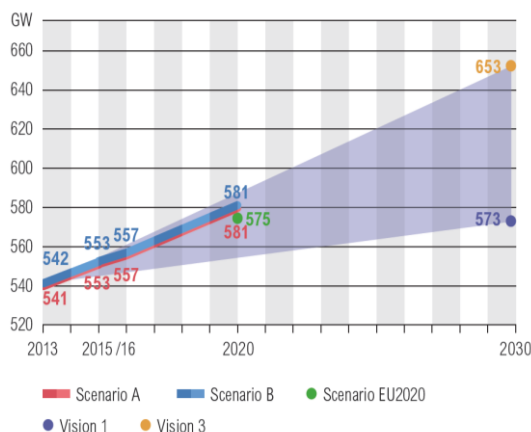


Figura 14-55 Previsioni di carico per tutti gli scenari in gennaio³⁶

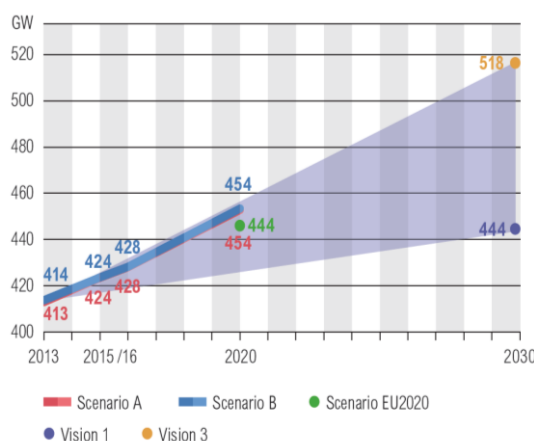


Figura 14-56 Previsioni di carico per tutti gli scenari in luglio³⁶

Per quanto riguarda l'evoluzione potenziale degli scambi di energia con l'Italia, è necessario combinare le previsioni di evoluzione della generazione e della domanda a livello europeo.

In particolare, per quanto riguarda le previsioni di nuova capacità di generazione, l'area di maggior interesse è quella dell'Europa Centro – Meridionale, per la correlazione con l'utilizzo e lo sviluppo delle interconnessioni sulla frontiera Nord Italiana e con i Balcani.

In particolare, nel medio termine (Figura 14-57) si osserva nell'Europa Centro – Meridionale una crescita della disponibilità di generazione da fonte fossile, per effetto della componente gas, e, in maniera più contenuta della componente carbone, con eccezione della Francia, dove la dismissione dei vecchi impianti tradizionali porterà a una riduzione di circa 4 GW della disponibilità di generazione da fonte fossile.

Contestualmente, la capacità di produzione da fonte idrica è prevista in crescita quasi esclusivamente in Austria e in Svizzera, a differenza della disponibilità da fonte rinnovabile, in particolare fotovoltaica ed eolica, che si segnala in forte sviluppo in tutte le aree analizzate, con picchi di crescita rilevanti in Germania e Italia.

Il comparto nucleare risente ancora dell'effetto "post Fukushima", in particolare in Germania, dove sono già stati spenti 8 impianti nel corso dell'anno 2011 per una potenza complessiva di 8 GW, e si prevede un'ulteriore riduzione di circa 1,3 GW nel medio termine. Anche in questo caso, come per la fonte fossile, la Francia si muove in controtendenza, con una crescita della disponibilità da fonte nucleare di circa 1,6 GW per il periodo 2013-2016.

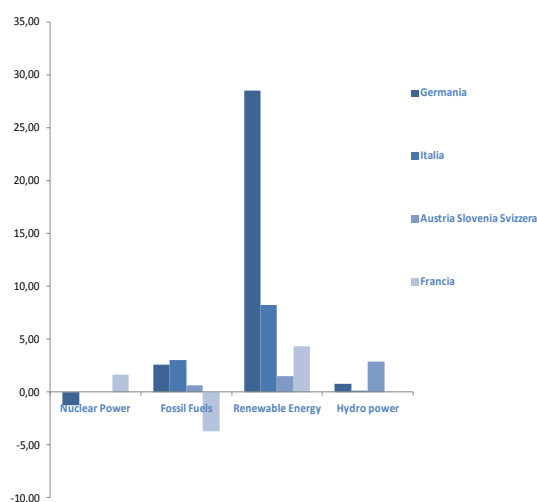


Figura 14-57 Incremento di capacità produttiva disponibile in Europa centro – meridionale, 2013 – 2016 (GW)³⁹

Sul lungo termine (Figura 14-58) non si evidenziano sostanziali modifiche dei trend riscontrati nel periodo 2013-2016, con l'eccezione del termoelettrico tradizionale in Germania (con una riduzione di circa 0,5 GW legata alla compensazione fra la riduzione degli impianti a carbone e lignite, e la crescita della generazione da gas). In Francia, invece, non si prevedono ulteriori riduzioni della fonte fossile nel periodo 2016-2020.

³⁹ Fonte ENTSO E *SO&AF 2013-2030*.

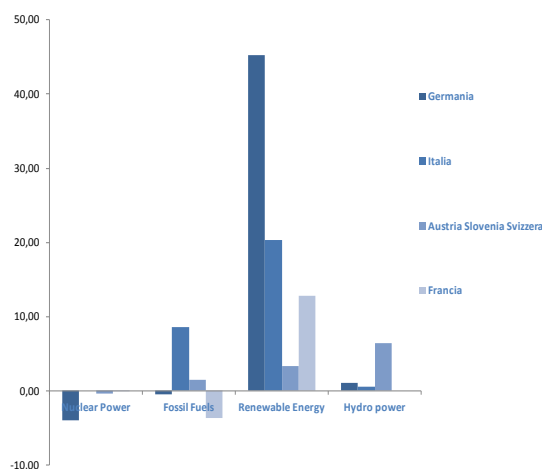


Figura 14-58 Incremento di capacità produttiva disponibile in Europa centro – meridionale, 2013 – 2020 (GW)³⁷

Del tutto simili a quelli riscontrati nel medio termine, si mostrano i trend relativi allo sviluppo al 2020 della fonte idrica, dovuti principalmente all'incremento di ulteriori 5 GW in Austria ai quali si aggiunge l'incremento di 1 GW della Germania e dell'Italia. Per quanto riguarda le fonti eoliche e fotovoltaiche (che costituiscono la grande parte della generazione rinnovabile) si conferma la forte crescita in Italia e Germania, ed anche in Francia.

Il settore nucleare, infine, vedrà in generale una riduzione e, per quanto riguarda la Germania una riduzione di circa 3 GW tra il 2016 e 2020 e la previsione di completa dismissione di tutti gli impianti nel lunghissimo termine.

14.3 Scenari di sviluppo del PdS 2015

14.3.1 Principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico

Di seguito sono riportate le principali evidenze emerse nel corso del 2014 relativamente ai fenomeni e alle dinamiche che hanno caratterizzato il funzionamento del sistema elettrico e l'andamento dei mercati.

Sulla base di un confronto dei dati provvisori relativi al 2014 con il corrispondente periodo del 2013, si osserva che la richiesta di energia elettrica nazionale è diminuita di circa il 3%; a livello territoriale la variazione della domanda è risultata ovunque negativa (cfr. Figura 14-59).

Il fabbisogno di energia è stato soddisfatto per il 54% da termoelettrico, il 18% da idroelettrico, il 5% da eolico, l'8% da fotovoltaico, il 2% da geotermico e per la restante quota del 13% dal saldo con l'estero.

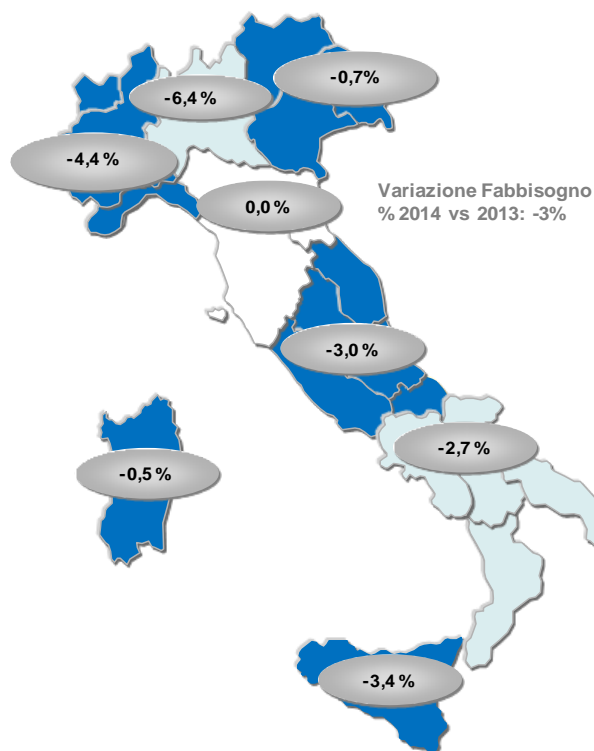


Figura 14-59 Richiesta di energia elettrica per aree territoriali dati provvisori 2014

Il 2014 ha visto un ulteriore incremento della capacità installata da fonti rinnovabili (dell'ordine di circa 500 MW di fotovoltaico ed eolico), seppure con trend complessivamente più contenuti rispetto al 2013 (cfr. Figura 14-60).

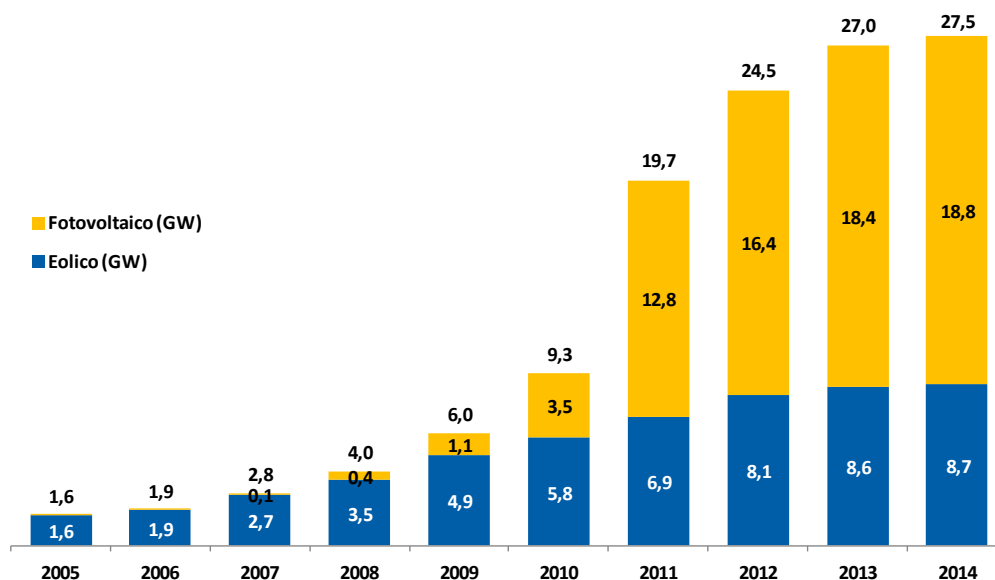


Figura 14-60 Potenza eolica e fotovoltaica installata (GW): dati provvisori 2014 [Fonte dati Terna]

Per quanto riguarda in particolare gli impianti fotovoltaici, la crescita ha riguardato la generazione distribuita sulle reti in media e bassa tensione.

Tale dinamica ha confermato ed accentuato i fenomeni, già rilevati nel corso degli ultimi anni, di risalita dell'energia prodotta dalle reti di distribuzione verso il sistema di trasmissione, con inversione dei flussi che, in condizioni di elevata produzione da generazione distribuita, transitano dai livelli di tensione BT ed MT verso la rete AT. In particolare, è rilevante osservare come nel 2014⁴⁰, oltre il 30% delle cabine primarie di distribuzione in Italia siano state interessate da questo fenomeno per un numero di ore significativo.

