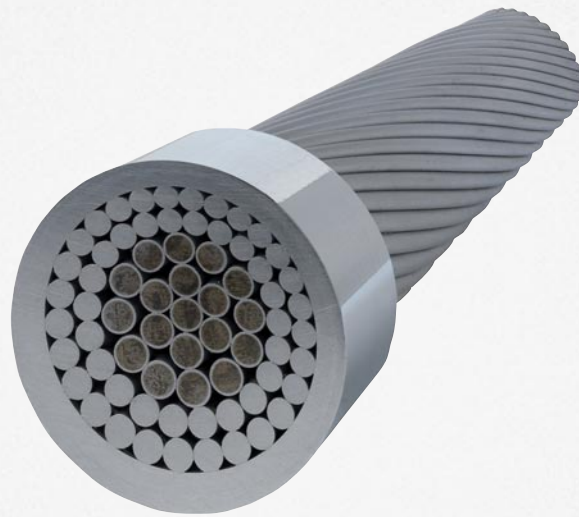


2019

PIANO DI SVILUPPO
TERNA S.P.A. E GRUPPO TERNA





Edizione 2019



PREMESSA

Il Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale edizione 2019 (di seguito PdS 2019 o Piano) è predisposto ai sensi del D.M. del 20 aprile 2005, riguardante la *Concessione rilasciata a Terna per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale* (modificata ed aggiornata con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 15 dicembre 2010), e del D.lgs. n. 93/2011 il quale prevede che entro il 31 gennaio di ogni anno lo stesso sia sottoposto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) al Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) per approvazione.

Il contesto, entro cui è sviluppata l'edizione 2019 del Piano di Sviluppo è complesso e sfidante; se ne richiamano alcuni tratti essenziali:

- Transizione verso un sistema energetico a zero emissioni: siamo ad un passaggio cruciale per il futuro dell'Accordo di Parigi del 2015 e, come emerso durante la dibattuta e complessa conferenza sul clima in Polonia (Katowice, 3 dicembre – 14 dicembre 2018), sono alte le aspettative rispetto agli impegni che l'Europa dovrà assumere per tradurre in azione i principi e gli obiettivi emersi nel 2015 soprattutto in

riferimento alla riduzione delle emissioni come emerso anche nel messaggio di urgenza inviato dall'Intergovernmental Panel of Climate Change ("Global Warming of 1.5 °C Report", 2018).

- Le azioni declinate nelle cinque dimensioni dell'energia: sicurezza, decarbonizzazione, efficienza, mercato interno, ricerca, innovazione e competitività, sono in corso di definizione a livello nazionale. Le stesse sono implementate nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima presentato in Commissione Europea lo scorso 8 Gennaio 2019, per essere approvate in via definitiva dalla Commissione Europea nel corso dell'anno.
- Criticità nelle infrastrutture strategiche: il tragico evento di Genova dell'agosto 2018 ha ancor di più rafforzato la consapevolezza del ruolo e delle responsabilità dei Concessionari di servizio pubblico. Consapevolezza che ha portato Terna, insieme a Cassa Depositi e Prestiti ed altre concessionarie, a sottoscrivere, lo scorso 19 Novembre 2018, un protocollo finalizzato a "sostenere in modo concreto la ripresa economica della città e del suo territorio attraverso una serie di misure diversificate rivolte a Enti pubblici, sistema infrastrutturale, imprese, famiglie e per la soluzione dell'emergenza abitativa". L'impegno assunto dall'Azienda per Genova è emblematico dell'attenzione da rivolgere anche ad altre situazioni critiche presenti nel territorio nazionale.
- Mutamento del quadro climatico: il 2018 è stato dichiarato da ISPRA come l'anno più caldo di tutta la storia recente. Lo dicono i dati elaborati dal 1961: +1,77 °C rispetto al valore medio del periodo 1961-1990. Correlati al quadro globale di mutamento climatico, aumentano in frequenza ed in intensità gli eventi meteorologici estremi; nel mese di ottobre l'Italia è stata teatro di una serie di violenti nubifragi che hanno investito tutto il Paese determinando gravi conseguenze per la popolazione, l'ambiente e il territorio. In particolare, il 19 ottobre temporali molto intensi hanno colpito la Sicilia orientale causando alluvioni, danni alle abitazioni ed alle strutture territoriali soprattutto in provincia di Catania. Negli ultimi giorni del mese, un'ondata di maltempo più estesa e violenta ha investito tutta l'Italia da nord a sud. Gli elementi che hanno creato maggiore impatto sono stati dapprima il vento, che il 29 e 30 ottobre ha soffiato costantemente con forte intensità dai quadranti meridionali con raffiche superiori ai 200 km/h, e poi le piogge cadute abbondantemente su quasi tutto il territorio nazionale con precipitazioni giornaliere

più elevate e violente nelle zone prealpine (valori di oltre 400 mm in Friuli Venezia Giulia e di oltre 300 mm in Liguria, Veneto e Lombardia). Tali eventi richiamano la necessità di investimenti ed azioni non procrastinabili per conferire al sistema elettrico un livello di resilienza all'altezza delle nuove sollecitazioni ambientali in ragione del fatto che la quasi totalità delle strutture di trasmissione dell'energia elettrica ha una esposizione diretta agli agenti atmosferici e ne subisce immediatamente l'impatto. Le azioni individuate, sostenute da adeguate misure regolatorie, devono garantire l'obiettivo di un adeguato servizio al cittadino attraverso il rafforzamento delle reti di trasmissione preservando al contempo l'equilibrio ed efficienza economica.

Il territorio, quindi, deve essere posto al centro del Piano: territorio inteso nella sua accezione geografica ma anche umana. L'ascolto e l'attenzione verso chi vive nel territorio è una delle leve per rendere realizzabile il piano di sviluppo. La **sostenibilità sistemica** - *capacità di concepire, progettare e realizzare sulla base di stringenti analisi in grado di massimizzare i benefici ambientali insieme ai benefici economici* - già assunta a driver di sviluppo nel precedente edizione del Piano, viene declinata in soluzioni vicine alle esigenze emergenti. In questa direzione si inserisce, in esito al confronto con Organizzazioni Non Governative, la proposta di due nuovi indicatori ambientali finalizzati a riconciliare le esigenze elettriche con il territorio ponendo attenzione alla valorizzazione dello stesso e riconoscendo il valore del dialogo e degli input degli stakeholder.

Si confermano gli ulteriori driver chiave di Piano:

- **Decarbonizzazione:** la transizione del sistema elettrico verso la completa decarbonizzazione richiede di attivare tutte le leve necessarie per la piena integrazione degli impianti di produzione da fonte rinnovabile per la riduzione delle emissioni in un'ottica di lungo periodo;
- **Market Efficiency:** il processo di transizione energetica richiede specifiche leve di azione abilitanti tra i quali l'adozione di nuovi modelli di mercato;
- **Sicurezza, qualità e resilienza :** garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, la qualità del servizio e nel contempo creare un sistema sempre più resiliente e in grado di far fronte ad eventi critici esterni al sistema stesso.

Il presente documento di Piano si compone di:

- **Piano di Sviluppo 2019** – documento centrale in cui sono descritti gli obiettivi e criteri in cui si articola il processo di pianificazione della rete nel contesto nazionale e pan-europeo, le priorità di intervento e i risultati attesi derivanti dall'attuazione del Piano
- **Quadro di riferimento normativo**, documento nel quale vengono riportati i principali riferimenti normativi per la pianificazione nel sistema elettrico di trasmissione nazionale.

A completamento del Piano è allegato il **Rapporto di Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti**, e l'**Allegato Conessioni**; corredano infine il Piano decennale il **Documento Metodologico per l'applicazione nell'Analisi Costi Benefici applicata al Piano di Sviluppo 2019** ed il **Documento di Descrizione degli Scenari** edizione 2018.

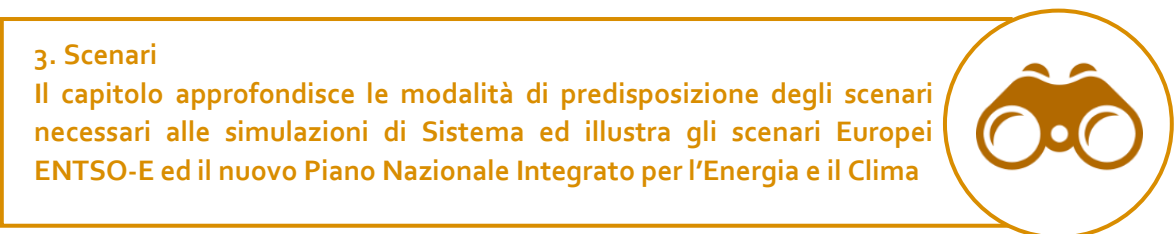
1. Processo di pianificazione della rete elettrica

In questo capitolo è rappresentato il processo adottato per predisporre il proprio Piano di Sviluppo decennale, in coerenza con le indicazioni dei Policy Maker Europeo e Nazionale



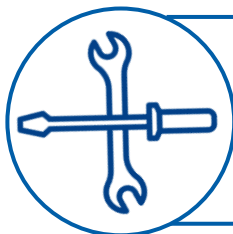
2. La rete oggi

Il capitolo descrive lo stato della rete e dei mercati con evidenza della distribuzione territoriale delle criticità, focus sulla qualità e la continuità del servizio



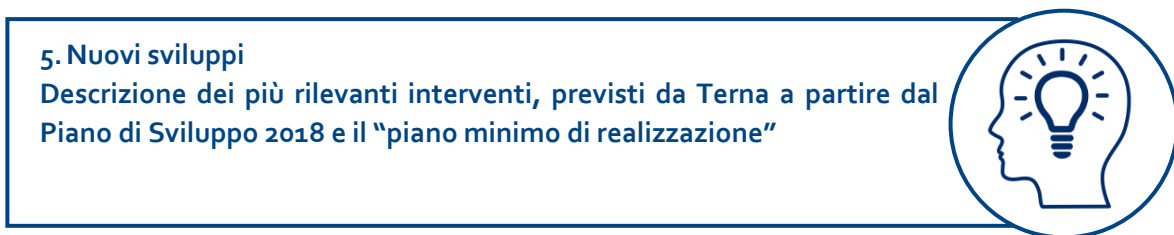
3. Scenari

Il capitolo approfondisce le modalità di predisposizione degli scenari necessari alle simulazioni di Sistema ed illustra gli scenari Europei ENTSO-E ed il nuovo Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima



4. Necessità di sviluppo

Descrizione dei più rilevanti interventi, già inclusi nei precedenti Piani di Sviluppo, con evidenza della loro utilità anche secondo una lettura coerente con i driver di piano



5. Nuovi sviluppi

Descrizione dei più rilevanti interventi, previsti da Terna a partire dal Piano di Sviluppo 2018 e il "piano minimo di realizzazione"



6. Benefici per il sistema

Presentazione degli impatti e benefici derivanti dal Piano di Sviluppo sulla base delle analisi effettuate

INDICE DEI CONTENUTI

PREMESSA.....	IV
Indice dei contenuti	8
1. Processo di pianificazione della rete elettrica ...	12
1.1. Il processo di pianificazione della rete elettrica	13
1.1.1. Obiettivi e criteri del processo di pianificazione.....	14
1.1.2. Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione	15
1.2. Pianificazione coordinata tra TSO in ambito paneuropeo	17
1.2.1. I driver per lo sviluppo della rete di trasmissione europea	18
1.2.2. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)	19
1.2.2.1. Il processo di elaborazione del TYNDP 2018	19
1.2.3. Il Regolamento (UE) n. 347/2013 ed i Progetti di Interesse Comune (PCI).....	21
1.2.4. La cooperazione fra Gestori di Rete del Mediterraneo (Med-TSO).....	24
1.2.5. Il Mid-term Adequacy Forecast 2018..	24
1.3. Interoperabilità e sviluppo coordinato delle reti	26
1.4. Sviluppo coordinato delle reti infrastrutturali	27
1.5. I driver di piano	31
1.5.1. Driver di piano: decarbonizzazione	32
1.5.2. Driver di piano: market efficiency.....	32
1.5.3. Driver di piano: sicurezza, qualità e resilienza.....	33
1.5.3.1. Sicurezza.....	33
1.5.3.2. Qualità	33
1.5.3.3. Resilienza	34
1.5.3.3.1. L'indice di resilienza per la trasmissione	38
1.5.3.3.2. Coordinamento con i distributori ai fini della Resilienza	40
1.5.4. Driver di piano: sostenibilità.....	42
1.5.4.1. Nuovi indicatori ambientali per l'Analisi Costi Benefici	45
1.6. Il Coinvolgimento degli utenti della rete.	49
1.7. Variazioni dell'ambito della RTN	52
1.7.1. Proposte di variazione dell'ambito della RTN	53
1.8. Innovazioni tecnologiche/progetti finanziati in ambito europeo	54
1.8.1. Le reti intelligenti nel nuovo contesto elettrico	54
1.8.1.1. L'impegno di Terna nei progetti di innovazione	54
1.8.1.1.1. Sviluppo dei sistemi di accumulo	60
2. La rete oggi.....	62
2.1. Consistenza della rete e bilancio energetico nazionale.....	63
2.1.1. Consistenza della Rete	63
2.1.2. Bilancio Energetico Nazionale.....	63
2.2. Entrate in esercizio 2018	64
2.3. Distribuzione territoriale delle criticità	65
2.4. Continuità del servizio di trasmissione – Reti AAT/AT	66
2.5. Qualità del servizio.....	67
2.5.1. Nodi 400 KV	67
2.5.2. Microinterruzioni	70
2.6. Potenziali criticità della produzione da fonti rinnovabili	76
2.6.1. Potenza eolica e fotovoltaica installata in Italia	76
2.6.2. Inversione dei flussi da fonte rinnovabile non programmabili	76
2.6.3. Congestioni di rete AT e AAT	77
2.7. Sezioni critiche su rete primaria	78
2.8. Principali evidenze dell'analisi sullo stato della rete	78
2.8.1. Area Nord-Ovest.....	79
2.8.2. Area Nord	80
2.8.3. Area Nord-Est.....	80
2.8.4. Area Centro-Nord	81
2.8.5. Area Centro	82
2.8.6. Area Sud	83

2.8.7.	Area Sicilia	84	3.4.4.4.	Generazione energia elettrica....	116
2.8.8.	Area Sardegna	84		
2.9.	Evidenze del mercato elettrico	86	3.5.	Declinazione scenari per la simulazione	117
2.9.1.	Mercati esteri.....	86	Terna	117
2.9.2.	Mercati dell'energia (MGP)	88	3.5.1.	Introduzione	117
2.9.3.	Mercati per il Servizio di Dispacciamento	90	3.5.2.	Domanda di energia elettrica	118
	(MSD)		3.5.3.	Capacità di generazione lorda	119
2.10.	Impianti essenziali per la sicurezza del	94	3.5.4.	Prezzo delle commodity	120
	sistema elettrico.....		3.5.5.	Confronto con la SEN 2017.....	121
3.	Scenari.....	96	4.	Necessità di sviluppo	124
3.1.	Introduzione	97	4.1.	Esigenze del sistema elettrico nazionale	125
3.2.	Gli scenari europei 2018	97	4.2.	Ulteriori requisiti della rete	130
3.2.1.	Sustainable transition	98	4.2.1.	Potenza di corto circuito	130
3.2.2.	Distributed generation.....	99	4.2.2.	Flessibilità di sistema	133
3.2.3.	Global Climate Action	100	4.2.3.	Inerzia del Sistema.....	134
3.2.4.	Risultati	101	4.3.	Qualità, Sicurezza e Resilienza	141
3.2.4.1.	Domanda di energia elettrica	101	4.3.1.	Interventi di incremento sicurezza,	141
3.2.4.2.	Mix generazione nazionale ...	102		qualità e resilienza.....	
3.2.4.3.	Veicoli elettrici.....	102	4.4.	De-carbonizzazione	148
3.2.4.4.	Capacità installata e mix di	103	4.4.1.	Infrastrutture di rete per la produzione da	148
3.2.4.5.	Domanda di energia elettrica	103		fonte rinnovabile	
3.2.4.6.	Emissioni CO2	104	4.4.1.1.	Esigenze di sviluppo della rete di	148
3.2.4.7.	Prezzi commodities	105		trasmissione in AAT ed AT.....	
3.3.	Scenari europei 2020.....	105	4.4.2.	Integrazione FER - impianti di	153
3.4.	Scenari Nazionali 2019	108		pompaggio idroelettrico	
3.4.1.	Il contesto italiano.....	108	4.5.	Market efficiency	156
3.4.2.	Obiettivi generali del Piano Nazionale	108	4.5.1.	Interventi per la riduzione delle	156
3.4.3.	Obiettivi e misure per le cinque	108		congestioni	
3.4.4.	Scenari definiti a supporto del Piano	114	4.5.1.1.	Interventi per la riduzione delle	156
	Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima			congestioni interzonali	
3.4.4.1.	Introduzione e overview scenari	114	4.5.1.2.	Interventi per la riduzione delle	157
3.4.4.2.	Obiettivi di penetrazione FER	114		congestioni intrazonali	
3.4.4.3.	Variabili macroeconomiche di	115	4.5.2.	Opportunità di sviluppo della capacità di	157
	input (esogene)			interconnessione.....	