Per effetto della produzione distribuita in MT/BT, inoltre il profilo di carico sulla rete rilevante in alta tensione risulta modificato, con forte accentuazione della rampa di carico serale che, in particolare, nei giorni di basso carico (week end e bank holidays) quando sono in servizio pochi gruppi termoelettrici, ha fatto emergere maggiori rischi in termini di capacità di inseguimento della rampa di carico stessa.

La riduzione di impegno delle linee di trasporto in alcune ore del giorno caratterizzate da condizioni di basso carico (anche a causa dell'andamento dei consumi correlato al permanere della crisi economica), ha fatto registrare valori elevati di tensione anche sulla rete in AAT (in particolare in alcune aree del Lazio, della Campania, delle Marche, della Lombardia, del Piemonte e del Friuli). Tale fenomeno, già riscontrato negli ultimi anni, è stato enfatizzato anche a causa della generazione distribuita che, oltre a ridurre il carico visto dalla rete primaria, ha comportato una minore disponibilità di servizi di regolazione delle tensioni da parte della generazione termoelettrica esistente.

Nel 2014 la sempre maggiore diffusione di impianti da fonti rinnovabili non programmabili ha fatto rilevare, specialmente in situazioni di basso carico ed alta contemporaneità di produzione fotovoltaica ed eolica, fenomeni di congestioni su rete AAT tra zone di mercato in direzione Sud-Nord e problemi di bilancio carico-generazione in particolare sulle sezioni Sud-Centro Sud e Centro Sud-Centro Nord. Tale fenomeno trova conferma negli scenari previsionali di medio-lungo periodo da cui deriva l'urgenza di provvedere al potenziamento della capacità di trasporto.

Inoltre, la presenza di aree della rete AT con produzione da fonti rinnovabili eccedentaria rispetto al carico locale e alla capacità di trasporto delle linee, conferma ancora l'esigenza di rinforzi per rimuovere i rischi di sovraccarico, in particolare su alcune porzioni di rete critiche al Sud.

Tali fenomeni hanno confermato le esigenze di maggiori risorse di regolazione del sistema elettrico, sempre più necessarie in prospettiva per far fronte a problemi di over-generation

⁴⁰ Dati 2014 provvisori (totale progressivo a novembre).

specialmente in condizioni di basso carico, con minore disponibilità di generazione termoelettrica in servizio e potenziale riduzione della capacità di regolazione del sistema.

È confermata anche la forte riduzione complessiva delle ore di utilizzazione degli impianti tradizionali a ciclo combinato CCGT.

Per quanto riguarda il rispetto dei requisiti, previsti dall'Allegato A70 al Codice di rete ai sensi delle Delibere AEEGSI 84/12 e 243/13, al fine di garantire la sicurezza del sistema, si riscontrano risultati positivi nel retro-fitting della generazione distribuita: nel 2014 risultano, infatti, adeguati ai campi di funzionamento di frequenza e tensione circa il 93% degli impianti connessi in MT con potenza superiore a 50 kW e di circa l'88% degli impianti connessi in MT con potenza inferiore a 50 kW e in BT con potenza superiore a 20 kW.

Per quanto riguarda il comportamento dei mercati, i valori del PUN registrati nel 2014 sono stati generalmente inferiori rispetto a quelli del 2013 e del 2012, a causa della strutturale riduzione della domanda. Tuttavia i prezzi del mercato italiano, restano mediamente superiori a quelli dell'Europa continentale anche se con scarti inferiori rispetto all'anno passato. La zona di mercato Sud si è confermata quella più competitiva, mentre i prezzi sul continente e in Sardegna sono stati sostanzialmente allineati, permanendo invece un prezzo zonale significativamente più elevato in Sicilia.

A proposito del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), l'approvvigionamento dei servizi di rete (essenzialmente regolazione tensioni e riserva) nelle zone Sicilia e Sardegna è risultato ancora elevato in proporzione al fabbisogno zonale.

Infine, per quanto attiene gli scambi con l'estero, si è confermata la variabilità degli scambi di energia alla frontiera Nord, potenzialmente riconducibile a minore affidabilità della capacità produttiva di base all'estero (conseguenza delle politiche di *nuclear phase out* in Germania e del crescente contributo delle fonti rinnovabili non programmabili anche nel mix produttivo europeo).

I principali fenomeni descritti sono dettagliati nell'Allegato 2 "Principali evidenze del funzionamento del sistema elettrico e dei mercati" del PdS 2015.

14.3.2 Strategia Energetica Nazionale – scenari evoluti del sistema elettrico

L'obiettivo della Strategia Energetica Nazionale (SEN) è la crescita economica e sostenibile del Paese. Per raggiungere tale obiettivo la SEN individua nel settore energetico l'elemento chiave per la crescita, definendone gli scenari evolutivi al 2020.

Per quanto riguarda il settore elettrico, l'evoluzione degli scenari definiti nella SEN prevedono al 2020⁴¹:

⁴¹ Fonte dati: "Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile" - marzo 2013.

- un contenimento dei consumi elettrici grazie ad una forte spinta sull'efficienza energetica;
- un mix produttivo incentrato soprattutto su gas e rinnovabili, dove le rinnovabili saranno la prima componente del mix produttivo con un 35-38% atteso, al pari del gas;
- una minore dipendenza dall'estero, con una riduzione dall'84% al 67% del fabbisogno energetico, grazie ai previsti interventi di efficienza energetica, all'aumento delle rinnovabili, alla maggiore produzione nazionale di idrocarburi e ad una riduzione delle importazioni di elettricità.

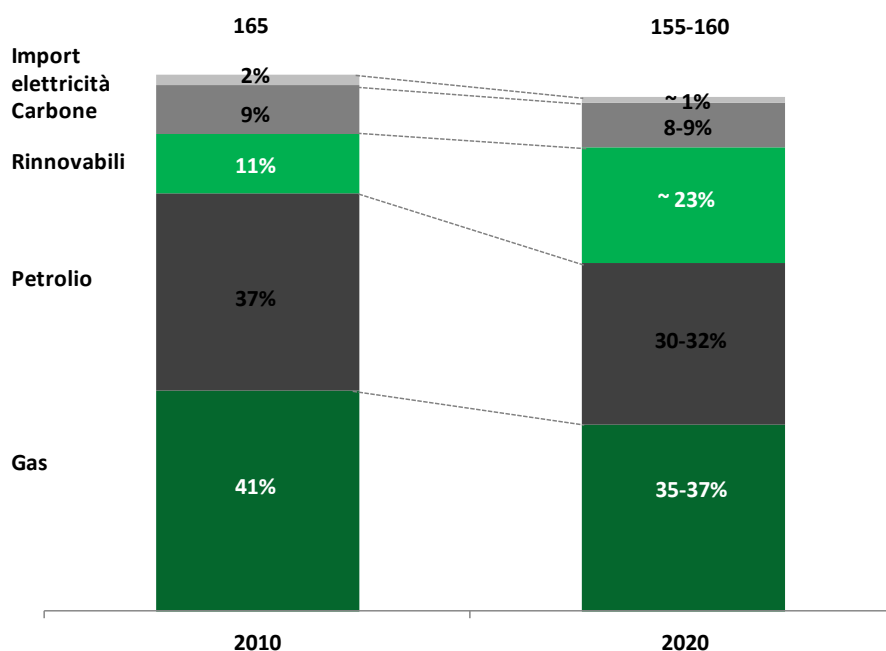


Figura 14-61 Evoluzione consumi primari energetici lordi e mix fonti (Mtep, %)

Come mostrato in Figura 14-61, lo scenario nei prossimi anni è caratterizzato da una riduzione dei consumi primari, rispetto al 2010, del 4%; in particolare, i consumi elettrici presentano un trend di crescita al 2020 quasi piatto. Tale contenimento dei consumi è dovuto principalmente alla forte spinta sull'efficienza energetica per la quale si prevede il superamento degli obiettivi europei di efficienza energetica, pari al 20% dei consumi inerziali, con una previsione di risparmi fino al 24%, pari a circa 20 Mtep di energia primaria rispetto ad oggi (cfr. Figura 14-62).

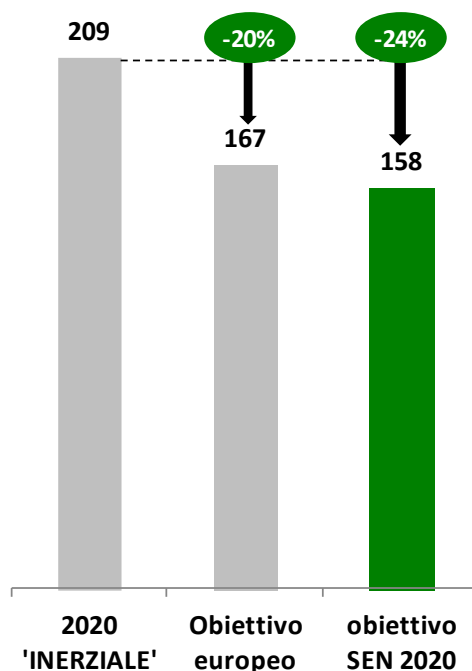


Figura 14-62 Efficienza energetica: Consumi primari energetici (Mtep)

Per quanto riguarda il mix produttivo (cfr. Figura 14-63), si prevedono al 2020 il gas e le rinnovabili sempre più in espansione a scapito del petrolio, mentre il carbone mantiene sostanzialmente la sua quota di copertura sui consumi elettrici.

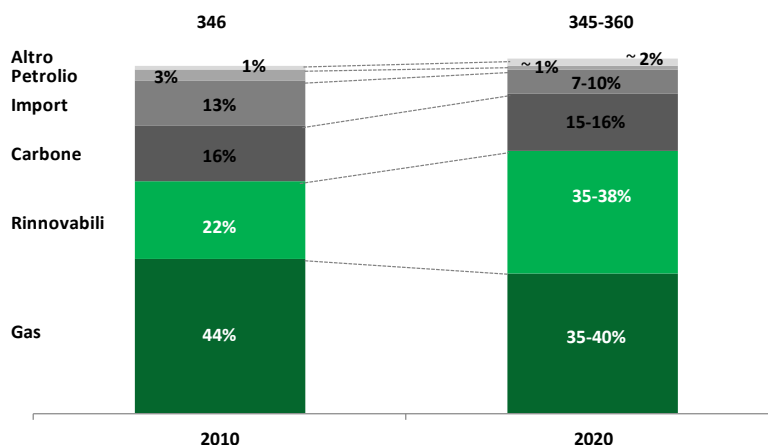


Figura 14-63 Evoluzione del mix dei consumi elettrici (TWh, %)

Tra le fonti di energia, le rinnovabili giocano un ruolo fondamentale per raggiungere gli obiettivi della Strategia Energetica Nazionale, per le quali si intende:

- superare gli obiettivi di produzione europei 20-20-20, con un più equilibrato bilanciamento tra le fonti rinnovabili;
- garantire la sostenibilità economica dello sviluppo del settore, con un allineamento dei costi di incentivazione ai livelli europei ed un graduale raggiungimento della *grid parity*;

- favorire le tecnologie con maggiore ricaduta sulla filiera economica nazionale;
- raggiungere, per le rinnovabili elettriche, l'integrazione con il mercato e la rete elettrica.

In particolare, per quanto riguarda il settore elettrico, l'obiettivo è quello di sviluppare le rinnovabili fino al 35-38% dei consumi finali al 2020 (cfr. Figura 14-64), diventando la prima componente del mix di generazione elettrica in Italia, al pari del gas.