4.5.2.2.2.	Principali progetti di interconnessione ex-Legge 99/09	161
4.5.2.2.3.	Principali progetti di interconnessione merchant line.....	161
4.5.2.3.	Impatto sul sistema dell'incremento della capacità di interconnessione	164
4.5.2.4.	Valutazione progetti di interconnessione	164
4.6.	Sostenibilità.....	167
4.7.	Piano minimo di realizzazioni	170
5.	Nuovi sviluppi.....	174
5.1.	Nuovi interventi previsti nel PdS	175
5.1.1.	Area Nord – Ovest.....	177
5.1.2.	Area Nord	180
5.1.3.	Area Nord – Est.....	186
5.1.4.	Area Centro – Nord	189
5.1.5.	Area Centro	190
5.1.6.	Area Sud	192
5.1.7.	Area Sicilia	197
6.	Benefici per il sistema.....	200
6.1.	I benefici per il Sistema	201
6.2.	Scambi energetici nel medio e lungo termine	201
6.2.1.	Scambi energetici nel medio/ lungo periodo	201
6.3.	Incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l'estero	206
6.4.	Riduzione delle congestioni interzonali	206
6.5.	Incremento adeguatezza della rete	208
6.6.	Riduzione dei vincoli alla produzione da fonte rinnovabile	208
6.7.	Riduzione emissioni CO ₂	209

1. PROCESSO DI PIANIFICAZIONE DELLA RETE ELETTRICA





- La pianificazione della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) è effettuata da Terna al fine di perseguire gli obiettivi di sicurezza, affidabilità, imparzialità e continuità del servizio erogato e promuovere la tutela dell'ambiente
- Il Piano di Sviluppo 2019 è sviluppato su quattro driver principali in linea con la strategia di Terna e del Policy Maker nazionale, Decarbonizzazione, Market Efficiency, Sicurezza (che include anche qualità e resilienza) e Sostenibilità
- La Sostenibilità ambientale può essere perseguita attraverso azioni concrete e misurabili; specifici indicatori ambientali ed il dialogo continuativo con gli Stakeholder sono le leve per attuare gli interventi di Piano
- Il coordinamento e la collaborazione con i Gestori della Rete è garantita a livello Europeo e nell'area del Mediterraneo

1.1. IL PROCESSO DI PIANIFICAZIONE DELLA RETE ELETTRICA

La pianificazione della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) è effettuata da Terna al fine di perseguire gli obiettivi indicati dal Disciplinare di Concessione e dal **D.lgs. 93/2011** per le attività di trasmissione e dispacciamento. Al fine di assicurare uno sviluppo della RTN in linea con le necessità di copertura della domanda di energia elettrica e di svolgimento del servizio, l'art. 9 del Disciplinare di Concessione prevede che la Concessionaria debba predisporre annualmente un Piano di Sviluppo decennale, contenente le linee di sviluppo della RTN, definite sulla base:

- dell'andamento del fabbisogno energetico e della previsione della domanda da soddisfare nell'arco di tempo preso a riferimento;
- della necessità di potenziamento delle reti di interconnessione con l'estero nel rispetto delle condizioni di reciprocità con gli Stati esteri e delle esigenze di sicurezza del servizio nonché degli interventi di potenziamento della capacità di interconnessione con l'estero realizzati da soggetti privati;
- della necessità di ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali, anche in base alle previsioni sull'evoluzione e sulla distribuzione della domanda;
- delle richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto.

La Concessione dispone altresì che il Piano di Sviluppo della RTN contenga, in particolare:

- un'analisi costi-benefici degli interventi e l'individuazione di quelli prioritari ai fini della

sicurezza del sistema, dello sviluppo dello scambio con l'estero e della riduzione delle congestioni;

- l'indicazione dei tempi previsti di esecuzione e dell'impegno economico preventivato;
- una relazione sugli interventi effettuati nel corso dell'anno precedente;
- un'apposita sezione relativa alle infrastrutture di rete per lo sviluppo delle fonti rinnovabili volta a favorire il raggiungimento degli obiettivi nazionali con il massimo sfruttamento della potenza installata, nel rispetto dei vincoli di sicurezza del sistema elettrico.

Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento (D.M. 20 Aprile 2005, modificata e aggiornata con D.M. 15 Dicembre 2010)



La Concessionaria, in qualità di soggetto gestore della RTN, deve perseguire i seguenti obiettivi:

- assicurare che il servizio sia erogato con caratteristiche di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo
- deliberare gli interventi volti ad assicurare l'efficienza e lo sviluppo del sistema di trasmissione dell'energia elettrica sul territorio nazionale
- garantire l'imparzialità e la neutralità del servizio al fine di assicurare l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori, senza compromettere la continuità del servizio
- concorrere a promuovere la tutela dell'ambiente e la sicurezza degli impianti.

Disposizioni normative: il D.lgs. 93/2011

Ai sensi dell'art. 36, comma 12:



- Terna è tenuta a predisporre, entro il 31 gennaio di ciascun anno, un Piano decennale di sviluppo della RTN basato sulla domanda e offerta esistenti e previste;
- Il Piano deve individuare le infrastrutture di trasmissione da costruire o potenziare nei dieci anni successivi, anche in risposta alle criticità e alle congestioni riscontrate o attese sulla rete nonché gli interventi programmati e i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo e una programmazione temporale dei progetti di investimento;
- Il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE), acquisito il parere delle Regioni territorialmente interessate dagli interventi in programma e tenuto conto delle valutazioni formulate da parte dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), è tenuto ad approvare il Piano

Ai sensi dell'art 36, comma 13:

- il Piano è sottoposto alla valutazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) che, secondo i propri regolamenti, effettua una consultazione pubblica di cui rende pubblici i risultati e trasmette l'esito della propria valutazione al MiSE

Lo sviluppo del sistema di trasmissione nasce dall'esigenza di superare le problematiche riscontrate nel funzionamento della RTN e di prevenire le criticità future correlate all'evoluzione della domanda di energia elettrica e del parco di generazione, alla rapida

e diffusa crescita degli impianti a fonte rinnovabile, al superamento di possibili vincoli alla competitività del mercato elettrico italiano ed all'integrazione del mercato europeo.

Il processo di pianificazione di rete (Figura 1) individua le modifiche strutturali che è necessario apportare al sistema di trasmissione affinché esso possa svolgere nel modo ottimale la sua funzione, che consiste nel garantire il trasporto in condizioni di sicurezza ed economicità dell'energia prodotta dalle aree di produzione esistenti e previste in futuro verso i centri di distribuzione e di carico.

Essendo il sistema elettrico nazionale interconnesso con quello europeo, gli sviluppi della rete e le relative valutazioni prospettiche tengono conto degli scambi di energia e servizi con i sistemi dei Paesi confinanti, inserendosi in un quadro di collaborazione e coordinamento con gli altri Gestori di Rete.

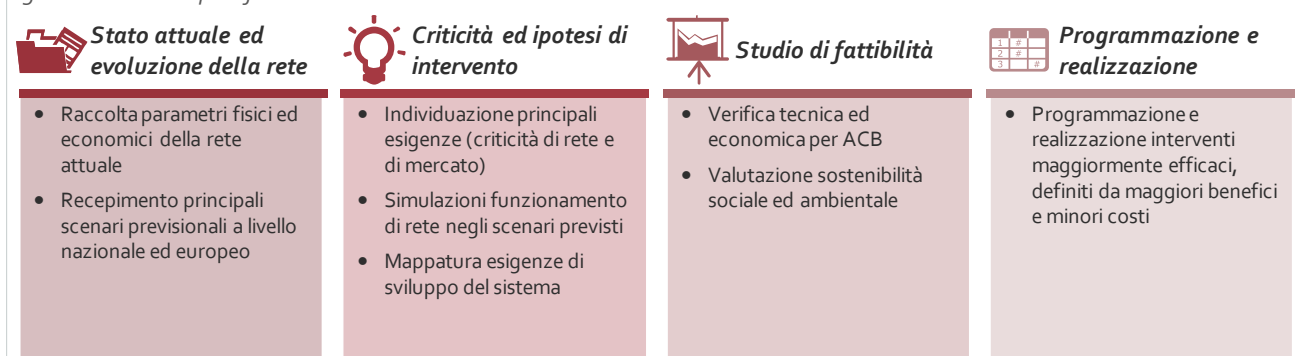
1.1.1. Obiettivi e criteri del processo di pianificazione

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 e della resilienza del sistema elettrico.

La pianificazione e le linee di sviluppo della RTN sono definite essenzialmente sulla base degli obiettivi richiamati dalla Concessione e dalle necessità

Figura 1 Processo di pianificazione



emergenti dagli scenari Europei e/o dagli indirizzi di politica energetica nazionale.

Lo sviluppo dell'interconnessione fra reti di Paesi confinanti può rendere possibile l'incremento del volume degli scambi di energia a prezzi maggiormente competitivi incrementando la concorrenza nei mercati dell'energia e garantendo al contempo l'approvvigionamento di riserva di potenza aggiuntiva per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico.

La riduzione delle congestioni di rete, tra e nelle zone di mercato, migliora lo sfruttamento delle risorse di generazione per coprire al meglio il fabbisogno e per aumentare l'impiego di impianti più competitivi ed efficienti, con impatti positivi sulla concorrenza.

I criteri e gli obiettivi di pianificazione sono delineati anche nel Codice di Rete³, dove si prevede che Terna, nell'attività di sviluppo della RTN, persegue l'obiettivo *"...della sicurezza, dell'affidabilità, dell'efficienza, del sistema elettrico incrementando la continuità e l'economicità degli approvvigionamenti di energia elettrica. Tale obiettivo è perseguito anche attraverso un'adeguata azione di pianificazione degli interventi di sviluppo della RTN, nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici"*.

1.1.2. Dati e informazioni alla base del processo di pianificazione

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 elettrico²;
- l'evoluzione e la distribuzione dei consumi³;
- l'evoluzione della produzione⁴ di energia elettrica.

Tali informazioni (Figura 2) comprendono anche:

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 sulle 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 zonali, frequenza e rendita di congestione sulle sezioni interzonali 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.).

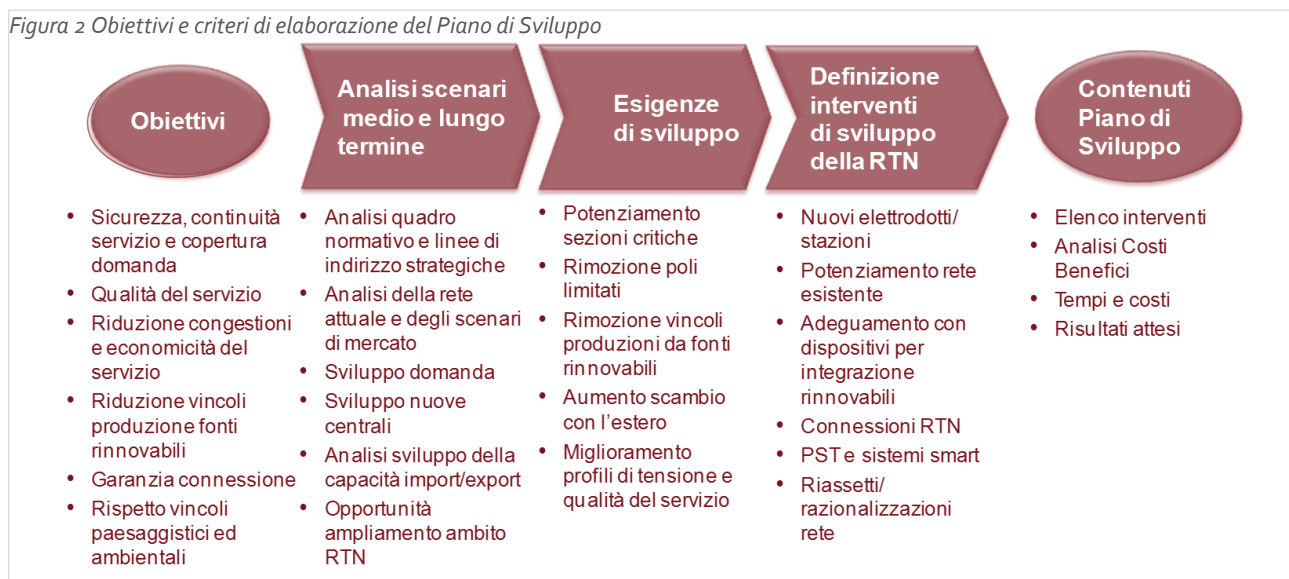
¹ Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete, di cui al D.P.C.M. 11 maggio 2004.

² Partendo dall'esame degli assetti di esercizio delle reti in alta ed altissima tensione si valuta lo stato degli impianti tenendo conto dei seguenti parametri: impegno degli stessi in rapporto ai limiti di funzionamento in sicurezza; affidabilità in rapporto alle esigenze di qualità e continuità del servizio, considerando anche l'evoluzione degli standard tecnologici e la vetustà degli asset in questione; vincoli di esercizio e manutenzione, nonché vincoli operativi legati alla presenza di elementi di impianto di proprietà e/o gestiti da terzi; eventuali limitazioni dovute all'evoluzione del contesto socio-ambientale e territoriale e in cui gli stessi ricadono.

³ Come meglio specificato in seguito, stabilito un intervallo temporale di riferimento (fissato nel prossimo decennio) attraverso analisi statistiche sui prelievi storici di energia e considerazioni di carattere socio-economico, si formula un'ipotesi di fabbisogno futuro di potenza ed energia elettrica sul quale, tra l'altro, modellare lo sviluppo della rete.

⁴ Con la liberalizzazione del settore della produzione di energia elettrica la determinazione della taglia e dell'ubicazione dei nuovi impianti di generazione non scaturisce più da un processo di pianificazione integrato in quanto la libera iniziativa dei produttori rende di fatto le proposte di nuove centrali elettriche un vero e proprio input al processo di pianificazione della RTN.

Figura 2 Obiettivi e criteri di elaborazione del Piano di Sviluppo



b) previsioni sull'evoluzione futura del sistema elettrico, quali:

- i dati sull'evoluzione 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.

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 di cui al 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 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.

Lo sviluppo di nuova capacità da fonte rinnovabile non programmabile apre nuove sfide anche in termini di pianificazione rete. In particolare, le tecnologie eolica e solare sono caratterizzate da aspetti tecnici profondamente differenti dalla generazione tradizionale termoelettrica, primo tra tutti la limitata prevedibilità e programmabilità, essendo la produzione sostanzialmente legata alla disponibilità della fonte primaria (vento e sole). Ciò impone un adeguamento del sistema elettrico per garantire la piena integrazione delle FER rispetto ai seguenti temi:

- Staticità: gli impianti fotovoltaici sono gruppi "statici" con scarsa/assente capacità di fornire al sistema elettrico servizi di regolazione di frequenza e tensione e di inerzia meccanica necessari per garantire l'equilibrio della rete, oggi

forniti per lo più da impianti di generazione tradizionali.

- Numerosità: l'incremento delle FER si accompagna ad un significativo incremento del numero degli impianti connessi per lo più in Media Tensione (MT) e Bassa Tensione (BT). In Italia, il numero dei generatori è passato da circa 3.000 nell'anno 2000 agli attuali circa 850.000
- Localizzazione e non simultaneità: le fonti rinnovabili sono geograficamente localizzate dove la risorsa naturale è disponibile, spesso lontano da dove si concentrano i consumi connessi alle attività antropiche.

La crescita della generazione rinnovabile ha inoltre contribuito a modificare il profilo del fabbisogno di carico residuo – ovvero del fabbisogno di energia elettrica al netto della produzione di energia rinnovabile – che deve essere soddisfatto mediante l'impiego di impianti tradizionali termici, idrici, di accumulo idroelettrico e dell'import. In particolare, è oggi necessaria una capacità altamente flessibile per l'inseguimento della rampa serale di carico derivante dalla riduzione della produzione fotovoltaica nelle ore serali.

Inoltre, la presenza di congestioni sulla rete determina la necessità di limitare la produzione da fonte rinnovabile, cosiddetto fenomeno dell'overgeneration.

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 analisi di sensibilità (*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.

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 ad una analisi costi – benefici in merito alla quale con Deliberazione 627/16/R/eel e s.m.i (inclusa in particolare la Deliberazione 692/18/eel/R del 18 dicembre 2018) si è espressa l'ARERA definendo i "Requisiti minimi per la predisposizione del piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione

Nazionale" ed in particolare i "Requisiti minimi per l'analisi costi benefici 2.0", come dettagliato nel documento allegato recante "la metodologia per l'analisi costi benefici".

Si evidenzia, infine, che il processo di pianificazione della RTN si colloca nel processo più ampio di pianificazione della rete di trasmissione a livello europeo, per il quale è sempre più necessario garantire la coerenza complessiva dei singoli piani di sviluppo e tener conto del progressivo processo di integrazione dei mercati europei, così come descritto al successivo paragrafo del presente capitolo.

1.2. PIANIFICAZIONE COORDINATA TRA TSO IN AMBITO PANEUROPEO

Il coordinamento e la collaborazione tra i Gestori della Rete (*Transmission System Operators – TSO*) Europei maturati nell'ambito delle attività di esercizio ed interoperabilità del sistema elettrico interconnesso è stata proficuamente estesa negli anni anche alla pianificazione degli sviluppi della rete di trasmissione ricadente nel perimetro Europeo.

In linea con quanto fatto per l'esercizio del sistema, anche sul fronte della pianificazione è emersa, infatti, la necessità di rispondere a esigenze comuni, volte a garantire azioni congiunte da parte dei TSO ed orientate al raggiungimento degli obiettivi prefissati in ambito Comunitario, in linea con una visione unitaria e pan-Europea del futuro del sistema infrastrutturale di trasmissione Europeo.

L'opportunità di stabilire i criteri ed i requisiti dello sviluppo coordinato ed integrato tra TSO Europei ha permesso di ridefinire i paradigmi della pianificazione secondo visioni comuni che includono:

- la definizione di scenari di sviluppo comuni e condivisi attraverso i quali rappresentare una descrizione coerente e comprensiva del sistema energetico futuro e delle sue possibili evoluzioni in uno specifico orizzonte temporale;
- lo studio congiunto sul perimetro pan-Europeo delle future esigenze di sviluppo, orientate verso fattori chiave comuni (sicurezza del servizio, adeguatezza del sistema, piena integrazione dei mercati e sostenibilità);
- la definizione di criteri di investimento sostenibili attraverso una valutazione comune dei progetti di sviluppo di rilevanza pan-Europea.