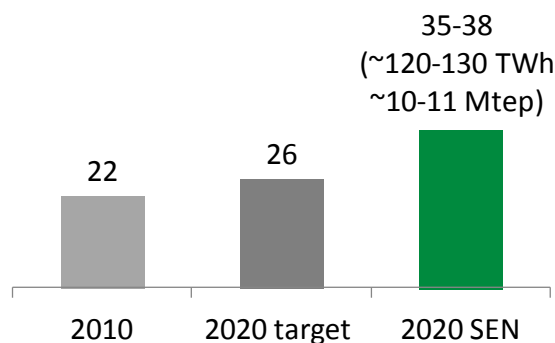


Figura 14-64 Rinnovabili: incidenza sui consumi finali lordi % nel settore elettrico

Sulla base di un contesto normativo (decreti ministeriali del 5⁴² e 6 luglio 2012, uno per la tecnologia fotovoltaica e l'altro per le altre tecnologie rinnovabili) che da un lato continua a sostenere lo sviluppo delle rinnovabili ma con una crescita graduale e ordinata, e che dall'altro tende a contenere gli oneri per il sistema, la SEN prevede la possibilità di raggiungere valori di produzione di circa 120-130 TWh/anno. Tale previsione si basa sulla piena realizzazione della capacità prevista nei decreti ministeriali del 2012, su un'ipotesi di nuova capacità installata in *grid parity* per il fotovoltaico fino a 1 GW/anno, e su un "effetto sostituzione" per le altre tecnologie rinnovabili (cfr. Figura 14-65).

⁴² Il Decreto del 5 luglio 2012 si è esaurito il 6 luglio 2013, così come previsto dalla delibera AEEGSI n. 250/13.

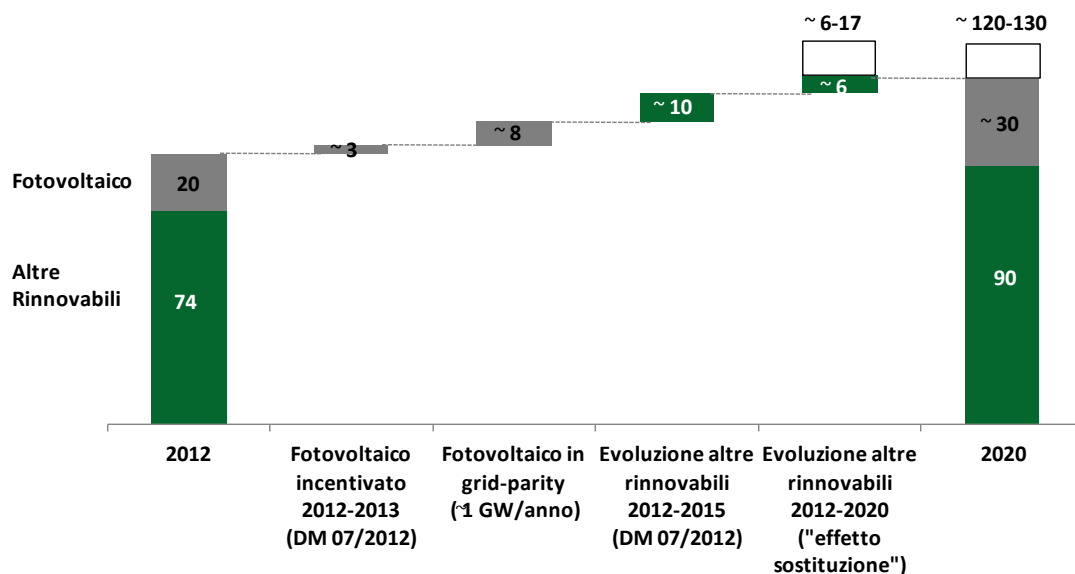


Figura 14-65 Evoluzione attesa della produzione da fonti rinnovabili elettriche (TWh)

Per quanto riguarda infine la riduzione della dipendenza dall'estero per la copertura del fabbisogno nazionale, la SEN individua 3 principali obiettivi:

- allineare prezzi e costi dell'elettricità ai valori europei;
- assicurare la piena integrazione europea, sia con nuove infrastrutture sia armonizzando le regole di funzionamento dei mercati;
- garantire l'integrazione della crescente capacità delle fonti rinnovabili non programmabili.

Come mostrato in Figura 14-66, il mix di generazione elettrica in Italia è principalmente basato su gas e rinnovabili e si differenzia dalla media europea per l'assenza del nucleare e la bassa incidenza del carbone, fonti che presentano costi minori.

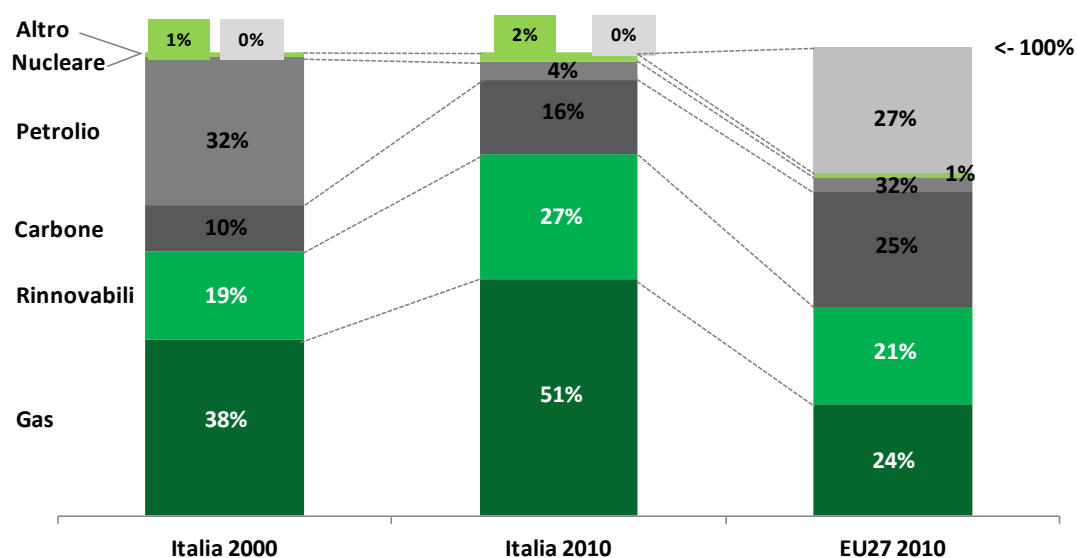


Figura 14-66 Mix generazione elettrica lorda per fonte, %

Tuttavia, l'evoluzione delle politiche europee in materia di CO₂ e le politiche energetiche di *nuclear phase out* intraprese o delineate da diversi Paesi Europei (tra i quali Germania e Svizzera) prefigurano un progressivo avvicinamento di molte aree del Centro Europa alla composizione del nostro parco produttivo. Tale tendenza porta da un lato alla convergenza tra i prezzi dell'energia in Italia con quelli europei, e dall'altro alla creazione di un potenziale mercato rilevante di esportazione dell'energia prodotta soprattutto dai cicli combinati italiani verso il Centro Europa, proprio dove si prevede la necessità di costruzione di nuova capacità di generazione o di importazione dell'energia elettrica.

In tale contesto, la SEN individua come azioni prioritarie l'incremento della capacità di interconnessione transfrontaliera, grazie anche alle opere indicate nel Piano di Sviluppo di Terna 2012, che comprende un incremento di capacità pari a 4.000 MW, di cui 1.000 MW lato Balcani e 3.000 MW sulla frontiera settentrionale, a cui si devono aggiungere anche i 2.500 MW legati all'interconnector.

Sempre nella prospettiva di sviluppo delle esportazioni di energia, assume carattere prioritario anche il rafforzamento della rete elettrica nazionale, in particolare tra Nord e Centro-Nord e tra Sud e Centro-Sud, al fine di ridurre le congestioni tra zone di mercato (incrementando la capacità di trasporto delle stesse di circa 5.000 MW), i poli a produzione limitata ed eliminando i vincoli al pieno sfruttamento della capacità di generazione più efficiente.

Fondamentale è infine gestire l'integrazione della crescente capacità rinnovabile non programmabile, il cui rapido sviluppo ha portato alla necessità di far fronte a 2 principali criticità sulla rete, ovvero l'eccesso di produzione rispetto ai consumi a livello locale o nazionale, soprattutto in condizioni di minimo carico, e la necessità di garantire un'adeguata capacità di

riserva per il sistema elettrico. Tali elementi rendono pertanto necessari adeguati e rapidi interventi, sia nella direzione di regolamentare le prestazioni minime e i servizi che la generazione diffusa da fonte rinnovabile deve poter garantire al sistema al fine di preservarne la sicurezza, sia di dotare già nel breve-medio periodo la rete e il sistema delle infrastrutture e risorse indispensabili per un funzionamento innanzitutto sicuro ma anche efficiente.

Si evidenzia, infine, che nei paragrafi successivi è stata effettuata una verifica di coerenza tra gli scenari previsionali della SEN e gli scenari alla base del Piano di Sviluppo 2015, da cui risulta che le proiezioni riguardanti l'evoluzione della produzione (in particolare da fonti rinnovabili), del fabbisogno e degli scambi con l'estero sono sostanzialmente in linea.

Anche per quanto riguarda l'integrazione dei mercati, si condividono gli obiettivi di sviluppo della capacità di interconnessione in un quadro che conferma l'importanza di un efficace accoppiamento dei mercati (*market coupling* energia ed integrazione dei mercati servizi), per valorizzare appieno tutte le risorse disponibili.

14.3.3 Vision di ENTSO-E

Nell'ambito della definizione degli scenari successivi al 2020, l'ENTSO-E⁴³ indica l'anno 2030 come "ponte" tra i target europei 20x20x20 da raggiungere entro il 2020 e gli obiettivi di decarbonizzazione previsti dalla *Energy Roadmap* da raggiungere al 2050.

In particolare, vengono individuati 4 scenari estremi, le cosiddette "Vision" (cfr. Figura 14-67), all'interno dei quali cadrà lo scenario effettivo previsto per l'anno 2030.

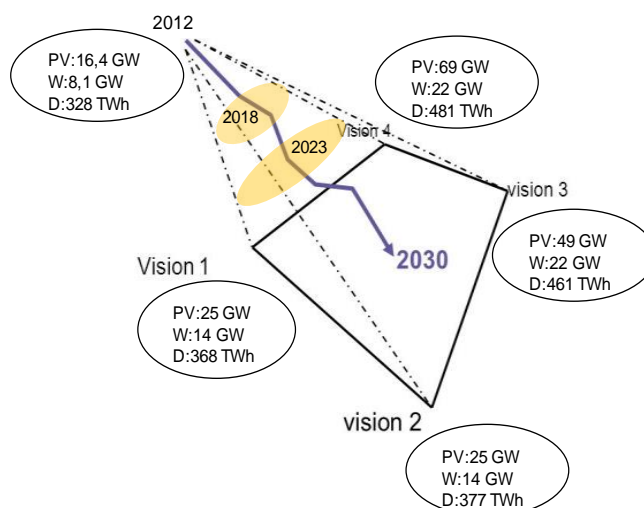


Figura 14-67 Vision ENTSO-E – Capacità fotovoltaica, eolica e fabbisogno in energia in Italia.

⁴³ ENTSO-E: Guidelines for constructing 2030 vision 1&3 and additional parameters to help construct 2030 vision 2&4.

Gli scenari che ENTSO-E richiede a ciascun TSO di sviluppare, con un approccio del tipo bottom-up, sono le *Vision 1* e *3*, in quanto i singoli TSO non hanno informazioni sufficienti per sviluppare scenari che richiedano una forte cooperazione tra gli stati.

Le *Vision 2* e *4*, invece, saranno definite con un approccio del tipo top-down a partire dalle *Vision 1* e *3*. I driver principali di questi ultimi due scenari sono la cooperazione tra gli stati e la capacità di ciascun stato di adottare politiche energetiche per raggiungere gli obiettivi 2050.