La costante presenza ed il continuo impegno di Terna all'interno di questo processo di cooperazione e di

integrazione tra TSO ha posto le basi per consolidare il suo ruolo chiave nelle attività di coordinamento sia in ambito Europeo sia nell'area del Mediterraneo.

1.2.1. I driver per lo sviluppo della rete di trasmissione europea

Dal 2011 con il cosiddetto "Terzo Pacchetto Energia" sono state introdotte fondamentali disposizioni Comunitarie atte a modificare l'assetto regolatorio del mercato energetico Europeo introducendo in particolare misure indirizzate all'orientamento, al rafforzamento e all'integrazione dei mercati elettrici a livello regionale con un conseguente miglioramento delle attività di cooperazione tra i TSO.

Le principali norme introdotte dal "Terzo Pacchetto Energia" relativamente al settore elettrico sono incluse nei seguenti documenti:

- la Direttiva 2009/72/CE⁵, che definisce le norme comuni per il mercato interno dell'energia, in sostituzione della Direttiva 2003/54/CE;
- il Regolamento (CE) n. 713/2009⁶, che istituisce l'Agenzia per la cooperazione fra le Autorità di Regolazione Nazionali del sistema elettrico (ACER)⁷;
- il Regolamento (CE) n. 714/2009⁸, che definisce gli scambi transfrontalieri di energia elettrica tra i paesi dell'Unione e le relative condizioni di accesso al sistema di trasmissione, in sostituzione del precedente Regolamento (CE) n. 1228/2003 (Regolamento Elettricità).

Il 25 Febbraio 2015, è stato adottato dalla Commissione Europea l'"Energy Union" ("Strategia quadro per un'Unione dell'energia resiliente, corredata da una politica lungimirante in materia di cambiamenti climatici") finalizzata a fornire ai consumatori europei, famiglie e imprese, energia sicura, sostenibile e competitiva. La strategia si articola in cinque dimensioni (Figura 3), strettamente interconnesse e che si rafforzano a vicenda.

5 <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:IT:PDF>

6 <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0001:0014:IT:PDF>

7 Tra le altre attività, l'ACER supporta e coordina le Autorità di Regolazione Nazionali (NRAs) nello svolgimento dei propri compiti a livello Europeo, determinando così un nuovo contesto di riferimento

Figura 3 Le cinque dimensioni dell'Energy Union



La necessità di dare impulso agli obiettivi dell'Energy Union non può prescindere dallo sviluppo delle infrastrutture tra i Paesi Europei: un obiettivo di interconnessione minima per l'energia elettrica, da raggiungere entro il 2020, è stato fissato al 10% della capacità di produzione elettrica installata negli Stati membri.

Il 30 novembre 2016, la Commissione Europea ha presentato un Pacchetto di proposte legislative e non in attuazione della Strategia Quadro per l'Unione dell'Energia denominato "Energia pulita per tutti gli europei", Winter Package, che definisce il quadro normativo e regolatorio del mercato dell'energia; tale disposizioni costituiscono la guida alla transizione energetica verso l'attuazione degli obiettivi di riduzione di CO₂, efficienza energetica e sviluppo delle fonti rinnovabili al 2030.

Lo sviluppo infrastrutturale, supportato dalla politica energetica comunitaria, è stato oggetto di un apposito atto normativo: il Regolamento (UE) n. 347/2013, che contiene gli orientamenti per lo sviluppo dei corridoi energetici infrastrutturali trans-europei attraverso la selezione di progetti prioritari nel settore gas ed elettricità, e ridefinisce gli strumenti e le strategie di sviluppo di tali corridoi infrastrutturali energetici⁹.

in ambito sovranazionale per molte delle attività di trasmissione, dispacciamento e sviluppo della rete di trasmissione elettrica a livello Europea e Regionale.

8 <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:IT:PDF>

9 Dal 1 gennaio 2014 il <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:115:0039:0075:IT:PDF> ha abrogato e sostituito la Decisione 1364/2006 (TEN-E)

1.2.2. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)

In linea con il quadro normativo comunitario previsto dal Reg. (UE) 714/2009, nel 2009 è stata costituita l'associazione ENTSO-E, formata da 43 Gestori di Rete Europei appartenenti a 36 Paesi (Figura 4). Lo scopo principale dell'ENTSO-E¹⁰ è quello di promuovere il funzionamento affidabile, la gestione ottimale e lo sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica europea, al fine di:

- garantire l'incremento dell'utilizzo di produzione da FER in base agli obiettivi energetici e ambientali Comunitari definiti dal programma "EU2020" e dalla "Roadmap 2050";
- promuovere e supportare la creazione di un mercato interno dell'energia, riducendo le congestioni sulla rete di trasmissione;
- garantire la sicurezza della fornitura (*Security of Supply*) e l'affidabilità del sistema di trasmissione interconnesso (che collega oltre 500 milioni di cittadini in tutta l'area ENTSO-E).

In accordo con quanto previsto dal "Terzo Pacchetto Energia", tali obiettivi sono conseguiti anche attraverso la definizione da parte di ENTSO-E di un Piano decennale di Sviluppo della rete europea *non vincolante*. Il piano, elaborato con cadenza biennale, è finalizzato ad una programmazione degli investimenti ed al monitoraggio degli sviluppi delle capacità delle reti di trasmissione in modo da identificare tempestivamente possibili lacune, in particolare per quanto riguarda le capacità transfrontaliere.

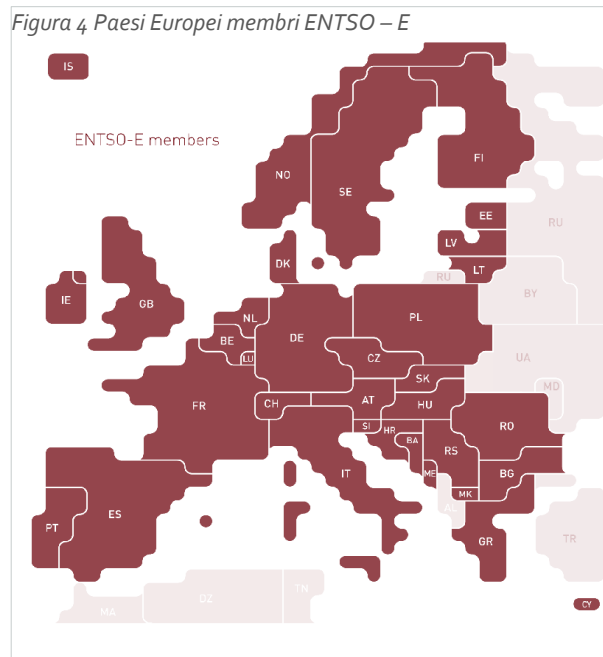
Il Piano di Sviluppo decennale della rete elettrica Europea (Ten-Years Network Development Plan - TYNDP) di ENTSO-E è, pertanto, il riferimento metodologico più completo ed aggiornato a livello europeo riguardante l'evoluzione della rete di trasmissione elettrica e definisce gli investimenti che

rispetto agli orientamenti in materia di reti energetiche trans-Europee.

¹⁰ L'ENTSO-E ha anche il compito di elaborare Codici di Rete e supportare la definizione delle regole di mercato, con particolare riferimento a:

- sicurezza e affidabilità della rete, compresi gli aspetti relativi alla capacità di trasmissione e alla riserva operativa;
- efficace sviluppo della rete elettrica europea;
- la promozione di iniziative di ricerca e sviluppo per favorire l'innovazione tecnologica e l'accettabilità pubblica delle infrastrutture di trasmissione;

Figura 4 Paesi Europei membri ENTSO – E



maggiormente contribuiscono a realizzare gli obiettivi della politica energetica europea. Per tale motivo il TYNDP è assunto a riferimento per la selezione di progetti di interesse comune (Project of Common Interest, PCI), come definito dal Regolamento (UE) n. 347/2013.

1.2.2.1. Il processo di elaborazione del TYNDP 2018

Al processo di elaborazione del TYNDP, contribuiscono, oltre ai TSO, anche l'ACER, la Commissione Europea, tutti i principali stakeholder del settore, e alcuni specifici gruppi di lavoro che vedono la partecipazione di tutti i diversi attori del sistema elettrico. L'obiettivo alla base del documento è quello di valutare l'evoluzione del mercato energetico europeo tramite modelli predittivi in continuo progresso. Grazie ai modelli e alle analisi poste in essere, è infatti possibile valutare gli investimenti futuri necessari al sistema elettrico e gli impatti degli investimenti già effettuati.

- interoperabilità delle reti e norme di bilanciamento;
- procedure operative in caso di emergenza;
- assegnazione della capacità di trasporto e gestione delle congestioni;
- armonizzazione delle strutture tariffarie di trasmissione e Inter-TSO Compensation;
- efficienza energetica delle reti;
- consultazione delle parti interessate e confronto delle diverse posizioni relative alle questioni di politica energetica.

La Figura 5 rappresenta gli step principali per l'elaborazione del TYNDP:

Definizione degli scenari

Nella definizione degli scenari elettrici di riferimento per il TYNDP 2018, ENTSO – E ha sfruttato la profonda conoscenza ed esperienza dei vari TSO per le previsioni di breve, relative al 2020 e al 2025.

Considerando che l'incertezza aumenta all'aumentare degli orizzonti temporali, gli scenari 2030 e 2040 sono stati elaborati prendendo in considerazione i target europei al 2050 ed i relativi framework predittivi (si rimanda al capitolo tre per opportuna integrazione):

- ST – Sustainable Transition;
- DG – Distributed Generation (DG);
- GCA – Global Climate Action (nel 2030 sostituito dallo scenario EUCO¹¹).

I primi due scenari sono stati presi a riferimento per il Piano di Sviluppo 2019 come approfondito nel successivo capitolo 3.

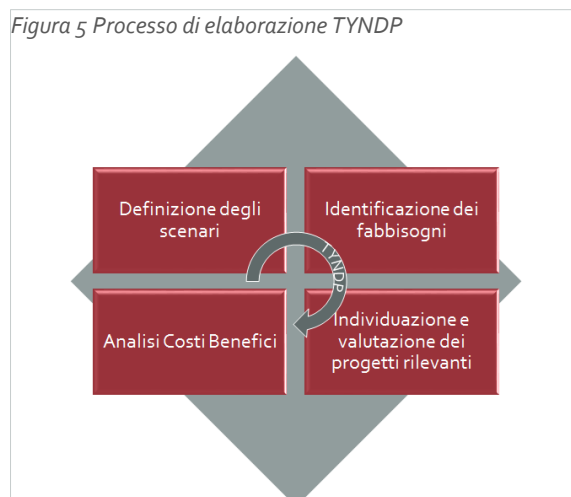
Per ciò che riguarda le previsioni di prezzo delle commodity, il TYNDP ha preso in considerazione principalmente gli scenari del IEA World Energy Outlook.

Identificazione dei fabbisogni

La seconda fase di elaborazione del TYNDP identifica i fabbisogni dei diversi sistemi europei e di conseguenza i progetti da intraprendere per soddisfarli. In Figura 6 viene sintetizzato il processo in breve.

Per la definizione dei fabbisogni, in questa seconda fase sono stati utilizzati i seguenti indicatori:

Figura 5 Processo di elaborazione TYNDP

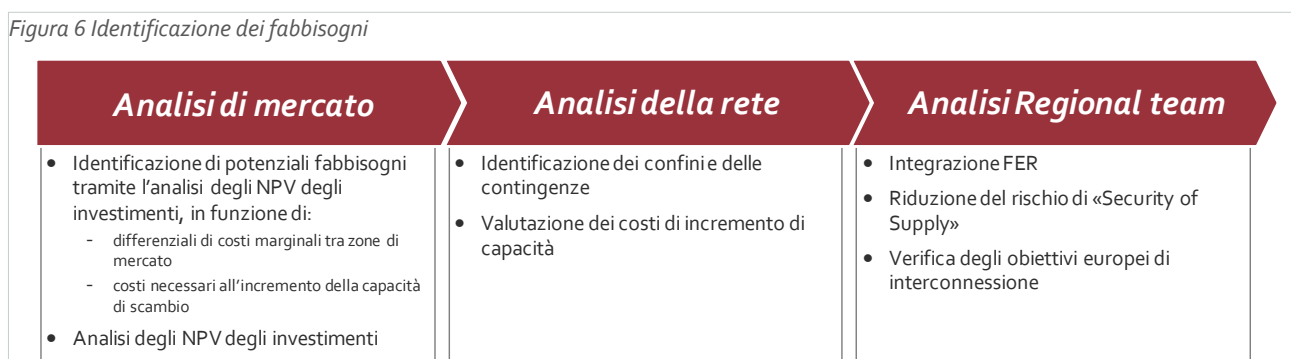


- *Security of Supply*: valutato tramite la capacità di riserva per la regolazione
- *Renewable Integration*: valutazione effettuata secondo il RES Dumped Energy¹² e lo scenario di riferimento
- *Social Economic Welfare*: valutato in base all'Analisi Costi Benefici e lo scenario di riferimento

L'analisi ha evidenziato un significativo fabbisogno di interventi per ognuno dei paesi Europei, con la gran parte dei progetti ipotizzati confermati necessari in più di uno scenario previsionale.

In tema di incremento di interconnessione, il Consiglio Europeo nel 2014 ha invitato tutti gli Stati Membri a realizzare entro il 2020 infrastrutture di interconnessione con una capacità pari ad almeno il 10% della loro capacità di produzione di energia elettrica. Ciò significa che ogni Stato Membro dovrà disporre di infrastrutture che consentano di trasferire ai Paesi vicini almeno il 10% dell'energia elettrica prodotta dalle proprie centrali. La strategia europea

Figura 6 Identificazione dei fabbisogni



¹¹ Scenario elaborato dal consorzio guidato da E3Mlab e ospitato alla National Technical University of Athens (NTUA), con la collaborazione dell'International Institute for Applied System Analysis (IIASA) che illustra raggiungimento dei target climatici ed

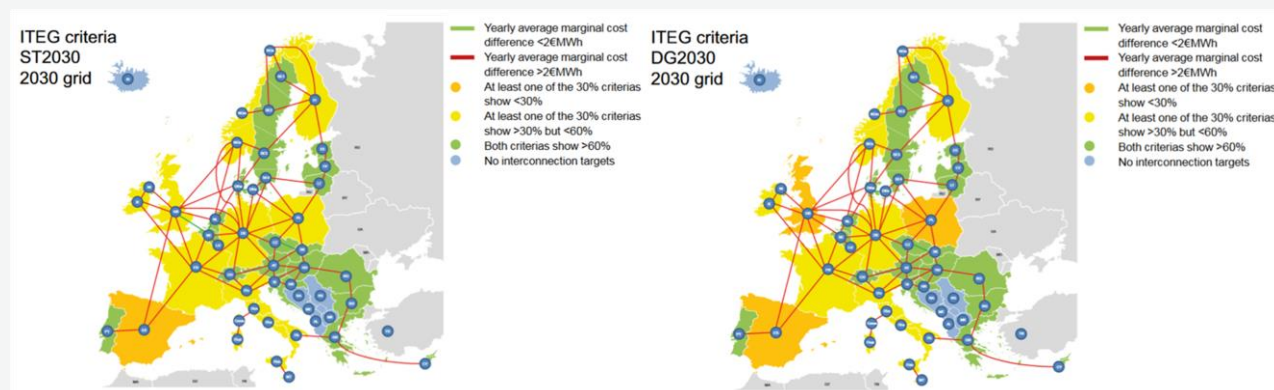
energetici imposti per il 2030 dall'European Council nel 2014 e prevede un efficientamento energetico pari al 30%.

¹² Indicatore che valuta il taglio di generazione delle fonti rinnovabili

“Verso un’Europa sostenibile ed integrata”

Rapporto del Gruppo di Esperti della Commissione sugli obiettivi di interconnessione elettrica

Il rapporto contiene le raccomandazioni per le prossime iniziative legislative dell’UE in relazione ai target di interconnessione elettrica al 2030. Come noto gli obiettivi di interconnessione elettrica (10% al 2020 e 15% al 2030) sono target politici definiti dal Consiglio Europeo del 2014 e misurati in relazione alla capacità di produzione di energia elettrica installata per tutti gli Stati Membri. Il TYNDP 2018 applica la metodologia definita dal gruppo esperti della commissione anche rispetto agli scenari Sustainable Transition and Distributed Generation.



Fonte: TYNDP 2018

inoltre prevede il raggiungimento di un target di interconnessione pari al 15% entro il 2030.

In particolare, nel TYNDP 2018 sono stati valutati gli interventi di interconnessione in relazione al target di cui sopra (vedi box pagina seguente).

Analisi Costi Benefici

Secondo il Regolamento (UE) 347/2013, ENTSO – E ha il ruolo di definire l’Analisi dei Costi e Benefici (ACB) dell’Unione Europea, da utilizzare durante l’elaborazione del TYNDP. L’obiettivo è quello di garantire un framework comune da utilizzare per l’ACB dei Progetti di Interesse Comune (PCI).

Di seguito le principali categorie di variabili utilizzate per valutare l’impatto di ciascun progetto:

- B1. *Socio-economic welfare*: incremento del beneficio correlato al funzionamento del mercato dell’energia
- B2. Variazioni (riduzione) delle esternalità negative associate all’aumento di emissioni di CO₂
- B3. FER: maggiore integrazione di produzione da fonti di energia rinnovabili FER
- B4. Beneficio economico per la società: benefici economici tangibili per la società complementari rispetto ai benefici B2 e B3 generati dalla riduzione di CO₂ e dalla integrazione FER

- B5. Variazione delle perdite di rete
- B6. *Security of Supply*: beneficio associato al contributo in termini di adeguatezza
- B7. *Security of Supply* – Flessibilità del sistema: beneficio associato all’incremento della capacità del sistema di gestire rapide e significative variazioni nel fabbisogno netto di energia
- B8. *Security of Supply* – Stabilità del sistema: beneficio associato all’incremento capacità del sistema di riportarsi in condizioni di equilibrio a fronte di una perturbazione impressa a partire da una condizione iniziale.

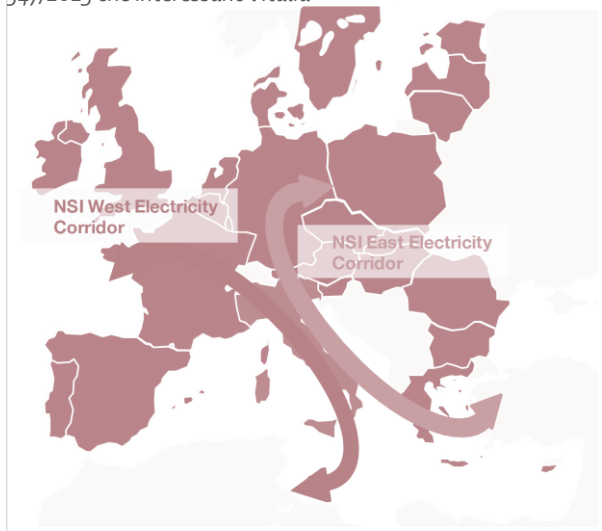
1.2.3. Il Regolamento (UE) n. 347/2013 ed i Progetti di Interesse Comune (PCI)

Gli orientamenti Europei stabiliti nel 2006 per le reti trans-europee nel settore dell’energia, le cosiddette *Trans-European Energy Networks (TEN-E)*, indirizzati principalmente a sostenere l’effettiva implementazione del mercato interno dell’energia a livello europeo (IEM), incoraggiando al contempo lo sviluppo e l’efficientamento di produzione, trasmissione, distribuzione e l’uso razionale delle risorse energetiche, hanno evidenziato la necessità di intensificare gli sforzi dell’Unione Europea per far fronte alle sfide future in questo ambito.

In tal senso, superando il precedente programma TEN-E, la Commissione Europea ha adottato il Regolamento n. 347/2013 che stabilisce le norme per lo sviluppo e l'interoperabilità delle reti energetiche trans-Europee. Il Regolamento mira a contribuire alla crescita intelligente e sostenibile del sistema energetico infrastrutturale europeo, nonché ad apportare benefici in termini di competitività, coesione economica, sociale e territoriale all'insieme dell'Unione Europea.

Tali obiettivi sono perseguibili anche attraverso l'ammodernamento e lo sviluppo delle infrastrutture energetiche europee, nonché l'interconnessione delle reti attraverso le frontiere, rendendo operativa la solidarietà tra gli Stati Membri e garantendo anche rotte di approvvigionamento energetico più competitivo ed efficiente (Figura 7).

Figura 7 Corridoi energetici prioritari definiti dal Regolamento 347/2013 che interessano l'Italia



Le strategie europee per lo sviluppo delle infrastrutture energetiche sono atte principalmente a:

- individuare i corridoi infrastrutturali strategici che hanno priorità di attuarsi attraverso la realizzazione dei PCI;
- disporre le regole e i criteri per individuare i progetti di interesse comune;
- intervenire sui procedimenti autorizzativi per favorire la realizzazione dei progetti di interesse comune;
- definire i criteri per la ripartizione dei costi degli investimenti con impatti transfrontalieri;

- predisporre misure e incentivi a copertura dei rischi per i progetti di interesse comune;
- determinare l'ammissibilità dei progetti di interesse comune all'assistenza finanziaria dell'Unione, attraverso contributi per studi e lavori, anche utilizzando gli strumenti finanziari previsti dal nuovo programma "per collegare l'Europa" (Connecting Europe Facility - CEF²³).

Il Regolamento Europeo n.347/2013 definisce Progetto di Interesse Comune (*Project of Common Interest*, PCI) un progetto infrastrutturale necessario per l'attuazione dei corridoi e delle aree prioritari delle infrastrutture energetiche e che figura in un apposito Elenco pubblicato dall'Unione (PCI Union List). L'elenco dell'UE viene adottato ogni due anni dalla Commissione Europea secondo le modalità e i criteri previsti dall'Art. 4 del suddetto Regolamento.

Il 23 novembre 2017 la Commissione Europea ha adottato il Terzo Elenco dei Progetti di Interesse Comune dell'Unione Europea (c.d. Projects of Common Interest - PCI) con proprio Regolamento delegato che modifica del Regolamento UE n. 347/2013. Nel settore delle infrastrutture elettriche, la Commissione ha individuato 56 cluster di progetti per un totale di 106 investimenti di sviluppo, tra cui i 6 progetti infrastrutturali presentati da Terna, di intesa con il Ministero dello Sviluppo Economico e Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, nell'ambito delle attività avviate a maggio 2016 nei Gruppi Regionali per il Corridoio Elettrico Nord Sud nell'Europa Occidentale (NSI WEST Electricity) e per il Corridoio Elettrico Nord Sud nell'Europa Centro Orientale e sud Orientale (NSI East Electricity) coordinati dalla Commissione Europea con il coinvolgimento dei TSOs dell'UE, di ENTSO-E e di ACER.

I dettagli di tali progetti di sviluppo di Terna inclusi nella lista PCI della Commissione Europea (Figura 8), possono essere ulteriormente consultati nelle apposite pagine web disponibili nel sito istituzionale di Terna e sul sito istituzionale della Commissione Europea nonché nel capitolo del presente documento dedicato ai progetti di interconnessione.

Tra il 15 ottobre 2018 ed il 15 novembre 2018, la Commissione Europea ha consultato la lista dei progetti per il settore delle infrastrutture elettriche per

²³ Il programma "Connecting Europe Facility" (CEF) è oggetto del Regolamento (UE) n. 1301/2013 in vigore dal 1 gennaio 2014 e stanziato

un budget di 5,85 Mld€ per supportare lo sviluppo delle infrastrutture energetiche trans-Europee fino al 2020.

Figura 8 Terzo elenco dei progetti di interesse Comunitario (PCI) che interessano l'Italia

Corridoio	Confine	Presentato da	Intervento
NSI West Electricity	Italia – Francia	Terna	2.4 - Interconnection between Codrongianos (IT), Lucciana (Corsica, FR) and Suvereto (IT) [currently known as "SACO1 3"]
NSI West Electricity	Italia – Francia	Terna	2.5.1 - Interconnection between Grande Ile (FR) and Piosasco (IT) [currently known as "Savoie-Piemont"]
NSI West Electricity	Italia – Svizzera	Terna	2.15.1 - Interconnection between Airolo (CH) and Baggio (IT)
NSI East Electricity	Italia – Slovenia	Terna	3.21 - Interconnection between Salgareda (IT) and Divača — Bericevo region (SI).
NSI East Electricity	Italia – Montenegro	Terna	3.22.5 - Interconnection between Villanova (IT) and Lastva (ME).
NSI East Electricity	Italia – Tunisia	Terna	3.27 - Interconnection between Sicily (IT) and Tunisia node (TU) [currently known as "ELMED"]
NSI East Electricity	Italia – Austria	Alpe Adria Energia	3.4 Interconnection between Wurlach (AT) and Somplago (IT)
NSI West Electricity	Italia – Svizzera	World energy	2.14 Interconnection between Thisis/Sils (CH) and Verderio Inferiore (IT "Greenconnector")
Smart grids deployment	Italia – Austria	Enel Distribuzione	10.5 ALPGRID (Austria, Italy) – "An innovative integration of synergetic, mature, technology-based solutions in order to simultaneously increase the operational efficiency of the Italian and Austrian regional electricity systems"

la candidatura al Quarto Elenco dei Progetti di Interesse Comune dell'Unione Europea.

Al fine di essere conformi al Regolamento Europeo n.347/2013 tali progetti devono essere inclusi all'interno del TYNDP, elaborato dal ENTSO-E.

I progetti candidati per l'Italia, compresi quelli proposti da Terna, sono elencati in Figura 9. L'Elenco definitivo della lista di progetti di interesse comunitario sarà vagliato dalla Commissione Europea entro la fine del 2019 e pubblicato sulla Gazzetta ufficiale entro i primi mesi del 2020.

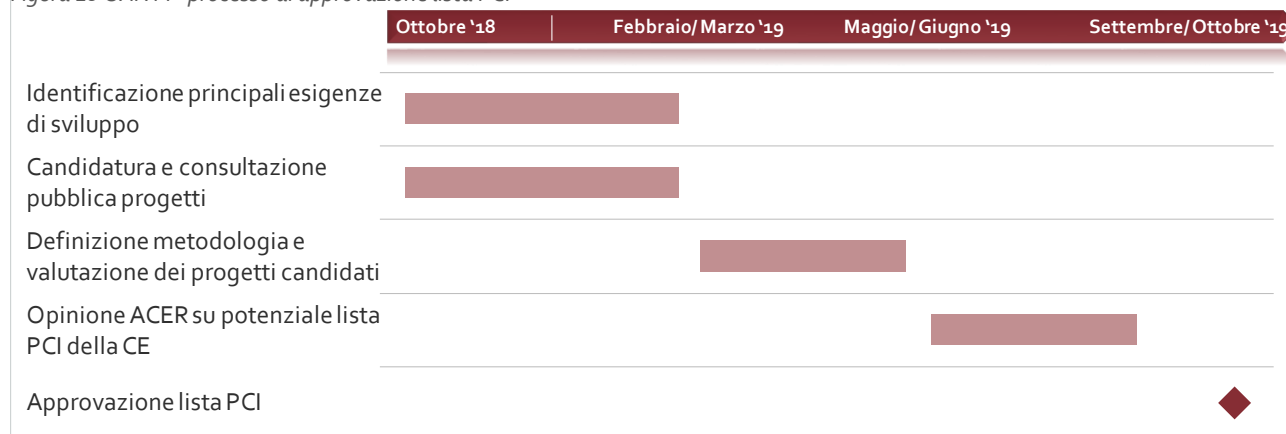
Con particolare riferimento al progetto n. 2.15.1 si rappresenta che lo stesso è oggi in fase di valutazione per tener conto delle osservazioni pervenute in fase autorizzativa.

Figura 9 Progetti candidati al Quarto elenco PCI

Codice Intervento	Progetto	Stati interessati
28	Italy – Montenegro	ME – IT
29	Italy – Tunisia	TN – IT
31	Italy – Switzerland	IT – CH
150	Italy – Slovenia	SI – IT
174	Greenconnector	IT – CH
210	Wurlach (AT) - Somplago (IT) interconnection	IT – AT
299	SACO13	ITsar – Itcn
323	Dekani (SI) - Zauale (IT) interconnection	SI – IT
324	Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI) interconnection	SI – IT

Si riporta in Figura 10 il processo che porterà alla definizione della quarta lista PCI.

Figura 10 GANTT- processo di approvazione lista PCI



1.2.4. La cooperazione fra Gestori di Rete del Mediterraneo (Med-TSO)

Med-TSO, l'Associazione dei gestori delle reti elettriche di trasmissione del Mediterraneo, è stata costituita nell'aprile 2012 con lo scopo di realizzare una piattaforma di cooperazione multilaterale tra i TSO per promuovere l'integrazione dei sistemi elettrici nel Mediterraneo.

Med-TSO è composta da 19 associati, in rappresentanza di altrettanti Paesi del Mediterraneo (Figura 11) la cui struttura organizzativa è in capo ad un'Assemblea Generale, coadiuvata da un comitato direttivo, mentre l'operatività ed il coordinamento delle attività sono svolte da un Segretariato, con sede a Roma, di cui Terna esprime il Segretario Generale.

Dal 2013 Med-TSO, su incarico della Commissione Europea, ha elaborato il primo *Piano di Sviluppo* delle interconnessioni a livello mediterraneo, comprendente nuovi collegamenti elettrici ad altissima tensione tra il Nord Africa ed il Sud Europa con i relativi rinforzi interni di rete necessari alla piena utilizzazione della capacità di interconnessione. Il suddetto Piano, pubblicato in data 6 Luglio 2018, ha rappresentato il primo passo verso una pianificazione coordinata degli sviluppi di rete a livello regionale, mediante la condivisione delle metodologie di pianificazione mediante strumenti di analisi di rete e di mercato. Tale esercizio rappresenta un passo fondamentale nel processo di integrazione dei sistemi elettrici dell'area Mediterranea. Il piano ha identificato e valutato 14 nuove interconnessioni, per ognuna delle quali sono stati condotti approfondimenti tecnico economici al fine di determinare la profittabilità su un set di scenari evolutivi presi a riferimento comune.

1.2.5. Il Mid-term Adequacy Forecast 2018

Il Mid Term Adequacy Forecast (MAF) è il documento predisposto annualmente dall'ENTSO-E ai sensi dell'articolo 8, comma 4 del Regolamento EC no. 714/2009 che analizza i potenziali rischi di adeguatezza per il sistema elettrico europeo con orizzonte di medio termine. Il MAF ha lo scopo di fornire agli Stakeholders un supporto sulle decisioni strategiche di settore, che tengano conto anche dell'adeguatezza, attraverso analisi ed interpretazione delle migliori previsioni in termini di potenziale rischio e di trend di evoluzione del rischio nei vari Paesi.

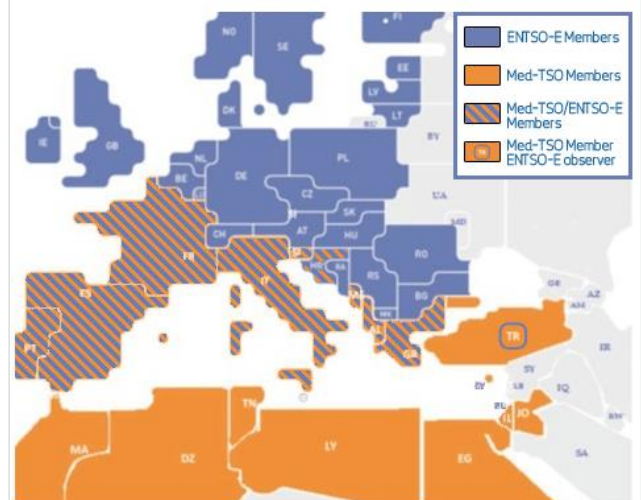
L'Europa si sta proiettando verso scenari caratterizzati da una sempre crescente produzione da FER intermittente e da una riduzione del parco

termoelettrico convenzionale; questo fenomeno determina situazioni di scarsità di generazione programmabili con il conseguente rischio di sbilanciamento tra domanda e risorse disponibili.

Gli indicatori utilizzati per quantificare il rischio di adeguatezza sono principalmente due:

- Loss of Load Expectations (LOLE), che rappresenta il numero di ore all'anno in cui la domanda è superiore alle risorse disponibili (generazione + importazione);
- Expected Energy Not Served (EENS o ENS), che rappresenta l'eccedenza della domanda rispetto alle risorse disponibili, misurata in energia.

Figura 11 Paesi membri Med-TSO: Albania, Algeria, Cipro, Croazia, Egitto, Francia, Giordania, Grecia, Israele, Italia, Libia, Marocco, Montenegro, Palestina, Portogallo, Slovenia, Spagna, Tunisia, Turchia



Il MAF edizione 2018 presenta significativi elementi di novità:

- utilizzo di 5 distinti tool per le simulazioni: Antares, BID3, PLEXOS, POWERSYM e Grare (di proprietà Terna);
- estensione del perimetro analizzato a 57 aree di mercato avendo incluso anche Tunisia, Creta e Corsica;
- sensitivity del phase out del carbone nell'anno 2025.

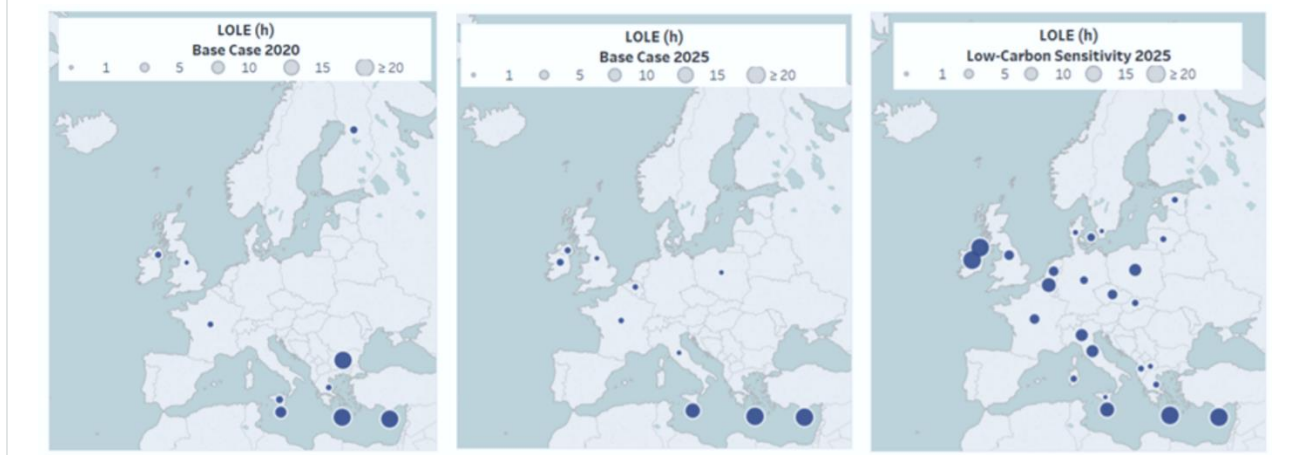
Le analisi effettuate nel MAF 2018, presentano valori di adeguatezza per l'area continentale superiori rispetto al report 2017 per effetto di una maggiore disponibilità di capacità di generazione (+15GW al 2020 / +14GW al 2025) riconducibile anche al nuovo piano di decommissioning degli impianti nucleari in Francia ritardato di circa 5 anni. Tale variazione determina un impatto positivo anche sui valori di adeguatezza della parte continentale del sistema Italiano che risulta però significativamente dipendente dai flussi in import e quindi esposto alle decisioni di altri paesi, ad esempio in merito al decommissioning degli impianti nucleari.