Qui nel seguito (come schematizzato in Figura 14-68) si riportano le principali caratteristiche delle *Vision*:

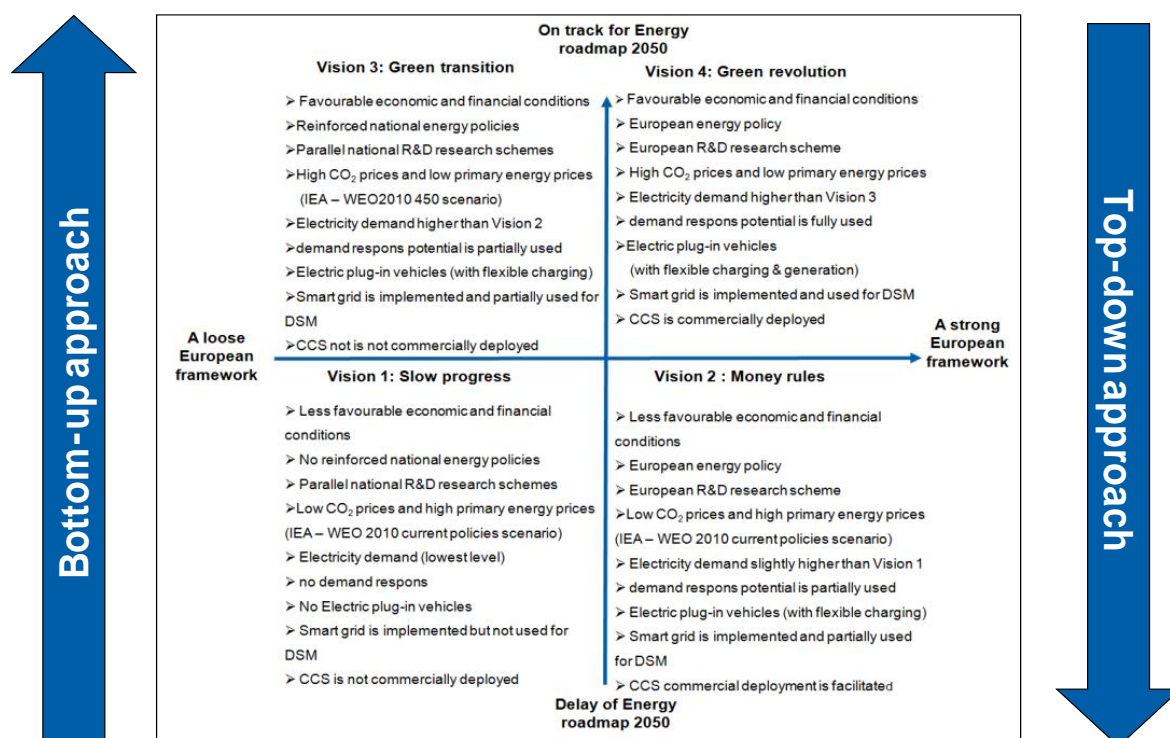


Figura 14-68 Principali parametri delle quattro vision Entso-E

- *Vision 1 – Slow Progress*: il sistema è caratterizzato da una bassa cooperazione tra gli stati ed è in ritardo rispetto agli obiettivi *Roadmap 2050*, a causa delle condizioni economiche e finanziarie poco favorevoli. In tale *Vision* la domanda cresce lentamente e non ci sono sviluppi sull'efficienza energetica così come sull'utilizzo dell'elettricità ai fini del trasporto (ad es. veicoli a ricarica elettrica). La generazione prevede ancora una forte influenza degli impianti a carbone per coprire il carico di base e non ci sono politiche da implementare dopo il 2020 al fine di favorire lo sviluppo di nuove FER. Per l'Italia, la *Vision 1* è caratterizzata da una domanda di energia pari a 368 TWh e da una potenza installata di fotovoltaico ed eolico pari rispettivamente a 25 e 14 GW.
- *Vision 2 – Money Rules*: il sistema è caratterizzato da una forte cooperazione tra gli stati, ma è in ritardo nel raggiungere gli obiettivi *Roadmap 2050*, essendo presenti condizioni

economico-finanziarie che non sostengono le attuali politiche energetiche. Il ritmo di crescita della domanda è maggiore di quello della *Vision 1*, grazie all'introduzione di nuovi usi dell'energia (introduzione su larga scala di veicoli a ricarica elettrica) e al miglioramento dell'efficienza energetica. La mancanza di risorse economiche porta la generazione ad essere dipendente dal carbone anche per l'assenza di politiche che sostengano dopo il 2020 lo sviluppo delle FER; tuttavia, la forte integrazione europea sostiene lo sviluppo degli impianti con tecnologia CCS (*Carbon Capture and Storage*). Tale scenario vede per l'Italia una domanda di 377 TWh ed un installato di fotovoltaico ed eolico pari a quello della *Vision 1*.

- *Vision 3 – Green Transition*: il sistema, pur essendo caratterizzato da una bassa cooperazione tra gli stati, presenta uno scenario economico che permette di essere al 2030 sulla buona strada per raggiungere gli obiettivi *Roadmap 2050*, essendo presenti condizioni economiche e finanziarie che sostengono le attuali politiche energetiche. La richiesta di energia è caratterizzata da un alto ritmo di crescita grazie agli sviluppi nell'efficienza energetica e nell'utilizzo dell'energia nel campo dei trasporti (introduzione su larga scala di veicoli a ricarica elettrica). Grazie alla politica energetica volta al raggiungimento degli obiettivi della *Roadmap 2050*, le unità a gas sono preferite a quelle a carbone per la copertura del carico di base. Per l'Italia tale scenario è caratterizzato da una domanda di energia pari a 461 TWh e da una potenza installata di fotovoltaico e eolico pari rispettivamente a 49 e 22 GW.
- *Vision 4 – Green Revolution*: il sistema è caratterizzato da una forte cooperazione tra gli stati ed è in linea con gli obiettivi *Roadmap 2050*. Il ritmo di crescita della domanda è maggiore di quello della *Vision 3*, caratterizzata da un uso intensivo dei veicoli a ricarica elettrica e da un maggiore sviluppo dell'efficienza energetica. La forte integrazione europea porta il sistema ad essere sulla buona strada per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione previsti dalla *Roadmap 2050*; tale condizione si traduce in un utilizzo delle unità a gas, rispetto a quelle a carbone, e nello sviluppo commerciale degli impianti con tecnologia CCS (*Carbon Capture and Storage*). Anche per l'Italia tale scenario prevede una forte crescita della domanda, pari a 481 TWh, un elevato valore di potenza installata fotovoltaica, pari a 69 GW, ed una potenza installata di eolico di 22 GW, pari a quella della *Vision 3*.

Tali *Vision* sono alla base degli studi di mercato effettuati da ENTSO-E a livello pan-europeo (cfr. Figura 14-69) i cui risultati, riportati nel TYNDP 2014, evidenziano come la *Vision 4*, caratterizzata da una penetrazione delle RES pari al 60% ed una riduzione delle emissioni di CO₂ pari al 78%, sia lo scenario che più si avvicina agli obiettivi di lunghissimo termine fissati dall'*Energy Roadmap 2050*, ovvero la riduzione delle emissioni di CO₂ del 80-95% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2050.

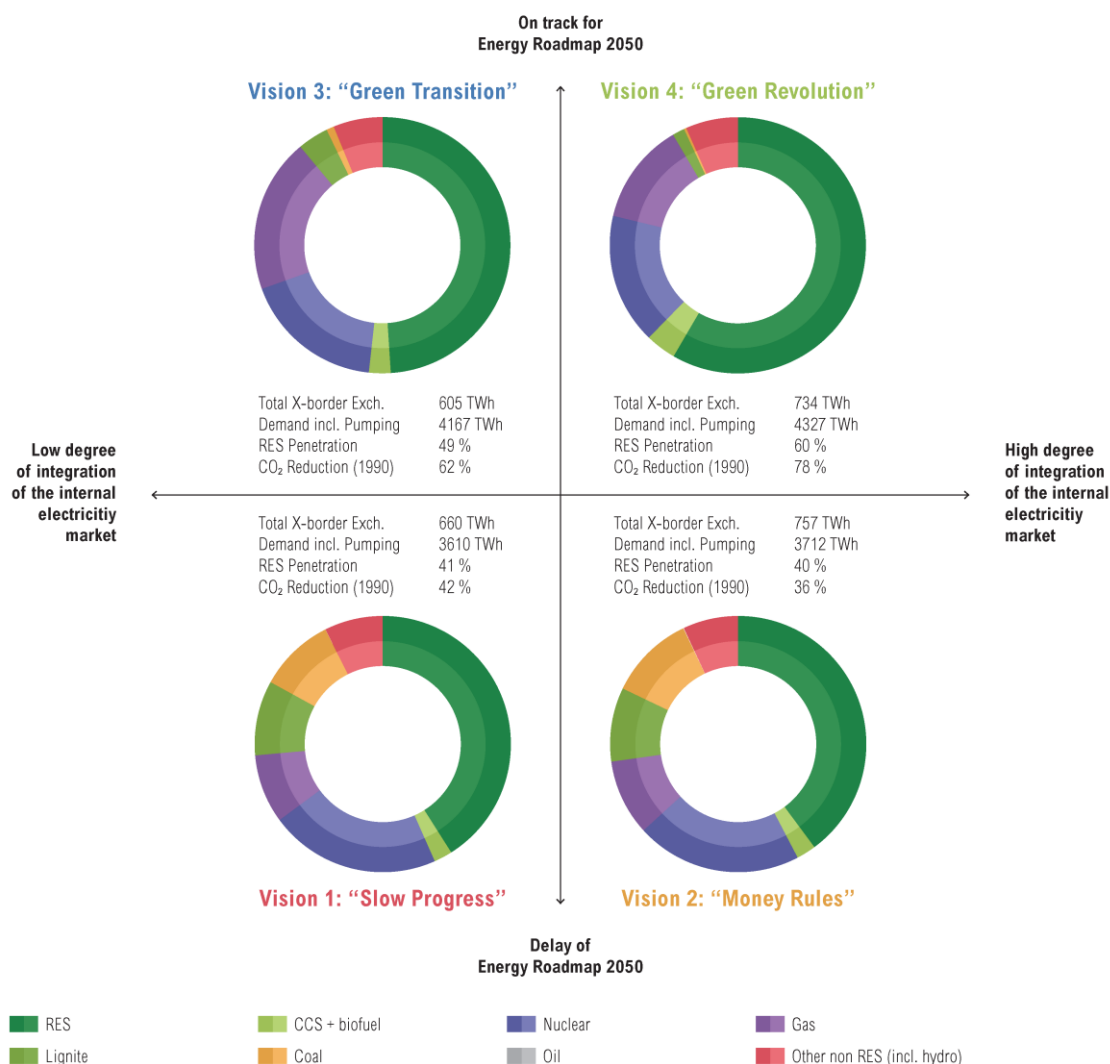


Figura 14-69 Risultati simulazioni paneuropee di mercato su tutte le Vision di ENTSO-E

14.3.4 Scenari per l'elaborazione del Piano di Sviluppo

Una efficace attività di pianificazione della rete di trasmissione considera l'evoluzione del sistema elettrico nel suo complesso nell'orizzonte temporale di cinque (medio termine) e dieci anni (lungo termine), costruendo gli scenari futuri degli assetti di funzionamento della rete sulla base della stima di evoluzione di alcune principali grandezze esogene:

- evoluzione del fabbisogno di energia⁴⁴;
- evoluzione della potenza elettrica¹¹;

⁴⁴ Vengono recepiti gli indicatori di crescita elaborati da Terna e contenuti nelle "Previsioni della domanda elettrica in Italia e del Fabbisogno di potenza necessario" pubblicate sul sito www.terna.it.

- lo sviluppo del parco di generazione di tipo convenzionale e rinnovabile in termini di entità, localizzazione e tipologia di impianti;
- l'incremento della capacità di interconnessione per gli scambi di energia con gli altri Paesi.

Le esigenze della RTN sono generalmente determinate attraverso l'utilizzo dello scenario più critico tra quelli assunti a riferimento, ossia quello in grado di evidenziare tutte le possibili problematiche di esercizio.

14.3.5 Previsioni di domanda

Le previsioni di crescita del fabbisogno di energia e della potenza elettrica sono sviluppate con l'obiettivo di contribuire ad aggiornare il quadro di riferimento per le valutazioni relative al Piano di Sviluppo della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale, a cura di Terna.