Guardando in dettaglio all'Italia, negli scenari base, che prevedono ancora una significativa presenza di impianti a carbone (5,8GW), le analisi al 2020 evidenziano un rischio di inadeguatezza per la Sicilia, dove il vetusto parco termoelettrico è caratterizzato da frequenti fuori servizio. In caso di situazioni severe (corrispondenti al 95% percentile: con possibilità di accadimento una volta ogni 20 anni), caratterizzate da condizioni meteo particolarmente severe o accadimento di fuori servizio accidentali di più impianti di generazione nel Centro Nord o nei paesi confinanti, si potrebbe determinare una situazione di rischio anche nel resto della penisola. Le analisi al 2025

mostrano un potenziale rischio al Nord, Centro Nord e Sardegna.

Le sensitivity condotte (Figura 12) in scenari di parziale o totale phase out del carbone mostrano elevati valori di LOLE al Nord e Centro Nord con una situazione estremamente critica in Sardegna dove il valore di LOLE può raggiungere valori fino a 115 h/y.

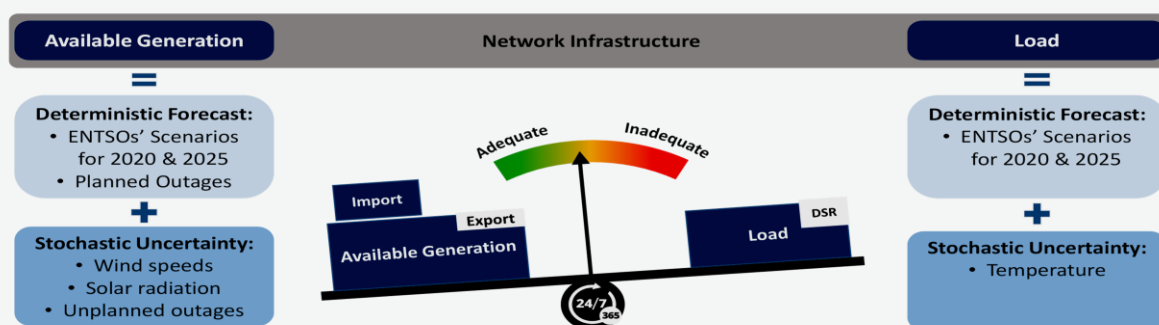
Figura 12 Analisi di adeguatezza caso base 2020, 2025 e sensitivity phase-out parziale del carbone



Introduzione ai principi di adeguatezza

L'Italia ha visto una rapida riduzione della flotta convenzionale e la complessità del sistema è intrinsecamente cresciuta, per fenomeni quali l'aumento dell'interconnessione del sistema europeo e la forte crescita delle rinnovabili. Il presentarsi di situazioni di scarsità delle risorse di generazione è intrinseco di un sistema che punta a massimizzare lo sfruttamento di fonti rinnovabili intermittenti.

In questo contesto cresce l'importanza di strumenti e metodologie per quantificare la probabilità e, nel limite del possibile, migliorare la prevedibilità di questi fenomeni al fine di gestirli al meglio. Tali studi, che misurano la probabilità del verificarsi di situazioni di sbilanciamento tra domanda e risorse disponibili, prendono il nome di studi di adeguatezza e valutano le risorse disponibili per garantire il bilanciamento (domanda, generazione, interconnessioni, sistemi di accumulo).



In ambito ENTSO-E vengono svolti diversi studi di adeguatezza e nel corso degli ultimi anni il report che ha visto i maggiori sviluppi metodologici è stato il MAF Mid-term Adequacy Report.

L'attuale metodologia di tipo probabilistico, al cui sviluppo TERNA ha notevolmente contribuito, elabora simulazione del mercato elettrico basandosi su input essenziali (tassi storici di accidentalità, dati climatici, ...).

1.3. INTEROPERABILITÀ E SVILUPPO COORDINATO DELLE RETI

Al fine di garantire l'interoperabilità e lo sviluppo coordinato delle reti nazionali interconnesse, come previsto dal Codice di rete¹⁴, i gestori delle reti interoperatori con la RTN, tra i quali in particolare i distributori, sono tenuti a comunicare, nelle modalità di cui al Codice di Rete, a Terna:

- le previsioni di medio periodo sull'andamento e sulla distribuzione della domanda sulle proprie reti, con indicazione della potenza attiva/reattiva assorbita dalle utenze e della richiesta sulle Cabine Primarie esistenti e future, nelle situazioni tipiche di carico (diurno/notturno invernale ed estivo);
- la stima della produzione sulle proprie reti con indicazione del valore di potenza attiva di generazione immessa a livello di singola Cabina

¹⁴ Documento che disciplina le procedure relative alle attività di connessione, gestione, pianificazione, sviluppo e manutenzione

Primaria (CP) lato MT, nelle citate situazioni tipiche;

- tutte le modifiche pianificate inerenti i propri impianti affinché Terna possa tenerne conto nelle analisi di rete propedeutiche all'individuazione delle attività di sviluppo della RTN.

D'altra parte, Terna attraverso la pubblicazione del Piano, fornisce le informazioni relative allo sviluppo della RTN, tenendo conto delle esigenze che possono manifestarsi anche a seguito di specifiche richieste dei distributori finalizzate alla connessione (o modifica del collegamento) di impianti di distribuzione alla RTN, ovvero alla realizzazione di interventi per il miglioramento della sicurezza e qualità del servizio sulle reti di distribuzione.

Tali disposizioni normative rispondono all'esigenza di assicurare la massima efficacia agli investimenti del

della rete di trasmissione nazionale, nonché di dispacciamento e misura dell'energia elettrica.

settore e al contempo garantire anche in futuro l'interoperabilità tra le reti stesse.

In questo quadro, è necessario pertanto che i Piani di sviluppo dei gestori delle reti interconnesse con la rete di trasmissione nazionale siano coordinati con il Piano della RTN.

In proposito l'Art. 18, comma 3 del Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011, prevede che le imprese distributrici di energia elettrica debbano rendere pubblico, con periodicità annuale, il piano di sviluppo della propria rete, predisposto in coordinamento con Terna ed in coerenza con il Piano di Sviluppo della RTN. Il suddetto articolo stabilisce inoltre che il piano di sviluppo della rete di distribuzione indichi i principali interventi e la previsione dei relativi tempi di realizzazione, anche al fine di favorire lo sviluppo coordinato della rete e degli impianti di produzione.

Con deliberazione 280/12, l'ARERA ha avviato un procedimento finalizzato all'attuazione delle disposizioni del citato articolo del decreto legislativo n. 28 prevedendo, tra le altre cose, l'analisi delle modalità di coordinamento con Terna dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione.

Inoltre, con Delibera 646/2015/R/eel "Testo Integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica" (TIQE) di ARERA, che a seguito dell'aggiornamento avvenuto con la Delibera 31/2018/R/eel, prevede:

- all'Art. 77.1 che "Le imprese distributrici predispongono un Piano, con orizzonte almeno triennale, finalizzato all'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica (Piano Resilienza)";
- all'Art. 78.3 che "Il Piano Resilienza deve essere costituito da un'apposita sezione dedicata del Piano Sviluppo della rete di distribuzione";
- all'Art. 78.5 che "Le principali imprese distributrici pubblicano sul proprio sito internet la sezione del Piano dedicata alla resilienza, corredata dai relativi elenchi, entro il 30 giugno di ciascun anno (con avanzamento al 31 dicembre dell'anno precedente l'orizzonte del piano)".

Per dare attuazione alle suddette disposizioni, Terna ha proseguito anche nel 2018 il confronto con i principali gestori di riferimento delle reti di distribuzione interconnesse con la RTN con l'obiettivo di identificare i criteri e le modalità operative da adottare al fine di:

- adempiere al compito dei gestori di rete di sviluppare la rete, perseguendo l'obiettivo della sicurezza, dell'affidabilità, dell'efficienza, della continuità degli approvvigionamenti di energia; obiettivo, quest'ultimo, perseguito anche attraverso un'adeguata azione di pianificazione degli interventi di sviluppo della rete, volta all'ottenimento di un appropriato livello di qualità del servizio;
- verificare tempestivamente l'efficacia ed efficienza delle rispettive azioni da intraprendere al fine di addivenire ad opportune soluzioni tecnico-progettuali, da far confluire nei rispettivi piani di sviluppo nel rispetto dei reciproci obblighi dettati dalla Concessione.

Nel corso del 2018 si sono svolti specifici incontri con i distributori, tra cui:

- e – distribuzione
- Areti
- Unareti
- Deval
- Edyna
- SET

si sono inoltre svolti confronti con: Ireti, Megareti, ASM Terni, Inrete, AcegasApsAmga, Sar.

1.4. SVILUPPO COORDINATO DELLE RETI INFRASTRUTTURALI

Le reti infrastrutturali rappresentano una architettura decisiva per lo sviluppo sostenibile dell'Italia e dell'Europa, che vede nei tre pilastri trasporto, energia e telecomunicazioni gli elementi di indubbia capacità aggregativa, di sinergie industriali e di equilibrio nello sviluppo. Già il Trattato di Maastricht del 1992, proponendo la creazione di un mercato interno Europeo con lo sviluppo della coesione economica e sociale, identificava tre classi di infrastrutture accomunate dall'essere basate su un sistema a rete:

- Reti di trasporto trans-europee (TEN-T);
- Reti energetiche trans-europee (TEN-E);
- Reti di telecomunicazioni trans-europee (eTEN).

La Commissione Europea ha adottato il 7 giugno 2018 il Regolamento che contiene la proposta del nuovo "Meccanismo per Collegare l'Europa" (c.d. Connecting Europe Facility, CEF) per il periodo 2021 – 2027.

Il Regolamento, in linea con il precedente programma 2014 - 2020, si propone di supportare finanziariamente i progetti infrastrutturali transeuropei da realizzare nel

settore dei trasporti, dell'energia e in quello digitale, prediligendo quei progetti caratterizzati da possibili sinergie tra i tre settori, così da garantire una maggiore efficienza e ottimizzazione dei costi.

La possibilità di programmare in maniera coordinata lo sviluppo di reti intersettoriali (trasporto, energia e telecomunicazioni) rappresenta sicuramente una delle più grandi sfide, ma allo stesso tempo un'opportunità.

Un esempio concreto è rappresentato dal progetto, oggi in corso di realizzazione, di collegamento in corrente continua interconnessione "Piemonte-Savoia", per il quale si riporta un approfondimento nel box che segue.

Nella stessa direzione si colloca il Protocollo sottoscritto in data 18 Giugno 2018 tra Terna, Rete Ferroviaria Italiana (RFI) e Provincia autonoma di Bolzano nell'ambito del progetto *Brenner Basistunnel*.

All'interno di questo contesto, il progetto Brenner Basistunnel – tassello importante nel completamento del Corridoio Scandinavo-Mediterraneo, essendo uno dei 4 corridoi TEN-T che attraversano l'Italia e collegando Helsinki con la Valletta – ha visto una stretta sinergia tra la Provincia Autonoma di Bolzano, RFI e TERNA. Questa intesa si è concretizzata con un accordo siglato il 18 giugno 2018 tra il presidente altoatesino, Arno Kompatscher e gli amministratori delegati di RFI, Maurizio Gentile, e Terna, Luigi Ferraris (Figura 13).

Il protocollo, che ha sancito il nuovo schema di connessione dell'alimentazione dell'Alta Velocità e la

Figura 13 18 giugno 2018 – incontro tra Luigi Ferraris, Maurizio Gentile e Arno Kompatscher



razionalizzazione delle infrastrutture elettriche ad esso associata, coinvolge:

- RFI, per gli interventi funzionali all'alimentazione delle infrastrutture ferroviarie di potenziamento del corridoio del Brennero
- Terna, per gli interventi di sviluppo per connessione
- Provincia Autonoma di Bolzano, per gli interventi territoriali emergenti in fase di concertazione ed autorizzazione

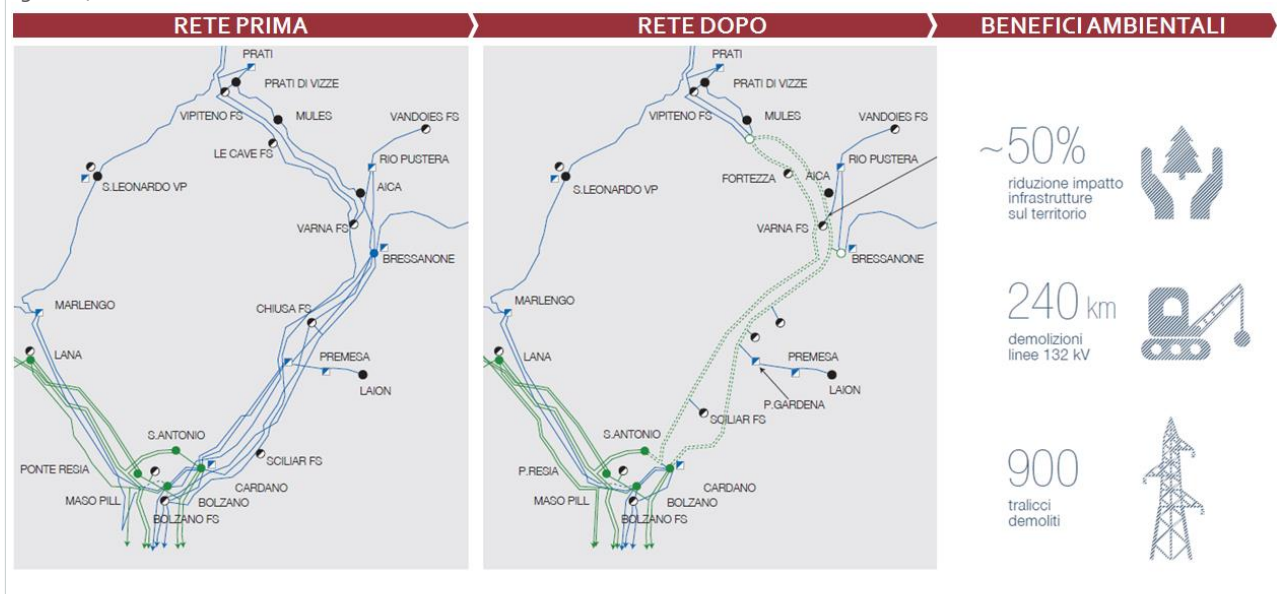
L'architettura individuata per la connessione e l'alimentazione della rete 220kV della trazione ferroviaria AV/AC consente di ridurre l'impatto sul territorio delle infrastrutture di rete e di ammodernare la rete in Trentino Alto Adige (Figura 14).

Sinergie con altre infrastrutture esistenti – il caso dell'interconnessione "Piemonte-Savoia"

L'interconnessione elettrica ad alta tensione tra Piossasco (Italia) e Grand'Île (Francia), denominata "Piemonte-Savoia", prevede complessivamente (tra parte pubblica e parte privata) una capacità di scambio sulla frontiera di 1.200 MW. Si basa sull'utilizzo di soluzioni tecnologiche senza precedenti a livello mondiale ed è stato identificato dalla Commissione Europea tra i Progetti di Interesse Comune (PCI) a livello comunitario. L'interconnessione con la Francia è un'opera innovativa e unica al mondo per le soluzioni ingegneristiche adottate, in grado di coniugare sostenibilità e crescita come elementi chiave del piano di investimenti di Terna per il Paese. Con i suoi 190 chilometri, equamente distribuiti sul territorio italiano e quello francese, sarà il più lungo elettrodotto in corrente continua al mondo in cavo, completamente integrato con il sistema infrastrutturale di trasporto, risultando quindi "invisibile".

Anche questo progetto conferma la sostenibilità come elemento cardine del piano di investimenti di Terna a beneficio degli stakeholder, oltre ad essere coerente con la strategia di crescita volta a coniugare gli investimenti con gli obiettivi di massima sicurezza, minimo impatto ambientale e riduzione dei costi per il sistema. L'operazione rientra altresì nei principali filoni di finanziamento della Banca Europea degli Investimenti (BEI) nei campi energetici e ambientale.

Figura 14 Protocollo Provincia Autonoma di Bolzano – Terna – RFI



L'accordo sancisce la volontà dei tre soggetti di procedere congiuntamente alla implementazione dei progetti e delle opere di alimentazione dalla RTN delle infrastrutture ferroviarie di Alta Capacità (connessione con razionalizzazione) lungo il corridoio tra Bolzano e Brennero, che:

- soddisfino le necessità della infrastruttura ferroviaria in modo sicuro ed efficiente
- garantiscano le potenzialità per lo scambio energetico internazionale nell'ambito dell'unione energetica europea
- soddisfino la sicurezza di approvvigionamento per i residenti e per l'economia locale
- rendano possibile l'immissione in rete dell'energia prodotta da fonti rinnovabili in loco e allo stesso tempo rispetti le esigenze del territorio.

Nello stesso tempo sono state poste come prioritarie le esigenze della popolazione locale e dell'ambiente.

Con questo accordo si avvia un progetto che renderà più moderna e sicura la rete di trasmissione nazionale in Alto Adige e apporterà significativi benefici per il territorio, sottolineando che anche in questo caso il confronto e la collaborazione tra aziende e istituzioni hanno dato vita a un importante progetto, in grado di creare valore per il territorio altoatesino e, in generale, per il Paese (Figura 15).

Più in generale, l'integrazione di linee elettriche di trasmissione in infrastrutture di trasporto ferroviario rappresenta già oggi un'opportunità per sfruttare le molteplici sinergie. Tale opportunità trova una concreta applicazione allorché le linee elettriche

storicamente dedicate alla sola alimentazione della trazione elettrica sono state trasferite nel perimetro della Rete di Trasmissione Nazionale a partire dal dicembre 2015.

I principali benefici derivanti da questa sinergia si possono individuare:

- nello sviluppo integrato della rete di trasmissione più efficiente e con un minor impatto sul territorio delle infrastrutture;
- nel miglioramento dell'espletamento dell'obbligo di connessione;
- in un incremento della qualità e della sicurezza del servizio elettrico.

In tale prospettiva, alcuni degli interventi dei Piani di Sviluppo precedenti sono stati rivalutati, come rappresentato in Figura 16. Per questi motivi, ciascun intervento è stato esplicitato con un nuovo obiettivo, denominato integrazione RFI, al fine di mappare in maniera efficace le azioni volte a raggiungere la piena integrazione della rete ex-RFI.

In Figura 17 si riporta un esempio concreto nel quale, confrontando le due soluzioni elettriche (soluzione 1 e soluzione 2), si evidenzia come la soluzione tecnica di un'esigenza elettrica viene soddisfatta attraverso l'utilizzo di asset ex-RFI (oggi Rete S.r.l.), indicando i benefici economici e ambientali ottenuti.

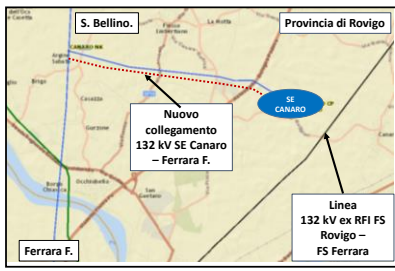

Figura 15 Esempio di intervento posto in essere



Figura 16 Sviluppi rete sinergici con la rete ex-RFI

Codice Intervento	Intervento	Descrizione
10 – P	Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova	Sarà valutata l'opportunità di ottimizzare, attraverso la sinergia con la rete ex-RFI (ora di proprietà Tema), l'impatto dell'infrastruttura elettrica nell'area di Genova.
15 – P	Elettrodotto 132 kV "Imperia – S. Remo"	Per migliorare la sicurezza e l'affidabilità del servizio della rete 132 kV che alimenta la parte Ovest della costa ligure, è previsto il rinforzo dell'esistente direttrice 132 kV tra gli impianti di Imperia e di S. Remo.
302 – P	Elettrodotto 400 kV Colunga – Calenzano	Alla sezione 132 kV della nuova stazione saranno inoltre raccordate in entra – esce la linea RTN 132 kV "Vaiano – Barberino" e la linea RTN 132 kV di proprietà ex-RFI "Calenzano – Suviana – der.Vaiano FS".
320-P	Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia	Con l'obiettivo di garantire il rispetto delle condizioni di sicurezza ed affidabilità di esercizio della rete a 132 kV che alimenta l'area di carico di Reggio Emilia, sarà connesso l'impianto di Reggio Nord in entra-esce all'elettrodotto 132 kV (ex-RFI) Villa Cadè FS – Rubiera FS mediante la realizzazione di due brevi raccordi
319 – P	Anello 132 kV Riccione - Rimini	Saranno superate, razionalizzando la porzione di rete ex-RFI nell'area, alcune criticità di esercizio e ambientali realizzando uno smistamento 132 kV e un riassetto 132 kV funzionale all'alimentazione della SE Riccione FS e delle CP Riccione e Riccione Mare.
311 – P	Elettrodotto 132 kV "Grosseto FS – Orbetello FS"	Al fine di garantire l'esercizio in sicurezza e senza sovraccarichi della direttrice di trasmissione a 132 kV "Grosseto FS-Manciano", saranno ricostruite le linee a 132 kV "Grosseto FS-Grosseto Sud", "Grosseto Sud-Montiano" e "Orbetello FS- Montiano", di proprietà ex-RFI.
314 – P	Rete Avenza/Lucca e raccordi 132 kV di Strettoia	Assieme al nuovo assetto di rete si rende necessario realizzare un nuovo collegamento 132 kV tra la stazione di Avenza e l'impianto Massa ZI contestualmente agli interventi presso l'impianto di Avenza, oltreché interventi di rimozione limitazioni sulla porzione di rete ex-RFI tra Avenza – Massa ZI - Strettoia.
321 – P	Rete area Forlì/Cesena	Sarà realizzata, sfruttando eventualmente gli asset già presenti nell'area, una direttrice 132 kV di adeguata capacità di trasporto fra gli impianti di Forlì VO e Gambettola funzionale a una migliore alimentazione delle CP Capocolle, Cesena Ovest e Cesena Nord.
612 – P	Interventi sulla rete AT nell'area a nord di Catania	Sono previsti gli interventi necessari al superamento degli attuali vincoli presenti sugli elettrodotti a 150 kV compresi tra le reti afferenti alle SE di Sorgente e Misterbianco, valutando anche la possibilità di sfruttare sinergicamente la rete ex-RFI.
245 – P	Stazione 380 kV Larderello	Stazione opportunamente raccordata alla rete 132 kV con l'obiettivo di garantire un migliore esercizio dello smistamento 132 kV Larderello ed una integrazione con gli impianti Rete Srl (ex RFI).
346 – P	Stazione 220 kV Colomo	Interventi di riassetto rete AT funzionali a incrementare la magliatura con la rete ex RFI e garantire un miglior assetto ad isole di esercizio.
251 – P	Stazione 132 kV Vipiteno	L'intervento consentirà il miglior sfruttamento degli asset esistenti e l'integrazione con la Rete Srl (ex RFI).
250 – P	Riassetto rete Caneva	Riassetto rete alta tensione e superamento delle derivazioni rigide presenti nell'aria
249 – P	Stazione 220 kV S.Floriano	Al fine del superamento dei limiti legati al pieno sfruttamento della rete idroelettrica si rende necessario realizzare una nuova trasformazione 220/132 kV presso S. Floriano
245 – P	Direttrice 132 kV Terme di Brennero – Bolzano FS – Mori	Rimozione delle limitazioni sugli asset al fine di garantire una maggiore sicurezza e flessibilità nell'esercizio della rete compresa tra i suddetti impianti
246 – P	Direttrice 132 kV Opicina FS – Redipuglia	Intervento di rimozione delle limitazioni lungo la direttrice Opicina Redipuglia
341 – P	Direttrice 132 kV Pontremoli FS – Borgotaro FS – Berceto FS	Interventi di rimozione delle limitazioni e magliatura della rete
342 – P	Direttrice 132 kV Colunga – Beverara FS – Grizzana FS	Interventi finalizzata all'incremento della magliatura della rete e della resilienza del sistema elettrico
439 – N	Riassetto area Chiusi	Nuovo raccordo a 132 kV della CP Fabro in e-e all'elettrodotto «Orvieto – FS – Città della Pieve FS»
623 – N	Elettrodotto 150 kV CP Lentini – SSE Lentini FS	Nuovo elettrodotto 150 kV tra la CP Lentini e la SSE Lentini FS
624 – N	Elettrodotto 150 kV CP Siracusa Est – SSE Siracusa FS	Nuovo raccordo a 150 kV dell'elettrodotto CP Siracusa Est – CP Siracusa 1 alla SSE Siracusa FS

Figura 17 Proposta di sviluppo sinergico tra rete RTN ed ex-RFI

Intervento	Esigenza elettrica	Soluzione	Benefici addizionali	
Potenziamento rete AT area Rovigo (Codice 225)	Magliatura della Rete SE Canaro: superamento di una connessione in antenna	Soluzione 1 Realizzazione nuova linea per circa 6,5 km		
		Soluzione 2 Realizzazione due raccordi da 0,8 km c.a.		

1.5. I DRIVER DI PIANO

Il Piano di Sviluppo rappresenta il principale strumento di attuazione del processo di trasformazione del sistema energetico per una progressiva integrazione delle fonti rinnovabili.

A settembre 2015 gli Stati membri delle Nazioni Unite, hanno approvato i 17 Sustainable Development Goals (SDGs) che costituiscono il nucleo centrale dell'Agenda 2030, ovvero il piano globale finalizzato a eliminare la

povertà e a promuovere la prosperità economica, lo sviluppo sociale e la protezione dell'ambiente. I principali driver del Piano di Sviluppo sono:

- decarbonizzazione;
- market efficiency;
- sicurezza, qualità e resilienza;
- sostenibilità.

Tali driver trovano negli SGSs una piena corrispondenza, come rappresentato in Figura 18.

Figura 18 i driver del Piano di Sviluppo



1.5.1. Driver di piano: decarbonizzazione

La decarbonizzazione è il principale obiettivo da perseguire. In tal senso, lo sviluppo del vettore elettrico rappresenta uno strumento fondamentale per rendere più efficienti i consumi energetici: usare più elettricità per consumare meno energia.

Il Piano di Sviluppo di Terna favorisce azioni che convergono verso l'obiettivo comune della decarbonizzazione. Nello specifico:

- sviluppare ulteriormente la capacità produttiva da fonti rinnovabili: già conseguiti gli obiettivi al 2020, quelli al 2030 richiedono un ulteriore sforzo per il settore elettrico italiano, che già oggi vede le rinnovabili offrire circa un terzo dell'elettricità prodotta. Tale sforzo si traduce nello stimolare ulteriormente la crescita delle rinnovabili, supportata dallo sviluppo di adeguate infrastrutture di rete che ne favoriscano la progressiva e completa integrazione. Anche nuovi meccanismi regolatori, nel medio e lungo termine, potranno favorire gli investimenti nel settore. Nel concreto, l'ottimale utilizzo di siti particolarmente idonei alla produzione da FER, anche attraverso iniziative di repowering, la progressiva diffusione di produzione rinnovabile distribuita e di piccola taglia, nonché l'abilitazione delle unità di produzione da FER alla partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento, saranno tra le leve fondamentali per proseguire nella direzione di uno sviluppo massivo della produzione da FER;
- promuovere l'efficienza energetica: la via dell'efficienza energetica passa sicuramente per un accorto sviluppo della rete di trasmissione, volto a ridurre le perdite di esercizio. Lo sviluppo delle reti elettriche è inoltre cruciale per favorire la diffusione di cicli industriali a recupero di energia e la penetrazione elettrica nella filiera produttiva e la mobilità elettrica, sia sul fronte del trasporto pubblico che privato. La rete elettrica rappresenta infatti l'infrastruttura abilitante allo sviluppo massivo dei veicoli elettrici. Lo sviluppo della rete elettrica di trasmissione è quindi anche volto a rispondere al previsto incremento della richiesta della domanda elettrica nei centri urbani, a fronte della diffusione di infrastrutture di ricarica sempre più numerose e performanti.

1.5.2. Driver di piano: market efficiency

La concessione e gli obiettivi nazionali ed Europei fissano la necessità di garantire ed incrementare

l'efficienza del sistema elettrico di trasmissione attraverso interventi finalizzati all'integrazione dei mercati, incrementando la capacità di scambio tra le sezioni critiche di rete e con i paesi esteri. In particolare, assicurare un adeguato scambio di energia tra zone e paesi con differenziali di prezzo, garantisce l'utilizzo di capacità efficiente (anche rinnovabile) per la copertura del fabbisogno, riducendo tendenzialmente il costo dell'energia per il consumatore finale.

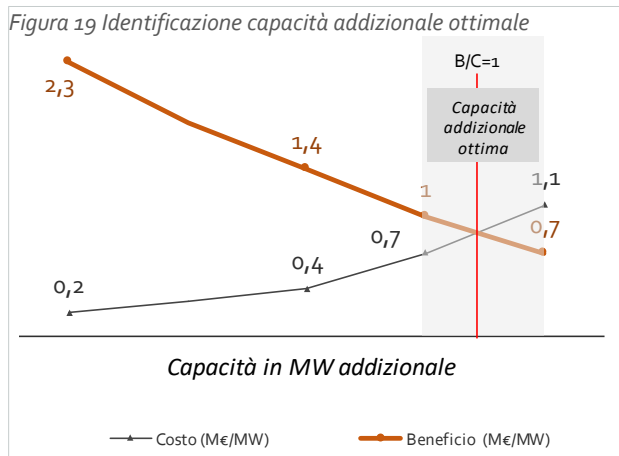
Se da un lato la Commissione Europea ha pubblicato a novembre 2017 il Rapporto sull'interconnessione elettrica per tradurre l'obiettivo di interconnessione del 15% al 2030 in obiettivi nazionali e regionali, dall'altro le indicazioni di prezzo e le congestioni alla frontiera ed a livello nazionale, forniscono chiare indicazioni sulla necessità di garantire un adeguato livello di capacità di scambio, investendo in progetti di trasmissione.

A livello nazionale l'ARERA, con la Deliberazione 884/2017/R/EEL del 22 Dicembre 2017 ad oggetto "Disposizioni di prima attuazione in materia di meccanismi di incentivazione degli output del servizio di trasmissione", relativo all'ambito della regolazione incentivante output-based, ha richiesto a Terna la predisposizione di un **Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo per sezioni di rete significative del sistema di trasmissione nazionale**, in via propedeutica al meccanismo disciplinato dalla successiva deliberazione 129/2018, finalizzato ad incentivare il Gestore della rete a realizzare capacità di trasporto addizionale utile al sistema. Il processo ha previsto anche una fase di consultazione con gli utenti:

- dal 9 maggio al 30 maggio 2018 è stato consultato il documento metodologico per l'identificazione delle capacità obiettivo;
- dal 10 Settembre 2018 al 1 Ottobre 2018 è stato consultato lo schema di rapporto di identificazione delle capacità obiettivo;
- due seminari pubblici rispettivamente svoltisi in data 29 maggio 2018 e 27 Settembre 2018.

La capacità obiettivo (o Target Capacity) è "la capacità di trasporto addizionale che è economicamente efficiente realizzare, perché i benefici marginali sono maggiori dei costi marginali" (DCO 542/2017/R/EEL); pertanto la capacità obiettivo finale tra due zone di mercato (sezioni) e con le frontiere (confini) si identifica con la capacità iniziale (pre-esistente) incrementata della capacità obiettivo di trasporto addizionale.

La metodologia prevede la determinazione della curva di costo e di beneficio marginale al crescere della capacità di trasporto delle singole sezioni/ confini. Il punto di ottimo è rappresentato dall'area di intersezione delle due citate curve (Figura 19).



Con la Deliberazione 698/2018/R/EEL del 20 Dicembre 2018 ad oggetto “Determinazione di parametri e obiettivi per il meccanismo di incentivazione dell’output del servizio di trasmissione relativo alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale” l’ARERA si è espressa in merito al meccanismo di incentivazione output-based, riconoscendo le capacità di trasporto obiettivo con riferimento alla situazione “winter peak¹⁵” (Figura 20).

Inoltre, la stessa delibera ha previsto che Terna predisponga una versione aggiornata del documento “Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo” entro il 30 settembre 2020, prevedendone la pubblica consultazione con i soggetti interessati della metodologia e dello schema di rapporto.

1.5.3. Driver di piano: sicurezza, qualità e resilienza

Tra gli obiettivi dell’attività di pianificazione rientra il miglioramento dei livelli di sicurezza, qualità e resilienza del sistema elettrico, al fine di garantire la costante copertura della domanda elettrica, nonché l’incremento della continuità del servizio.

1.5.3.1. Sicurezza

Si definisce sicurezza del sistema elettrico la capacità del sistema di resistere a modifiche dello stato di

Figura 20 Valori di capacità di trasporto obiettivo finali riconosciuti dall’Autorità per l’accesso al meccanismo incentivante

Sezione/Confine	Capacità di trasporto di partenza (MW)	Capacità di trasporto obiettivo (MW)	Capacità obiettivo aggiuntiva (MW)
Confine Nord-IT	7705	11805	4100
Confine Est-IT	1230	1530	300
Sezione ITn-ITcn	4000	4500	500
Sezione ITcn-ITn	1300	1800	500
Sezione ITcs-ITcn	2700	3800	1100
Sezione ITs-ITcs	4600	5500	900
Sezione ITcn-ITsar	0	500	500
Sezione ITsar-ITcn	0	500	500
Sezione ITsar-ITcs	900	1300	400
Sezione ITcs-ITsar	720	1120	400

funzionamento senza che si verifichino violazioni dei limiti di funzionamento del sistema stesso .

Convenzionalmente il sistema elettrico di trasmissione si definisce sicuro quando il suo corretto funzionamento è garantito anche a fronte del guasto di un singolo componente di rete (“criterio N-1”): in tale evenienza, il sistema deve permanere nello stato normale (ante guasto) oppure riportarsi in uno stato di allerta che non presenta né violazioni dei limiti operativi fissati nel Codice di rete né disalimentazioni del carico.

Le condizioni di sicurezza possono essere assicurate, oltre che mediante la normale attività di esercizio e mantenimento della rete, attraverso un efficace potenziamento degli asset esistenti e la realizzazione di nuovi.

1.5.3.2. Qualità

La qualità del servizio è la caratteristica di continuità e regolarità nel tempo dei valori della tensione e della frequenza dell’energia elettrica fornita.

La continuità di alimentazione va intesa come mancanza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica, mentre la qualità del servizio considera le caratteristiche delle grandezze elettriche quali tensione e frequenza.

La qualità del servizio è misurata attraverso indici che si basano su presenza, ampiezza e frequenza della

¹⁵ La Delibera 698/2018 individua i seguenti confini:

- Italia – Nazioni a nord (aggregazione di Francia, Svizzera e Austria);

- Italia – Nazioni ad est (aggregazione della Slovenia, Croazia, Bosnia, Montenegro, Albania e Grecia).

tensione nei siti degli Utenti della rete direttamente connessi alla RTN.

1.5.3.3. Resilienza

La resilienza è la capacità di un sistema e dei suoi componenti di assorbire e resistere a sollecitazioni che superano i limiti di tenuta del sistema stesso e di riportarsi nello stato precedente in modo rapido ed efficiente, anche assicurando la conservazione, il ripristino o il miglioramento delle strutture e delle funzioni essenziali del sistema.