Nella presente edizione, le previsioni si estendono fino al 2024 e sono articolate:

- in energia, con riferimento al dato annuale della richiesta e dei consumi elettrici;
- in potenza, con riferimento alla punta annuale.

14.3.5.1 Previsioni della domanda di energia elettrica

L'andamento in flessione della richiesta di energia elettrica registrata nel 2014 conferma lo stato di incertezza sul recupero dei livelli di domanda del 2007-2008 precedenti la crisi⁴⁵.

Nella previsione decennale della domanda di energia elettrica si utilizza un approccio di tipo macroeconomico. In particolare, vista la relazione tra domanda di energia elettrica e andamento dell'economia, le previsioni di medio-lungo termine sono ottenute a partire da un'analisi della previsione delle grandezze macroeconomiche, valore aggiunto e Prodotto Interno Lordo (PIL).

L'indicatore macroeconomico che mette in relazione domanda elettrica e grandezze economiche è l'intensità elettrica⁴⁶.

Nel prevedere la domanda in energia per il prossimo decennio si fa riferimento a due scenari di evoluzione, adottando, in considerazione del forte orientamento all'efficienza energetica in Europa e nel Paese, una particolare cautela nel prevedere l'andamento dell'intensità elettrica italiana in particolare nello scenario base, individuandolo anche come scenario ove si intende valorizzato al massimo grado il potenziale di efficienza energetica.

I due scenari avranno pertanto le seguenti caratteristiche:

⁴⁵ Nel 2014 la domanda di energia elettrica ha registrato a parità di calendario e temperatura una flessione del 2,1% rispetto al 2013. Non considerando l'effetto congiunto del calendario (due giorni lavorativi in meno) e della temperatura (inverno più mite ed estate più fresca), la richiesta di 309,0 miliardi di kilowattora del 2014 corrisponde ad un calo del 3%. (dati provvisori Terna dicembre 2014)

⁴⁶ L'intensità elettrica è la quantità di elettricità (kWh) consumata da ciascun settore, per unità (Euro) del rispettivo contributo (valore aggiunto) alla formazione del PIL.

- “scenario di sviluppo”, in cui si ipotizza, per il periodo 2013-2024, una sostanziale stabilità dell'intensità elettrica complessiva per l'intero Paese, storico sui valori attuali;
- “scenario base”, sviluppato su una ipotesi di una attuazione molto incisiva degli obiettivi di risparmio energetico, corrispondente ad una intensità elettrica in flessione con un tasso medio di variazione per anno pari a -1,5%.

Nello scenario economico di lungo termine si è accolta l'ipotesi, per il periodo 2013-2024, di una crescita media annua del PIL del +1%⁴⁷, valore leggermente superiore a quello considerato nel precedente piano, ma con una diversa ripartizione della crescita (+0,9% nel periodo 2013-2019 e +1,2% nel periodo 2019-2024).

In Figura 14-70 sono riportati nello stesso grafico gli andamenti delle grandezze in esame: domanda di energia elettrica, prodotto interno lordo e intensità elettrica nei due scenari di sviluppo e base. Si distinguono – posto uguale a 1,0 il valore assunto dalle suddette grandezze nel 1990 – i consuntivi fino al 2013 e le previsioni fino al 2024.

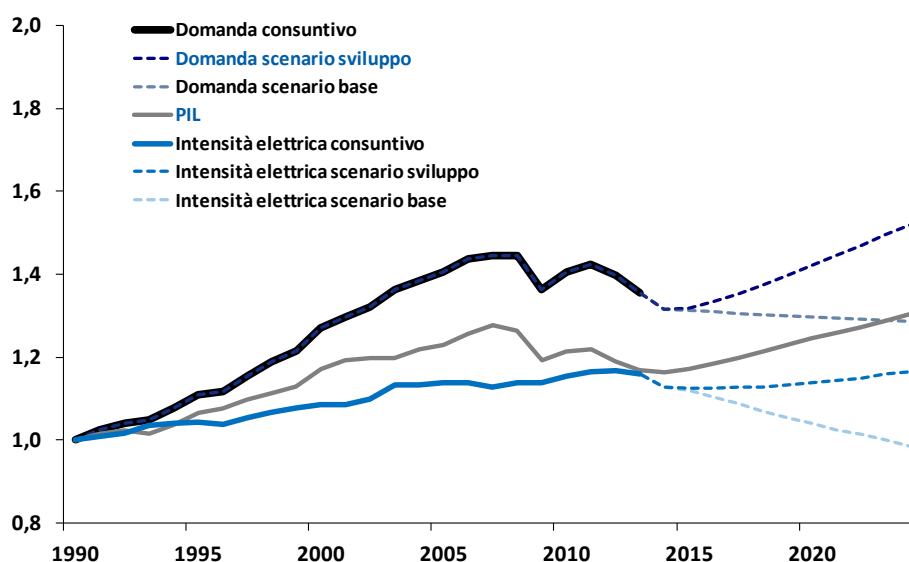


Figura 14-70 Domanda di energia elettrica, PIL e Intensità elettrica

Per quanto attiene lo scenario di sviluppo, nel periodo 2013-2024 si stima complessivamente una evoluzione della domanda di energia elettrica con un tasso medio annuo del +1%, corrispondente a 357 TWh nel 2024.

Nel 2019, anno intermedio al periodo 2013 – 2024, si ipotizza sempre nello scenario di sviluppo una domanda elettrica pari a circa 328,5 TWh, con un tasso medio annuo di sviluppo nel

⁴⁷ Prometeia - Scenari di previsione - Bologna luglio 2014 – www.prometeia.it.

semiperiodo 2013-2019 pari a +0,5%. Nel secondo semiperiodo, anni 2019-2024, il tasso di crescita sarà pari a +1,7 % per anno (cfr. Figura 14-71).

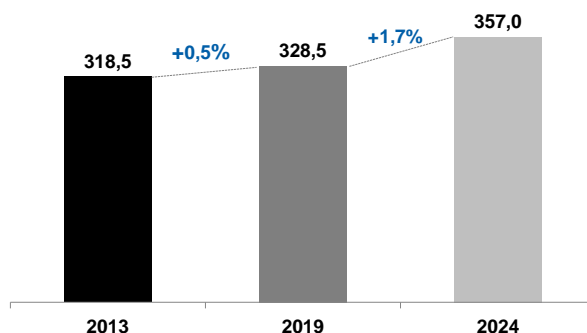


Figura 14-71 Scenario di Sviluppo (TWh)

Per quanto riguarda invece lo scenario base, nel periodo 2013-2024 si stima complessivamente una riduzione della domanda di energia elettrica con un tasso medio annuo del -0,5%, corrispondente a 302,4 TWh nel 2024.

Nel 2019, si ipotizza sempre nello scenario base una domanda elettrica pari a circa 305,7 TWh, con un tasso medio annuo nel semiperiodo 2013-2019 pari a -0,7%. Nel secondo semiperiodo, anni 2019-2024, il tasso di crescita sarà pari a -0,2 % per anno (cfr. Figura 14-72).

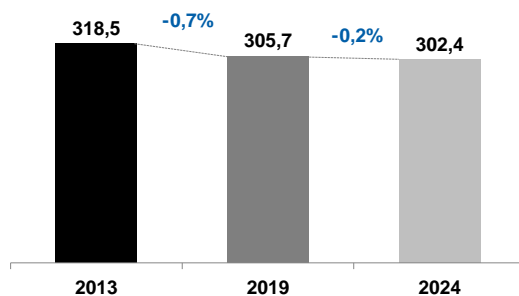


Figura 14-72 Scenario Base (TWh)

Si evidenzia che lo scenario di sviluppo viene adottato ai fini della pianificazione degli interventi di sviluppo della rete, funzionali principalmente a garantire l'adeguatezza del sistema in termini di copertura del fabbisogno a livello nazionale e locale anche nelle condizioni di massima crescita dei consumi. Tale scenario è, infatti quello che consente di individuare le condizioni di massima criticità del sistema e dimensionare opportunamente le soluzioni di sviluppo della rete per rispondere alle esigenze di sicurezza e continuità del servizio.

Per quanto riguarda l'esigenza di garantire l'integrazione della generazione distribuita da fonti rinnovabili, in aggiunta allo scenario di sviluppo, viene utilizzato al momento lo scenario base, che meglio evidenzia le situazioni con surplus di generazione rispetto al carico elettrico locale e nazionale che deve essere gestito in condizioni di sicurezza sul sistema di trasmissione.

Pertanto, la definizione delle esigenze e il dimensionamento delle soluzioni di intervento avviene attraverso l'utilizzo dello scenario più critico tra quelli assunti a riferimento, ossia quello in grado di evidenziare tutte le possibili problematiche di esercizio.

Si evidenzia infine che gli scenari previsionali di domanda presi a riferimento sono più conservativi rispetto a quelli identificati dalla SEN che individua un range di 345-360 TWh per il 2020, discostandosi da questi per circa il 10%.

14.3.5.2 Previsioni della domanda di potenza alla punta

In Figura 14-73 è riportata la serie dei valori del massimo carico annuo nel ventennio dal 1990 al 2014. Fino al 2005, la punta massima annuale in Italia si è manifestata in periodo invernale⁴⁸. Dal 2006, si è verificata un'alternanza tra massimo carico in estate ed in inverno, a conferma della tendenza al prevalere della punta estiva rispetto a quella invernale, registratasi sistematicamente a partire dal 2010. Tale tendenza, pur essendo in atto, non è definitivamente consolidata, ad esempio nel 2013 lo scarto tra punta massima estiva e minima invernale risulta di circa 1.800MW.

Anche per l'anno 2014, il picco estivo, pari a 51.550 MW, è stato raggiunto, infatti, il giorno 12 giugno 2014, valore inferiore del -1% rispetto al massimo di giugno 2013; tale valore, se non verrà superato nei prossimi mesi invernali (novembre 2014 - marzo 2015), costituirà il picco dell'anno 2014.

Le previsioni della domanda di potenza sulla rete italiana nello scenario di sviluppo sono elaborate a partire da quelle sulla domanda di energia elettrica ricavate dai paragrafi precedenti.

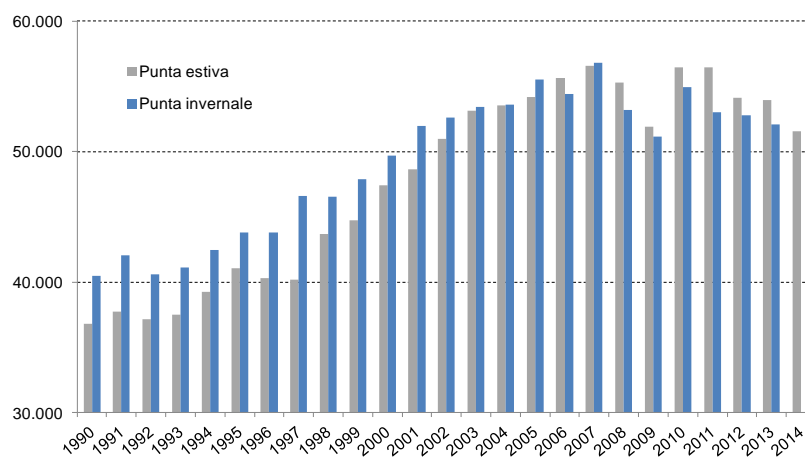


Figura 14-73 Carico massimo sulla rete italiana- 1990-2014 (MW)

⁴⁸ Il periodo invernale – riferito ad un certo anno – include i mesi da novembre dell'anno considerato fino a marzo dell'anno successivo.