Gli eventi climatici eccezionali, sempre più frequenti ed intensi che hanno interessato negli ultimi decenni l'emisfero settentrionale, e in modo significativo l'Europa, evidenziano la necessità di avere sistemi sempre più resilienti. Sulla base di oltre 17.000 eventi severi registrati dal NatCatSERVICE - Munich Re¹⁶ a partire dal 1980 è visibile come questi si siano triplicati in 37 anni (Figura 21).

I modelli di simulazione climatica segnalano per i prossimi decenni una tendenza all'aumento dei fenomeni atmosferici estremi¹⁷.

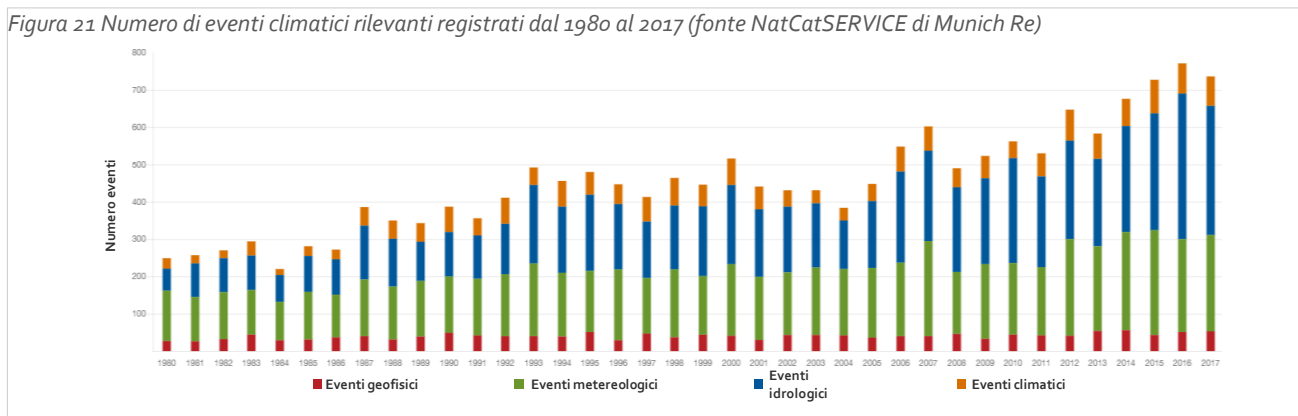
La Figura 22 rappresenta la distribuzione geografica degli eventi naturali rilevanti registrati in Europa dal 1980 al 2017.

Secondo Easac¹⁸ (European academies' science advisory council) negli ultimi 36 anni gli eventi meteorologici estremi sono diventati più frequenti (Figura 23), con un significativo aumento di inondazioni e di altri eventi idrologici rispetto a cinque anni fa, che rendono ancora più urgente la necessità di

affrontare i problemi climatici attraverso l'adozione di misure preventive di adattamento e di mitigazione. In Europa il numero di inondazioni e di altri eventi idrologici è quadruplicato dal 1980 e raddoppiato dal 2004; gli eventi climatici, come temperature estreme, siccità e incendi boschivi, sono più che raddoppiati dal 1980; gli eventi meteorologici, come le tempeste, sono raddoppiati dal 1980 al 2013.

L'European Environment Agency (EEA)¹⁹, sulla base dei dati forniti dal NatCatSERVICE, ha valutato le perdite economiche, associate agli oltre 20.600 eventi estremi dal 1980 al 2017, pari a circa 545 miliardi di euro (non fanno parte della stima le perdite di vite umane, del patrimonio culturale o dei servizi ecosistemici). Tra i 28 Stati membri dell'UE, l'Italia ha sostenuto il più grande danno economico derivante da eventi naturali nel periodo 1980-2017, secondo l'Indicatore CLIM 39¹⁰ si stimano 146.000 milioni di euro e 24.300 vittime fino al 2017. Tra gli eventi registrati, quelli più dannosi in termini economici sono per il 32% dovuti ad alluvioni, inondazioni e frane, per il 32% ad eventi meteorologici (piogge torrenziali e tempeste di vento), per il 20% eventi climatici (ondate di gelo e calore, siccità e incendi boschivi) e a seguire terremoti e tsunami (circa il 16%). In termini di vite umane l'89% delle perdite è legato solo agli eventi climatici.

Figura 21 Numero di eventi climatici rilevanti registrati dal 1980 al 2017 (fonte NatCatSERVICE di Munich Re)



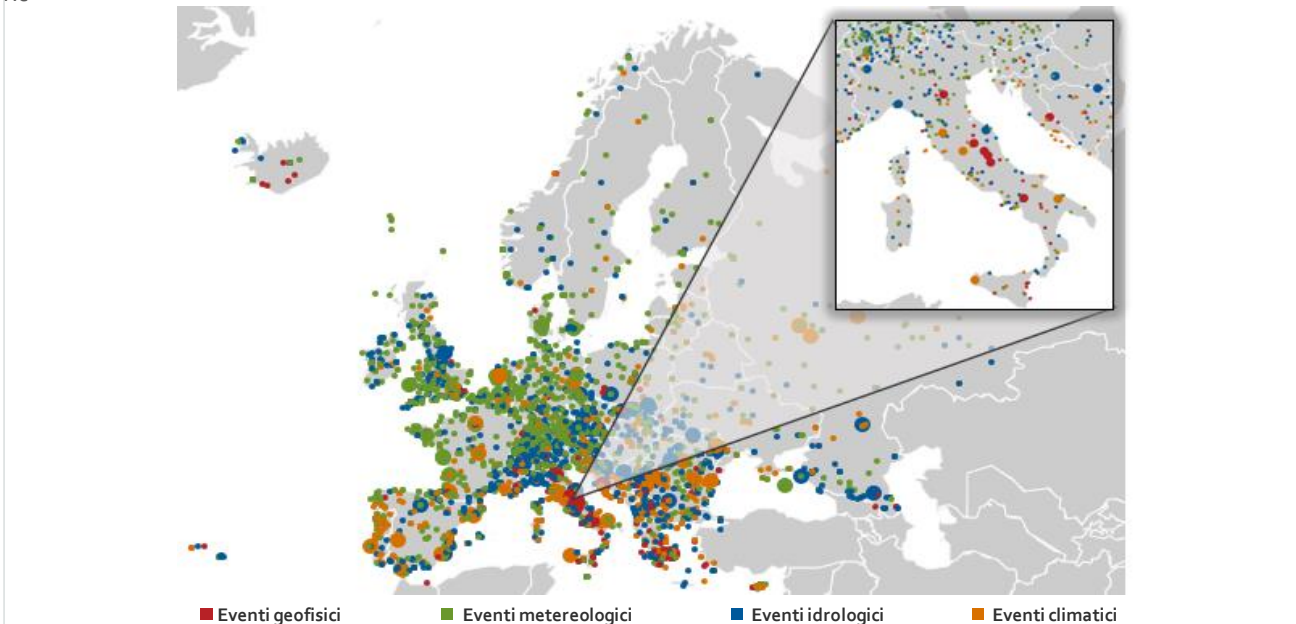
¹⁶ <https://natcatservice.munichre.com>

¹⁷ Michael Mann et al, 'Projected changes in persistent extreme summer weather events: The role of quasi-resonant amplification', Science Advances, Oct 2018.

¹⁸ Rapporto EASAC "Extreme weather events in Europe Preparing for climate change adaptation: an update on EASAC's 2013 study"

¹⁹ Report EEA, "Climate change adaptation and disaster risk reduction in Europe - enhancing coherence of the knowledge base, policies and practices", 2017 - <https://www.eea.europa.eu/publications/climate-change-adaptation-and-disaster>.

Figura 22 Distribuzione geografica degli eventi naturali rilevanti registrati in Europa dal 1980 al 2017. (fonte NatCatSERVICE di Munich Re)

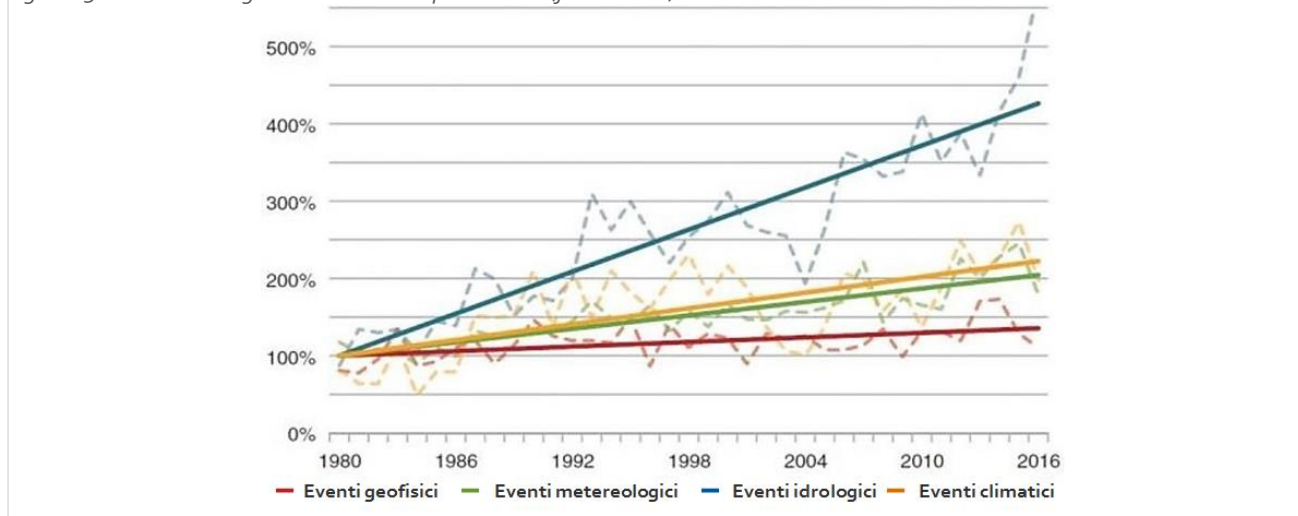


L'aumento dei danni causati da alcuni eventi estremi in Europa negli ultimi anni non può da solo dimostrare l'aumento delle cause perché anche altri processi, quale una maggiore antropizzazione e cattiva o virtuosa gestione del territorio, impermeabilizzazione del suolo, l'edificazione in aree a rischio e degrado degli ecosistemi possono aggravare la quantificazione degli effetti. Di fatto, per tutti gli eventi meteorologici presi in considerazione è stato osservato nel tempo un sistematico aumento dei danni, mentre lo stesso non

avviene per eventi estremi geofisici come i vulcani e i terremoti.

Ulteriore conferma delle tendenze climatiche a livello nazionale è fornita dal nuovo Report²⁰ di Legambiente e dal CNR: nubifragi, siccità, ondate di calore sono sempre più forti e prolungati. Sono 198 i comuni italiani dove, dal 2010 ad oggi, si sono registrati impatti rilevanti con 340 fenomeni meteorologici estremi, 64 i giorni di blackout elettrici dovuti al maltempo e 64 i giorni di interruzione del trasporto pubblico nelle principali città italiane, 109 i casi di danni a

Figura 23 Andamento degli eventi estremi in percentuale (fonte Easac)



²⁰ "Sos acqua: nubifragi, siccità, ondate di calore. Le città alla sfida del clima" realizzato da Legambiente in collaborazione con Unipol Gruppo, Giugno 2018.

infrastrutture causati da piogge intense; dal 2010 al 2017 sono oltre 157 le vittime per maltempo.

In Figura 24 la 'Mappa del rischio climatico'²¹ evidenzia la diffusione e la dimensione degli impatti dei fenomeni meteorologici estremi nel territorio italiano, resi ancor più drammatici a causa del contesto idrogeologico locale, da scelte urbanistiche sbagliate e dall'abusivismo edilizio.

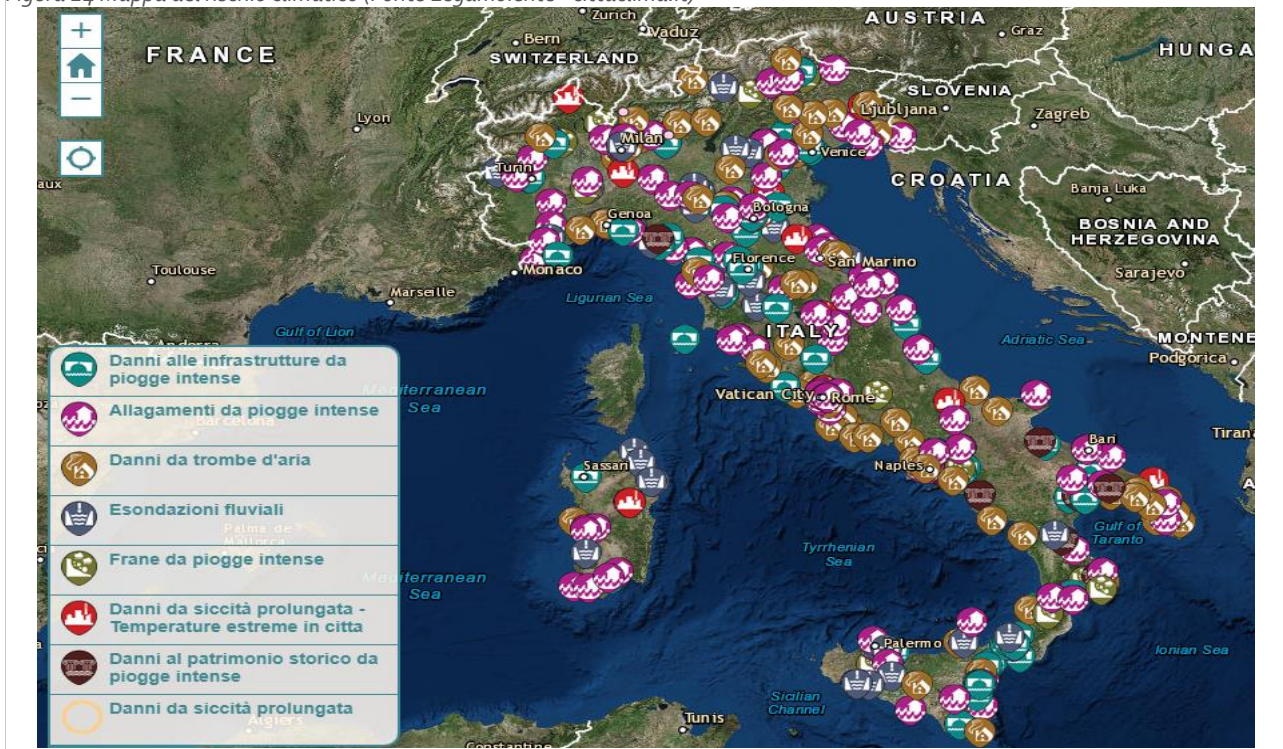
Tra gli eventi storici degli ultimi 30 anni che hanno colpito l'Italia si ricordano: il terremoto dell'Irpinia (23 Novembre 1980), la tempesta di gelo del 26 Dicembre 1999, l'ondata di calore dell'estate 2003 e quella del 2006, il terremoto in Abruzzo (6-7 Aprile 2009) la serie di terremoti dall'Emilia-Romagna alla Valle D'Aosta (20/29 Maggio 2012), l'ondata di calore dell'estate 2015, il caldo record registrato in Italia nell'estate del 2017 (il giugno più caldo degli ultimi 150 anni) e le successive piogge torrenziali di Livorno, le ondate di gelo e neve del 1985 /1996 / 1999/ 2012 e del 2017 in particolare in Abruzzo, le numerose alluvioni (Valtellina 1987, Piemonte 1994, Messina 2009, Veneto 2010, Genova del 2011 e 2014, Senigallia 2014, Livorno 2017...). In base a studi che ricostruiscono il clima in un passato più remoto, si può affermare che in Italia lo scorso anno risulta essere l'anno più caldo da almeno 2 secoli circa.

A questi si aggiungono gli eventi più recenti del 2018, il 19 ottobre una serie di eventi temporaleschi molto intensi ha colpito la Sicilia orientale, causando alluvioni e gravi danni alle abitazioni, alle strutture e al territorio in una vasta area, soprattutto in provincia di Catania. Dal 27 al 30 ottobre l'Italia è stata colpita da una perturbazione tra le più intense e rovinose degli ultimi anni, caratterizzata da violentissime raffiche di scirocco fino a 150-200 km/h, mareggiate, onde di marea straordinarie sull'alto Adriatico e piogge alluvionali soprattutto sulle Alpi orientali fino a 700 mm di pioggia. Evento confrontabile per dinamiche meteorologiche e soprattutto per l'intensità del vento con la violentissima tempesta del 4 novembre 1966 (i morti allora furono 106 in tutta Italia, di cui 70 nel solo Triveneto).

Questa recente ondata di maltempo ha causato danni economici dell'ordine di miliardi di euro e l'isolamento di decine di migliaia di persone. Tra le aree più colpite, con decine di interruzioni stradali, crolli di ponti, erosioni spondali, colate detritiche su abitati, e frane, vi sono il Trentino, le Dolomiti, il Bellunese e la Carnia occidentale (Figura 25).

La portata della devastazione causata da tempeste, alluvioni, incendi boschivi e neve in Europa e nel mondo dimostra che i costi dell'inerzia sul fronte dei

Figura 24 Mappa del rischio climatico (Fonte Legambiente - cittaclima.it)



²¹ Mappa del rischio climatico (Fonte Legambiente - cittaclima.it)

cambiamenti climatici sono elevati; la mitigazione del rischio e il miglioramento della resilienza sono essenziali, in quanto assicurano azioni efficaci prima, durante e dopo eventi catastrofici. Tutto ciò ha reso necessario un approfondimento da parte dell'ARERA, dei gestori di rete e del mondo scientifico in generale.

Questi eventi possono generare guasti della rete e disalimentazioni. In particolare, lunghi periodi di siccità aumentano la probabilità di scarica superficiale per effetto dell'aumento di depositi inquinanti; forti neviccate, alluvioni, smottamenti, frane, trombe d'aria e forti venti provocano il collasso dei sostegni o cedimenti strutturali; la formazione di manicotti di neve sulle linee crea potenziali cortocircuiti o cedimenti strutturali per sovraccarico.