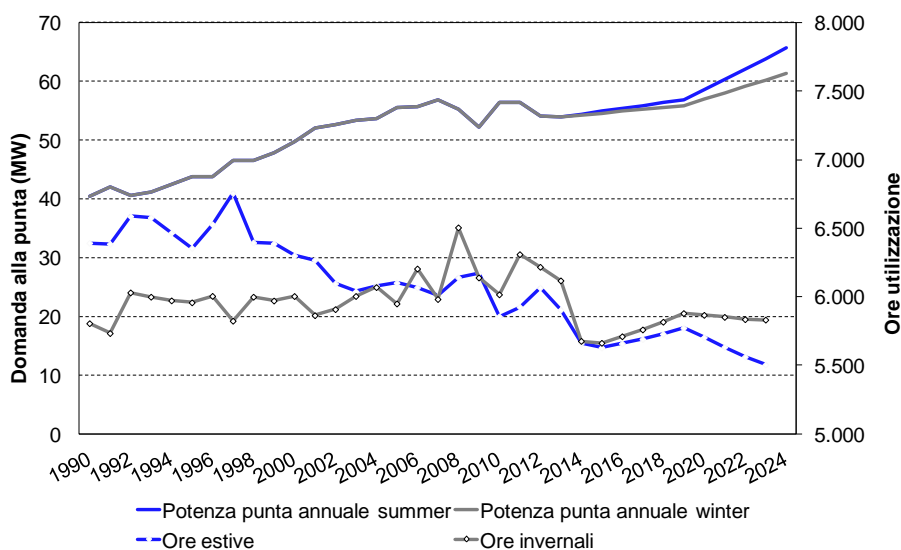


Figura 14-74 Consuntivi e previsioni di potenza e ore di utilizzazione

Definendo come ore di utilizzazione della domanda alla punta il rapporto tra la domanda annua di energia elettrica e la domanda di potenza massima, la metodologia adottata consiste in una previsione delle ore di utilizzazione della potenza alla punta, per arrivare alla previsione della potenza alla punta invernale ed estiva. Pertanto, in considerazione della definizione data per le ore di utilizzazione della potenza alla punta, al diminuire delle ore di utilizzazione corrisponde una richiesta di potenza alla punta maggiore (e viceversa), a parità di domanda di energia elettrica.

L'andamento storico delle ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (cfr. Figura 14-74) mostra che la graduale fase di crescita in atto fin dalla metà degli anni '70 si è stabilizzata all'inizio degli anni '90, toccando un primo massimo nel 1992 pari a circa 6.000 h/anno (curva *ore invernali*). A partire dal 1992 e fino al 2004, le ore di utilizzazione della domanda alla punta invernale (media mobile) sono sostanzialmente stabili nell'intervallo tra 5.900 e 6.000 h/anno. Dal 2004 si sono avuti nuovi ripetuti picchi delle ore di utilizzazione della potenza invernale – l'ultimo dei quali nel 2008 con 6.505 ore – che hanno comportato lo spostamento della media mobile su valori decisamente superiori a 6.000 h/anno. Nel 2013, infine, si è avuta una flessione delle ore di utilizzazione della potenza invernale ed estiva.

Nella stessa figura sono riportate le ore di utilizzazione della domanda alla punta estiva (curva *ore estive*). Si osserva che ad una fase di relativa stabilità attorno a 6.500 h/anno si è sostituita nell'ultimo decennio una decisa tendenza alla diminuzione verso livelli anche inferiori a quelli delle ore invernali. Negli ultimi anni le ore di utilizzazione estive si sono attestate su un ordine di grandezza inferiore a quello delle ore invernali.

Per quanto detto in precedenza (trend di fondo delle ore invernali sostanzialmente stabile a fronte dell'analogo trend relativo alle ore estive in rapida riduzione nell'ultimo decennio), si conferma per il futuro che per la domanda elettrica la condizione di massimo fabbisogno in potenza appare

quella in condizioni di estate “torrida”. Pertanto, sempre sviluppando il cosiddetto scenario di sviluppo per quanto attiene alla domanda elettrica, si stima per l’anno 2024 un’utilizzazione della potenza alla punta estiva di circa 5.430 h/anno, corrispondente ad una domanda di potenza alla punta pari a circa 66 GW (ipotesi alta), con un incremento di circa 12 GW rispetto alla punta estiva del luglio 2013 (cfr. Tabella 14-10). Nella stessa tabella è riportata anche l’ipotesi bassa di previsione della domanda in potenza, valutata in 61 GW, che è invece correlata all’ipotesi di inverno medio.

Nella successiva Tabella 14-11 viene, invece, riportata la previsione della domanda in potenza nello scenario base che, soprattutto nella situazione di carico inferiore, può risultare anch’esso gravoso per l’esercizio del sistema elettrico.

Il grafico della Figura 14-74 riassume quanto detto finora sulla domanda in potenza. In particolare, esso riporta, su due scale diverse, dati a consuntivo fino al 2013 della massima potenza annua e delle ore di utilizzazione della potenza al massimo carico estivo ed invernale; inoltre nella stessa figura sono mostrate le curve di previsione delle ore di utilizzazione nelle condizioni convenzionali di estate torrida ed inverno medio e la conseguente domanda di potenza alla punta nelle medesime condizioni.

Anno	Potenza
2013	53.942 MW
2020 ipotesi bassa/alta	57/59 GW
2024 ipotesi bassa/alta	61/66 GW

Tabella 14-10 Previsione della domanda in potenza: scenario di sviluppo

Anno	Potenza
2013	53.942 MW
2020 ipotesi bassa/alta	53/55 GW
2024 ipotesi bassa/alta	51/55 GW

Tabella 14-11 Previsione della domanda in potenza: scenario base

14.3.6 Evoluzione della generazione

14.3.6.1 Sviluppo del parco produttivo termoelettrico

Nel corso dell’ultimo decennio, si è assistito a un graduale rinnovamento del parco produttivo italiano caratterizzato principalmente dalla trasformazione in ciclo combinato di impianti esistenti e dalla realizzazione di nuovi impianti, anch’essi prevalentemente a ciclo combinato.

Complessivamente sono stati autorizzati, con le procedure previste dalla legge 55/02 (o dal precedente DPCM del 27 dicembre 1988), ed entrati in esercizio fino al 2011 circa 45 impianti di produzione con potenza termica maggiore di 300 MW, con un incremento complessivo della potenza installata di circa 22.000 MW elettrici, di cui circa il 43% è localizzato al Sud.

A partire dal 2009, le ore di utilizzazione del parco termoelettrico si sono progressivamente ridotte per la diminuzione della domanda a seguito della crisi economica e per l'aumento della quota di mercato delle fonti rinnovabili non programmabili, la cui capacità è cresciuta negli ultimi anni. Tali fenomeni, unitamente all'invecchiamento del parco produttivo, hanno portato numerosi operatori a valutare scelte industriali che prevedono la dismissione degli impianti più obsoleti e fuori mercato.

Pertanto, ai fini della valutazione dell'evoluzione del parco termoelettrico, è di particolare interesse anche la ricognizione delle dismissioni degli impianti. In particolare in Figura 14-75 è riportato il dettaglio dal 2012 al 2014 della potenza termoelettrica non disponibile per categoria (dismissioni, dismissioni in attesa di autorizzazione, indisponibilità per vincoli autorizzativi e messa in conservazione), per un totale di circa 14 GW.

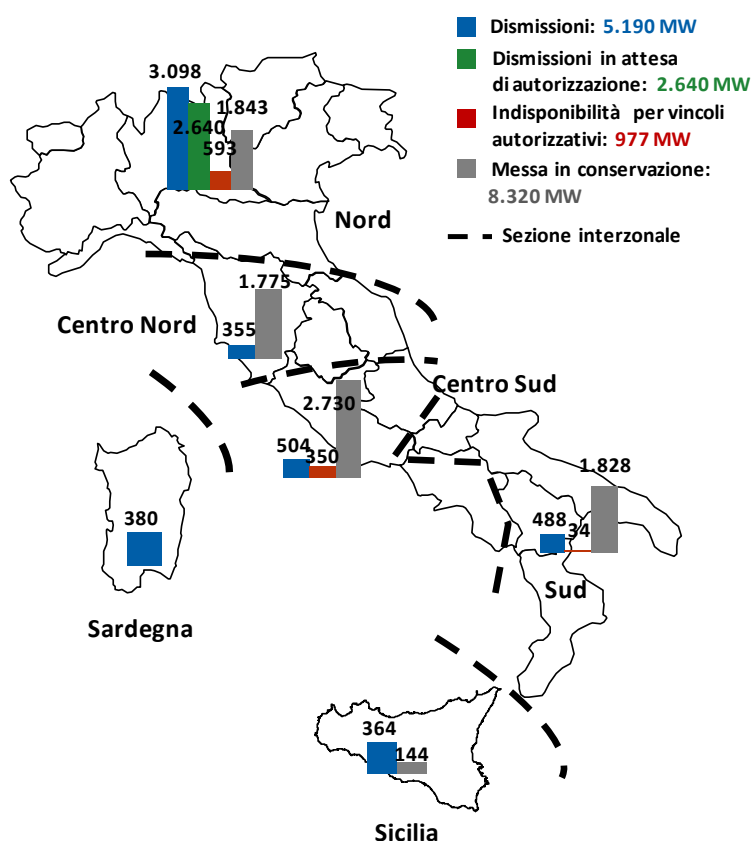


Figura 14-75 Dismissioni, indisponibilità e messa in conservazione impianti termoelettrici 2012-2014 (MW)

Considerando i dati sopra riportati, l'attuale capacità termoelettrica installata e complessivamente disponibile è dell'ordine di circa 56 GW⁴⁹.

Prendendo a riferimento la consistenza attuale, appena descritta, ai fini di una corretta pianificazione, è necessario considerare anche i dati relativi alle future installazioni, così come le future indisponibilità.

Ad oggi gli impianti autorizzati localizzati in Liguria, Veneto, Campania, Calabria e Sardegna per circa 3,6 GW, per i quali tuttavia non si prevedono allo stato attuale entrate in servizio nell'orizzonte di piano. Pertanto, tali impianti non sono stati considerati negli scenari previsionali di generazione alla base del presente piano. Si rappresenta, tuttavia, che tali progetti continueranno a essere monitorati, al fine di verificare l'eventuale evoluzione delle iniziative in oggetto e l'opportunità di includerle negli scenari dei prossimi piani di sviluppo.

Per quanto riguarda, invece, le dismissioni future, nel breve-medio termine è prevista la dismissione di circa 3,5 GW in Toscana, Lazio, Calabria (impianti precedentemente in conservazione per i quali ad inizio 2015 è stata presentata richiesta di dismissione) e l'indisponibilità di ulteriori circa 0,6 GW in Liguria, Sicilia e Sardegna per vincoli autorizzativi, come riportato in Figura 14-76. Anche tali impianti non sono stati inclusi negli scenari previsionali alla base delle analisi di mercato e di adeguatezza del presente piano. In relazione a quanto sopra, la potenza termoelettrica che attualmente si prevede sarà disponibile nel breve-medio termine è di circa 55 GW.

⁴⁹ Dati provvisori Terna; dai circa 68 GW di potenza disponibile a fine dicembre 2014, sono stati sottratti circa 12 GW relativi agli impianti in attesa di dismissione, indisponibili per vincoli autorizzativi e in conservazione.

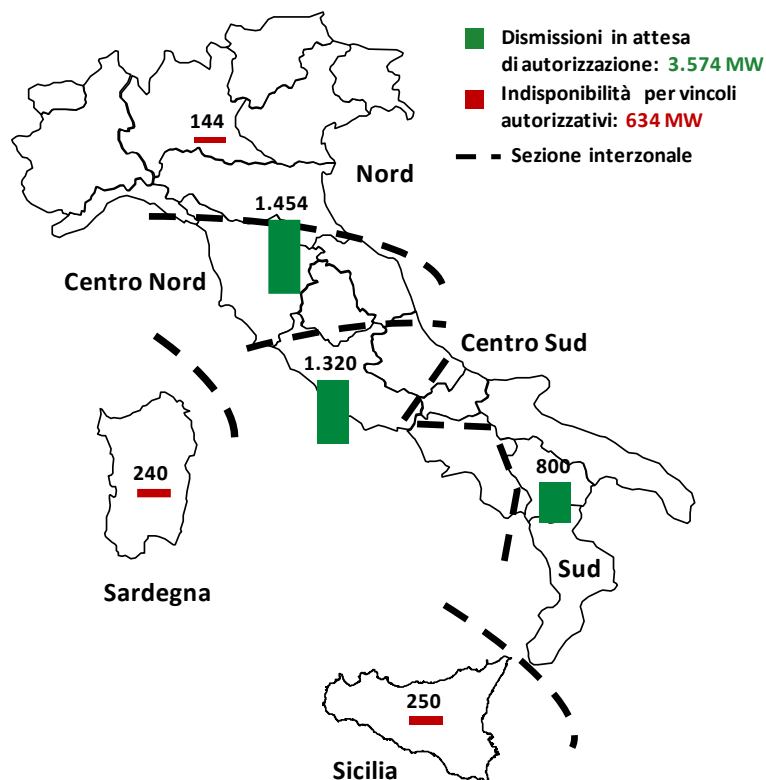


Figura 14-76 Dismissioni e indisponibilità impianti termoelettrici nel breve-medio termine (MW)

14.3.6.2 Sviluppo della capacità produttiva da fonte eolica/fotovoltaica

In aggiunta agli impianti termoelettrici, si considera anche lo sviluppo di impianti da fonte rinnovabile che nel corso degli ultimi anni hanno avuto un trend di crescita in continuo aumento, in particolare fotovoltaici ed eolici.

In Figura 14-77 è riportata la mappa della producibilità specifica della fonte eolica sul territorio italiano (fonte: Atlante Eolico dell'Italia – Ricerca di Sistema), dalla quale si evince che le aree ventose e quindi ottimali per installazioni di impianti eolici sono maggiormente concentrate nel Centro – Sud e nelle Isole Maggiori.

Analogamente in Figura 14-78 è riportata la mappa dell'irradiazione totale annua come riferimento della distribuzione territoriale della fonte primaria per gli impianti fotovoltaici.

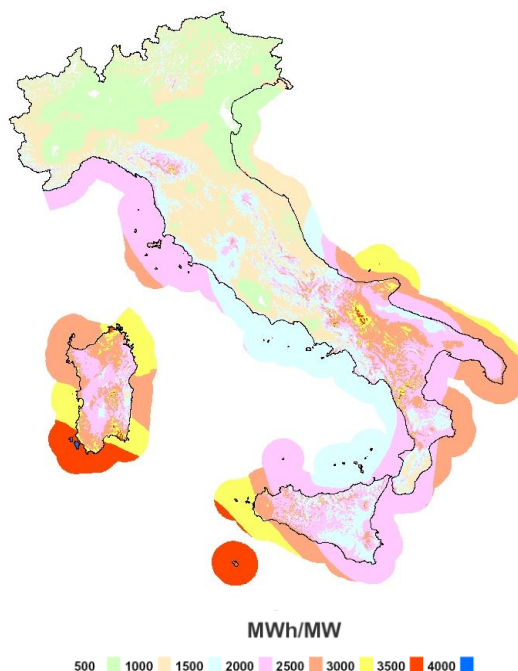


Figura 14-77 Mappa eolica della produttività specifica a 75 m dal suolo

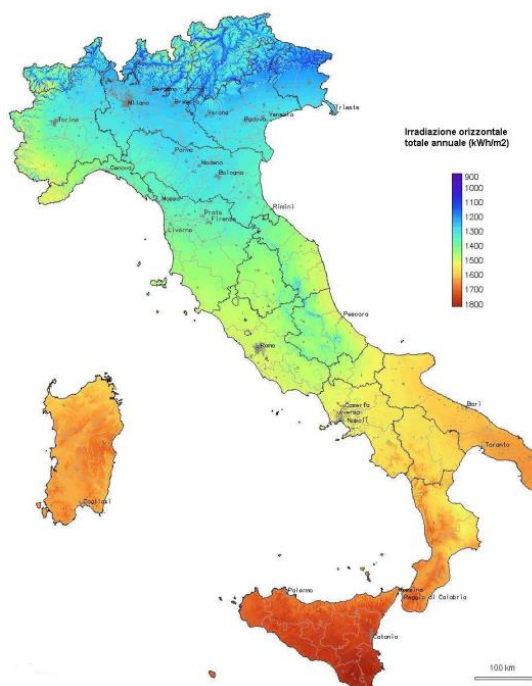


Figura 14-78 Mappa della irradiazione orizzontale totale annuale

I criteri di definizione degli scenari di sviluppo a livello nazionale e regionale della capacità futura da fonte eolica e fotovoltaica sono differenziati in funzione dell'orizzonte considerato. Per il breve termine, a partire dalle capacità attualmente installate, la costruzione delle previsioni è basata sullo sviluppo in grid parity del fotovoltaico (essendosi il V Conto Energia esaurito il 5 luglio 2013) e

sulle normative vigenti (DM 6 luglio 2012) nonché sulle iniziative produttive già autorizzate per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dal solare, in particolare per l'eolico. Per il medio e lungo termine, invece, l'evoluzione del fotovoltaico in *grid parity* e delle altre fonti rinnovabili è stata sviluppata in coerenza con gli obiettivi della SEN al 2020.

Da notare che lo scenario di sviluppo della capacità fotovoltaica, si basa sull'ipotesi di fattibilità della *grid parity*. Tale considerazione si fonda su analisi tecnico-economiche che tengono conto della taglia degli impianti, della macro zona (Nord, Centro e Sud) nonché del quadro normativo in tema di sistemi efficienti di utenza (SEU). Sulla base delle analisi svolte, è stato valutato che in un contesto che valorizzi la copertura dei consumi propri da parte dei Titolari degli impianti, il raggiungimento della condizione di *grid parity* sarebbe possibile per le installazioni di taglia più piccola (<20 KW). Ciò ha portato ad una previsione di installato fotovoltaico nel breve-medio termine pari a circa 23 GW e un valore pari a circa 30 GW nel lungo termine.

Per quanto riguarda lo scenario di crescita della produzione eolica, sempre partendo dalla potenza installata attuale, il trend di crescita nel medio termine è stato valutato sulla base delle disposizioni del Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012, relativo al sistema incentivante delle fonti rinnovabili diverse dal solare. Nel lungo termine, in coerenza con gli obiettivi al 2020 della SEN, si è ipotizzata la prosecuzione degli attuali schemi incentivanti. In particolare, sulla base dei contingenti massimi di potenza previsti per gli impianti ad asta e a registro nonché sulla base degli esiti dei bandi già effettuati (2012, 2013 e 2014), si è ottenuto una previsione di installato eolico nel breve-medio termine pari a circa 13 GW. Per quanto riguarda, invece, le previsioni di lungo termine il trend di crescita previsto determina una capacità installata pari a circa 16 GW.

I dati di sintesi delle proiezioni ottenute per il breve-medio termine (a cinque anni) e per il lungo termine (a dieci anni) sono riportati nella Tabella 14-12.

Potenza cumulata [MW]	Breve-Medio Termine	Lungo Termine
Fotovoltaico	23.500	29.780
Eolico	12.700	15.650
Di cui Off-shore	490	650
Totale	36.200	45.430

Tabella 14-12 Sintesi previsioni di medio e lungo termine

Infine, le proiezioni dello sviluppo di potenza installata fotovoltaica ed eolica sono state ripartite anche per singole regioni:

- per il fotovoltaico, sulla base del raggiungimento della *grid parity* e delle potenze attualmente installate all'interno di ciascuna classe di potenza;
- per la fonte eolica, sulla base degli esiti delle aste e registri e della conseguente distribuzione sul territorio della potenza entrante.

Dall'analisi di tali dati risulta particolarmente significativa la situazione del Mezzogiorno, dove si prevede già nel medio termine una capacità disponibile da fonte eolica e fotovoltaica pari a circa 21 GW, che corrisponde a circa il 59% della capacità totale prevista a livello nazionale.

Nella Figura 14-79 e nella Figura 14-80 è rappresentata, per ogni regione, la potenza totale degli impianti eolici e fotovoltaici installati al 2014⁵⁰ nonché le previsioni di sviluppo al breve-medio periodo.

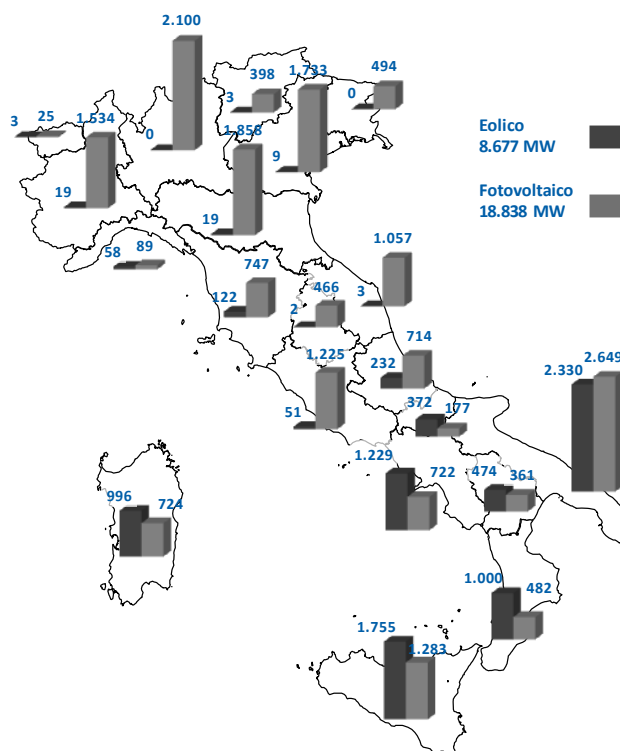


Figura 14-79 Potenza eolica e fotovoltaica installata al 2014

⁵⁰ Dati provvisori aggiornati a dicembre 2014.

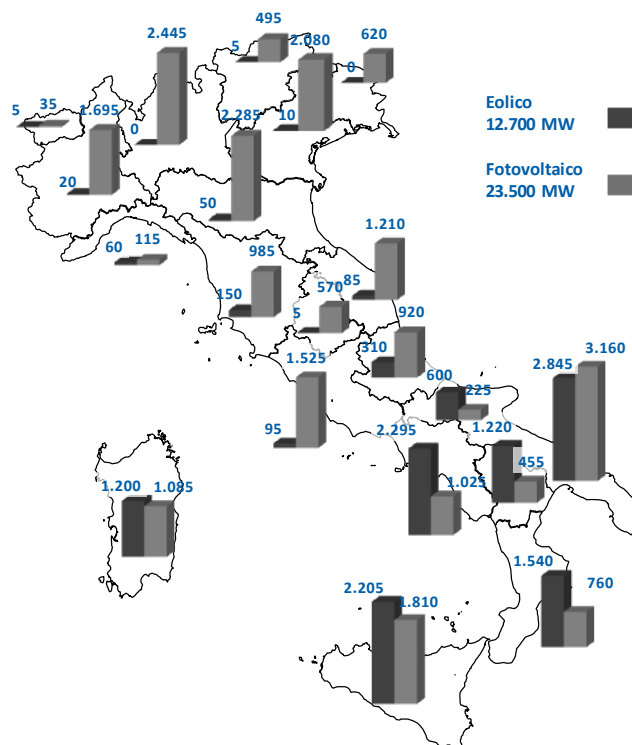


Figura 14-80 Previsione al breve-medio termine di capacità produttiva da fonte eolica e fotovoltaica

Per quanto riguarda lo sviluppo delle altre fonti rinnovabili, si prevede nello scenario di breve-medio termine un incremento della capacità installata delle biomasse pari a circa 2 GW rispetto ai 4 GW di potenza installata nel 2013. Per la fonte idroelettrica, invece, si prevede sempre nello scenario di breve-medio termine un incremento di potenza installata di circa 0,5 GW rispetto al valore installato del 2013 pari a circa 18 GW.

Nello scenario di lungo termine, invece, si prevede, rispetto allo scenario di medio termine, un ulteriore incremento della potenza installata per le biomasse e l'idroelettrico pari rispettivamente a circa 1,7 GW e 0,5 GW.

Inoltre si evidenzia che l'evoluzione prevista da Terna della produzione da fonti rinnovabili al 2020 è sostanzialmente in linea con quanto previsto nella SEN, come riportato nella seguente Tabella 14-13.

TWh	SEN	Stime Terna
PV	30	30
Biomasse	90	25
Idrico		37
Eolico		25
Geotermico		6
Totale	120	123

Tabella 14-13 Confronto obiettivi SEN e stime Terna energie fonti rinnovabili 2020

Con riferimento agli scenari di breve e medio-lungo termine, occorre citare anche il punto di vista delle principali associazioni di categoria, il cui approccio è diverso e più cautelativo, essendo in funzione dell'attuale quadro macro-economico. A tal riguardo, si evidenzia che Terna continuerà a monitorare con le associazioni le evoluzioni del settore.

14.3.7 Scenari di sviluppo del sistema europeo per l'evoluzione potenziale degli scambi con l'estero

La costruzione degli scenari previsionali del sistema elettrico tiene conto anche dell'evoluzione degli scambi con l'estero. Tale informazione è rilevante per valutare le esigenze di sviluppo di nuove interconnessioni e rinforzi di rete anche attraverso analisi prospettiche di adeguatezza del sistema, studi di load flow e di mercato su rete previsionale tipicamente utilizzati in fase di pianificazione.

Per le valutazioni di cui sopra, è utile esaminare gli scenari di generazione e di domanda in Europa. Al riguardo, si richiamano le previsioni pubblicate annualmente nel rapporto *Scenario Outlook and System Adequacy Forecast (SO&AF)* di ENTSO-E. Il *Report SO&AF 2014-2030*⁵¹ analizza l'adeguatezza del sistema elettrico europeo confrontando le differenti evoluzioni della domanda e della capacità di generazione nei tre diversi scenari di riferimento relativamente al periodo 2014-2020:

- *Scenario B* - best estimate, basato sulle stime dei TSO;
- *Scenario A* – conservativo deriva dallo Scenario B, tenendo in considerazione soltanto gli sviluppi della capacità di generazione che sono certi;
- *Scenario EU 2020* - basato sui Piani d'Azione Nazionali Europei (NREAPs);

e relativamente all'anno orizzonte 2030 (*Vision 1-4*).

In considerazione del rapido sviluppo atteso della generazione da fonti rinnovabili, emerge che la capacità di generazione *Net Generation Capacity* (NGC) nel suo complesso è in aumento con i trend di crescita rappresentati in Figura 14-81.

⁵¹ www.entsoe.eu

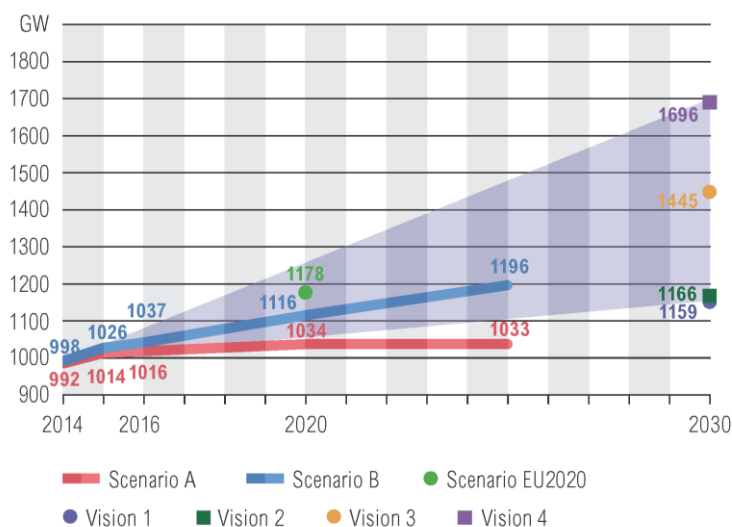


Figura 14-81 Sviluppo NGC (tutti gli scenari: January 7 pm⁵²)

La generazione da fonte rinnovabile partecipa con una quota sempre crescente alla capacità complessiva, arrivando a occupare nel 2020 un valore vicino al 47% nello *Scenario EU2020*, mentre questo valore dovrebbe salire fino al 50% nelle Vision 1 e 2, superare il 58% nella Vision 3 e assestarsi al 62% nella Vision 4. La capacità di generazione da impianti a combustibili fossili invece è in decrescita rispetto alle RES, come illustrato in Figura 14-82.

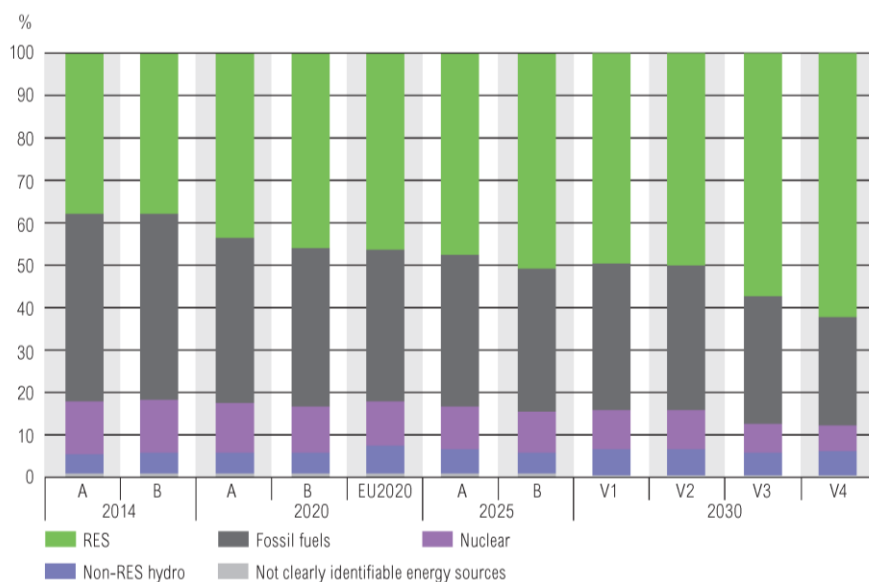


Figura 14-82 Ripartizione NGC per fonte (tutti gli scenari: January 7 pm)⁵²

⁵² Fonte ENTSO E SO&AF 2014-2030.

In particolare, per quanto riguarda lo scenario B, in Figura 14-83 è riportato il dettaglio della previsione di NGC suddivisa per fonte dal 2014 al 2025.

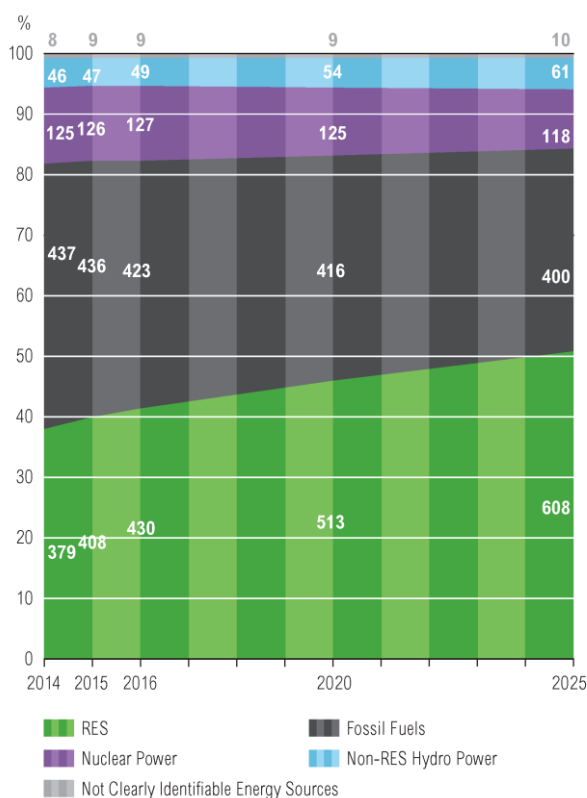


Figura 14-83 Ripartizione NGC per fonte; Scenario B; January pm⁵²

Nelle figure successive è riportato l'andamento in potenza del carico in tutti gli scenari analizzati.

Negli scenari A, B e EU2020 si prevede uno sviluppo dei consumi molto basso negli anni 2014-2016, mentre negli anni successivi si prevede uno sviluppo maggiore e regolare, con un incremento del carico di circa 20 GW (invernale) e 30 GW (estivo). Per quanto riguarda invece gli scenari di lungo termine si suppone che i valori previsti per le *Vision 1, 2 e 4* si discostino sensibilmente dal trend individuato dagli scenari precedenti al 2020 mentre si suppone una crescita del carico nella *Vision 3* sostanzialmente allineata al trend delle precedenti previsioni, raggiungendo un incremento di oltre 110 GW (inverno) dal 2014 al 2030 (l'incremento si riduce sensibilmente a 80 GW negli scenari estivi).

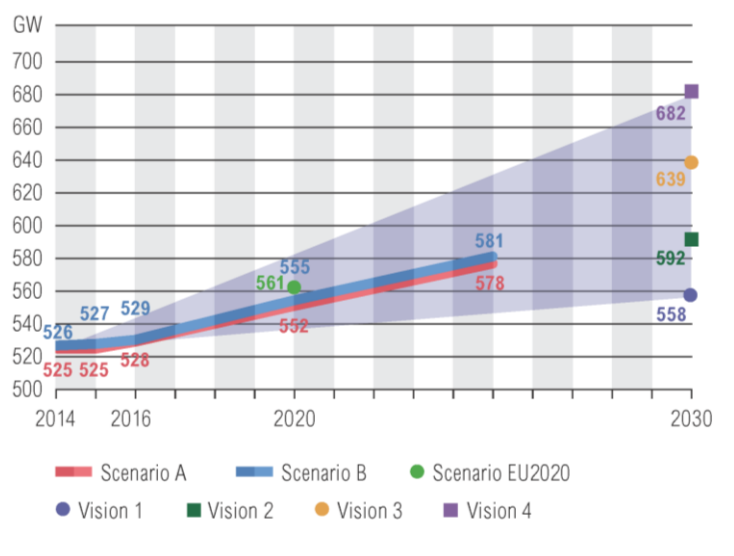


Figura 14-84 Previsionsi di carico per tutti gli scenari in gennaio⁵²

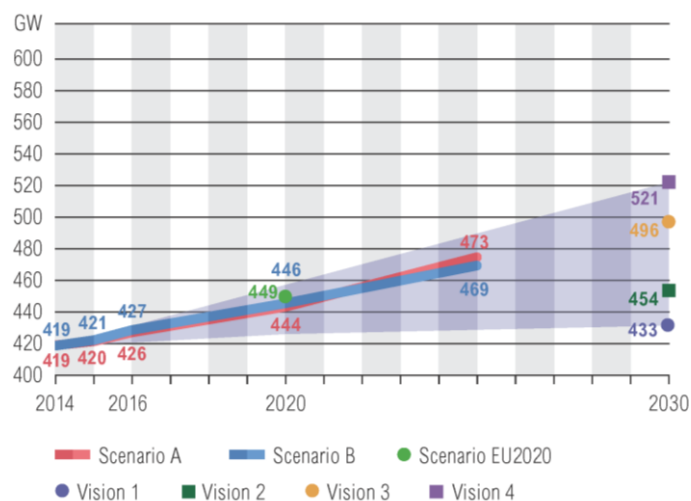


Figura 14-85 Previsionsi di carico per tutti gli scenari in luglio⁵²

Per quanto riguarda l'evoluzione potenziale degli scambi di energia con l'Italia, si fa riferimento ai dati riportati nel *Regional Investment Plan 2014 Continental Central South* di ENTSO-E, che riportano la capacità di generazione installata, valori di produzione e domanda annua nella Regione⁵³.

⁵³ La regione Continental Central South comprende Italia, Francia, Germania, Austria, Svizzera e Slovenia.