A partire dal 2015, l'ARERA ha richiesto (Deliberazione 653/2015/R/eel) ai gestori di rete la predisposizione di un piano di lavoro, finalizzato all'adozione di misure regolatorie, volte **all'incremento della resilienza del sistema elettrico**.

Per effetto di tale Delibera è stato istituito uno specifico Tavolo tecnico partecipato dall'ARERA, CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano), Terna e gestori della rete di distribuzione, con lo scopo di identificare un apposito indicatore per la Resilienza.

Gli esiti del lavoro del Tavolo Tecnico sono stati inclusi nella Determinazione 7 marzo 2017, n. 2/2017 contenente la parte prima delle Linee guida per la presentazione dei Piani di Lavoro per l'incremento della resilienza. Ai sensi di tali Linee guida: "Terna ed

ogni Impresa distributrice che serve più di 50.000 utenti trasmettono all'Autorità un Piano di lavoro finalizzato all'adozione di misure regolatorie volte all'incremento della resilienza del sistema elettrico (di seguito: Piani per la Resilienza) con particolare riferimento al fenomeno della neve umida c.d. "wet-snow".

Successivamente, in data 18 dicembre 2018 l'Autorità, con la delibera 668/2018/R/eel, ha definito il meccanismo incentivante per gli interventi di incremento della resilienza per le sole imprese distributrici, ritenendo opportuno approfondire la possibilità di estendere tale meccanismo anche a Terna, con successivo provvedimento.

In un sistema elettrico esposto all'azione del vento e alle precipitazioni nevose con formazione di manicotti di ghiaccio lungo le linee aeree, il livello di resilienza è dato dai limiti di progetto delle linee aeree in relazione ai carichi derivanti dalle suddette azioni. Gli interventi provvisori di ripristino possono essere, ad esempio, la fornitura di gruppi elettrogeni nelle zone in cui sia "caduta" la rete per sollecitazioni che abbiano superato i limiti di progetto.

La gestione del sistema vede due momenti, logicamente separati dall'accadimento di un evento severo che causa la disalimentazione degli utenti, fino a raggiungere un picco massimo di potenza disalimentata. Le attività condotte in assenza di eventi severi sulla rete sono finalizzate ad incrementarne la "sicurezza funzionale" e si caratterizzano in "interventi

Figura 25 I danni della perturbazione del 29 Ottobre 2018 nel Triveneto.



strutturali". Diversamente, a seguito di un evento di disalimentazione, vengono messe in campo le capacità del gestore della rete di ripristino e/o survivability (Figura 26)

La capacità di ripristino rappresenta la capacità del gestore di rete di rialimentare quanto più velocemente gli utenti disalimentati a seguito di un evento severo, garantendo il pieno accesso alla rete elettrica. Si realizza tramite procedure di controllo e conduzione, intervento squadre operative, riparazione sostegni, etc. e di norma si esplica in due fasi: Ripartenza (fase iniziale) e Recupero (degli impianti in fuori servizio).

La survivability è la capacità del gestore di rete di rialimentare quanto più velocemente gli utenti disalimentati a seguito di un evento severo, senza ricorrere all'accesso alla rete elettrica. È una soluzione temporanea, in attesa del ripristino, e si realizza, ad esempio, tramite gruppi elettrogeni di continuità o l'esercizio a isole di carico.

1.5.3.3.1. L'indice di resilienza per la trasmissione

Le Linee Guida, pubblicate dall'ARERA in data 7 Marzo 2017, definiscono in maniera innovativa l'indicatore di Resilienza (IRE), introducendo un importante punto di riferimento in letteratura.

L'analisi della resilienza è basata su un Indice di Rischio (IRI) di disalimentazione degli Utenti di una rete elettrica, definito come il prodotto della probabilità che l'evento produca un disservizio e dell'entità del danno (disalimentazione) prodotto dal disservizio.

Tale probabilità di accadimento è definita in funzione del Tempo di Ritorno (TR), l'intervallo di tempo tra ricorrenze successive di un'azione climatica di ampiezza minima definita (CEI EN 50341-2-13) che porta al collasso strutturale della linea stessa.

Gli indici vengono così definiti:

- Indice di Rischio (IRI) = NUD/TR

dove:

- NUD è l'entità del danno, individuata come il numero di Utenti in bassa tensione disalimentati
- la probabilità di disservizio è individuata come l'inverso del tempo di ritorno dell'evento TR, mentre, l'indice di resilienza IRE è l'inverso dell'indice di rischio ed è quindi pari a:
- Indice di Resilienza (IRE) = TR/NUD .

A partire dal calcolo dei Tempi di Ritorno delle linee elettriche in una porzione di rete che connette le Cabine Primarie a nodi magliati della RTN (quali, ad esempio, stazioni di trasformazione AAT/AT o nodi con un elevato livello di magliatura), si identificano i Tempi di Ritorno delle singole Cabine Primarie.

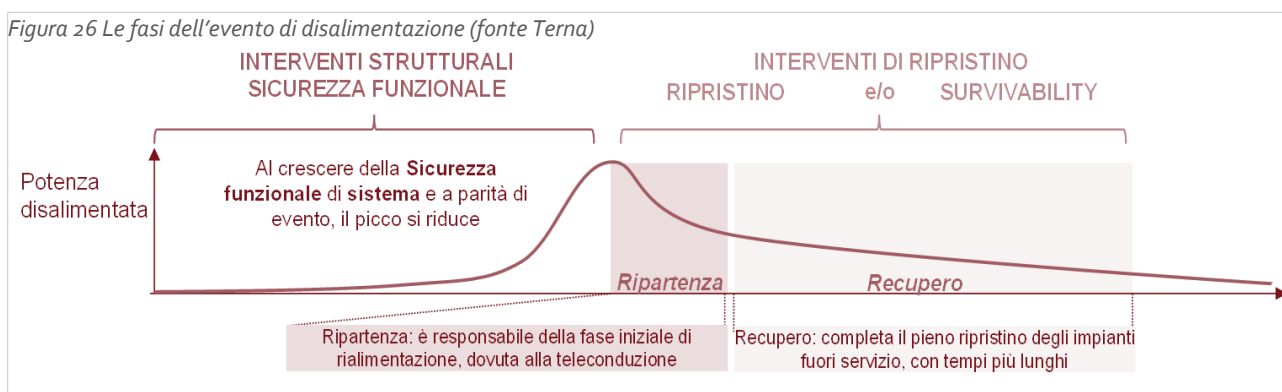
La valutazione del Tempo di Ritorno di una cabina primaria (stazione) dipende da:

- valore del Tempo di Ritorno delle linee che alimentano la stazione stessa;
- magliatura della porzione di rete cui la cabina primaria (stazione) è connessa; si intende in questo modo intercettare l'impatto sulla sicurezza che deriva da una adeguata magliatura di rete o dagli standard di sicurezza di altre linee, non direttamente connesse, ma che possono comunque influenzare la sicurezza della cabina stessa causandone una disalimentazione.

La probabilità che la cabina primaria (stazione) sia disalimentata è legata alla probabilità di fuori servizio delle linee elettriche direttamente connesse ad essa o di qualunque altra linea, appartenente alla porzione di rete limitrofa.

L'impatto atteso, cioè il miglioramento dell'indice di rischio, è valutato come differenza tra l'indice di rischio in condizioni post-intervento e l'indice di rischio in corrispondenza della situazione ante-intervento

Figura 26 Le fasi dell'evento di disalimentazione (fonte Terna)



facendo riferimento ai valori medi di prelievo per ciascuna cabina primaria.

Terna ha proposto una ridefinizione dell'indice di resilienza per meglio tenere in considerazione le reali condizioni degli asset della rete e del territorio in cui sono inseriti garantendo un'elevata rappresentatività dello stesso e aumentandone l'utilità in sede di pianificazione degli interventi e della loro prioritizzazione.

Tale indice tiene conto, non soltanto del tempo di ritorno delle linee / cabina²² secondo un approccio legato al singolo componente del sistema ma, con un approccio sistemico prende in considerazione diversi elementi (Figura 27):

- Tempo di ritorno di Linea / Cabina;
- Matrice guasti/carichi: relazione tra guasti e carichi di neve ghiaccio (attraverso l'uso combinato di una mappa neve/ghiaccio di cui alla Figura 28);
- Lunghezza equivalente: che tiene in conto sia Lunghezza della linea, sia la frequenza di eventi meteo che si verificano nell'intorno della linea stessa;
- Topologia di rete (es: connessione in antenna, in "entra-esce", multipla, in sicurezza): espressa mediante un coefficiente funzione del numero di linee connesse alla sottostazione.

Per ridurre significativamente il rischio legato al verificarsi di una contingenza, non potendo ridurre la probabilità di accadimento degli eventi estremi, occorre intervenire sulla mitigazione del rischio attraverso:

- interventi strutturali profondi sugli asset queste migliorerebbero la resilienza aumentando la ridondanza della rete mirando a ridurre al minimo la possibilità di un evento di interruzione del servizio e rinforzando porzioni di rete in aree critiche. Le soluzioni di rete prevedono: incremento della magliatura, ricostruzione, modifica al tracciato, realizzazione nuova linea prevedendo anche una diversificazione tecnologica con soluzioni che contemplano in maniera parziale o integrale l'uso del cavo interrato. In tale ipotesi, oltre agli evidenti vantaggi paesaggistici e di rivalutazione del territorio, l'intervento rende l'elettrodotto sostanzialmente immune al rischio ambientale derivante da eventi di ghiaccio e neve estremi;
- soluzioni di mitigazione puntuale: queste migliorano la resilienza aumentando la robustezza del sistema e fornendo una risposta distribuita geograficamente. Sono soluzioni locali che, per mezzo dell'installazione di elementi innovativi, contribuiscono a minimizzare gli effetti di eventi estremi sul normale esercizio della rete (ad esempio dispositivi anti-rotazionali in presenza di

Figura 27 Elementi che determinano l'indice di resilienza (fonte Terna)

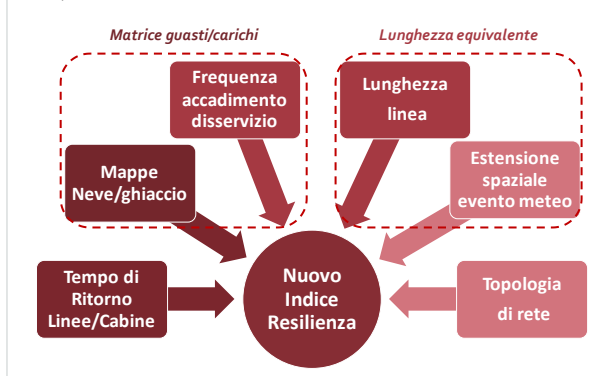
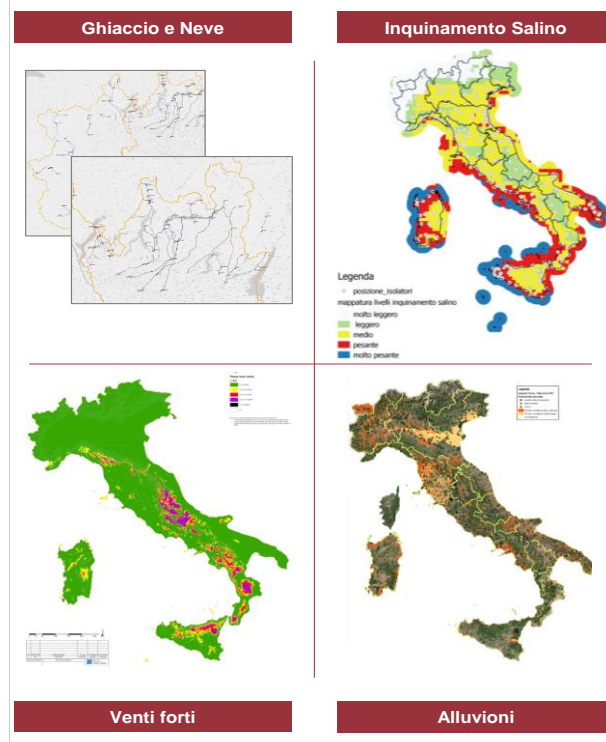


Figura 28 Mappa dei fenomeni climatici (fonte Terna).



²² Tempo di Ritorno: intervallo di tempo tra ricorrenze successive di un'azione climatica di ampiezza minima definita (CEI EN 50341-2-13) che porta al collasso strutturale della linea

manicotti di ghiaccio Figura 29, isolatori stabilizzatori di fase, gruppi per anti-icing e de-icing in corrente continua) e per mezzo di strumenti predittivi quali algoritmi auto-adattativi migliorano l'accuratezza delle previsioni in funzione delle variazioni dei fenomeni²³. A queste si aggiungono soluzioni atte a prevenire l'impatto dell'evento severo come il taglio alberi fuori fascia.

Altre risorse per la gestione delle emergenze che consentano una riduzione dei tempi di ripristino sono il monitoraggio delle stazioni per la localizzazione del guasto, la disponibilità di veicoli di emergenza neve e di gruppi elettrogeni da attivare in caso di evento.

1.5.3.3.2. Coordinamento con i distributori ai fini della Resilienza

Nel corso del 2018, le maggiori imprese distributrici hanno provveduto a pubblicare il proprio Piano di Resilienza. Si riporta in Figura 30 la lista e la mappa degli interventi sulla RTN ricadenti nelle aree di interesse dei distributori ai fini Resilienza.

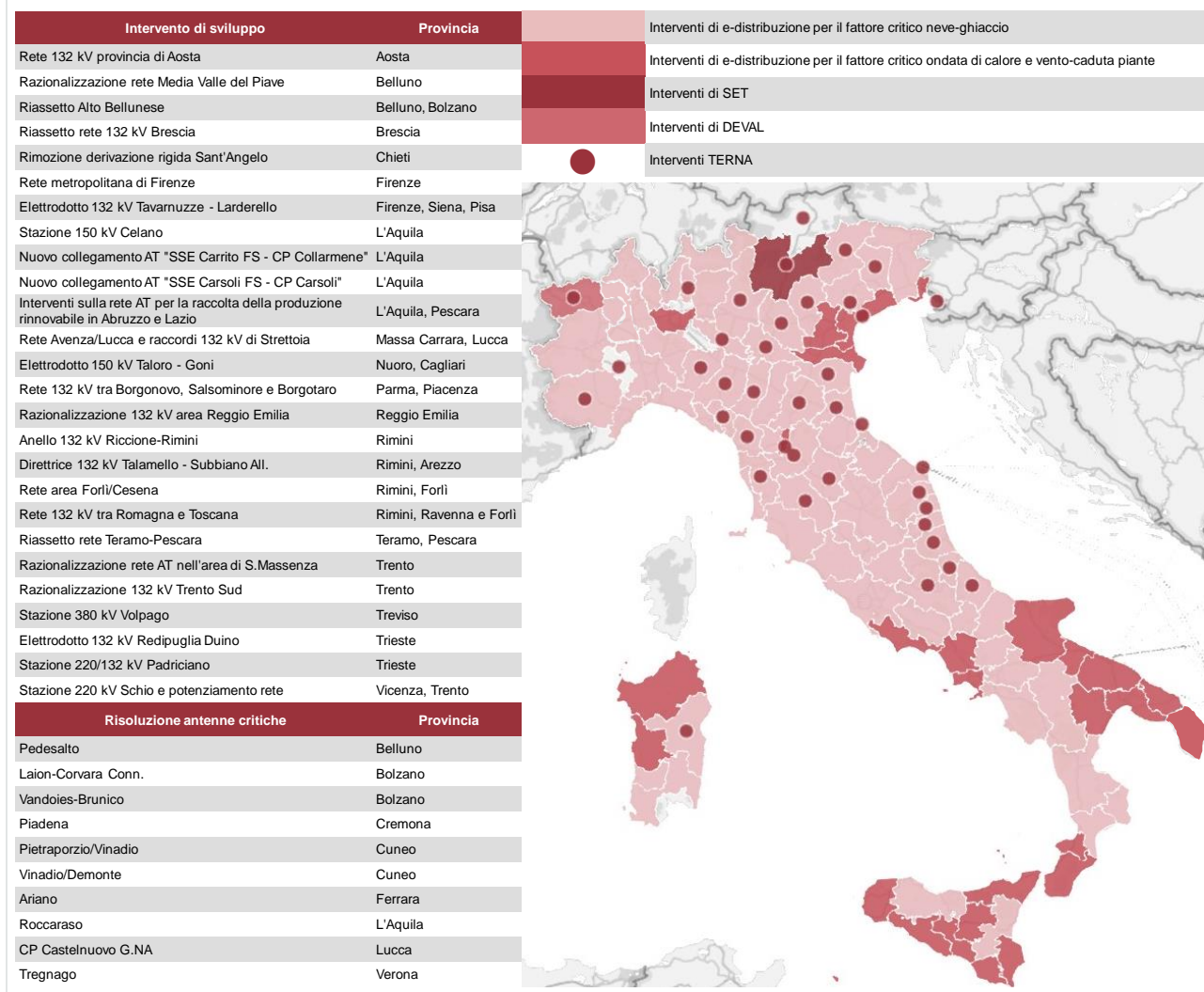
Figura 29 Manicotto di ghiaccio su conduttore (in alto) e dispositivo anti-rotazionale (in basso).



²³ In questo senso l'evoluzione del sistema previsionale WOLF (Wet-snow Overload Alert and Forecasting, i.e., previsione ed allerta per sovraccarico di neve "umida") in WOLF-trasm consente di confrontare i dati previsionali delle correnti minime necessarie ad un'azione di anti-icing generate quotidianamente da WOLF (con ipotesi di conduttore freddo) con le correnti previste ed effettive; un

algoritmo di verifica che tiene in considerazione numerosi fattori di importanza (entità, tipologia, durata precipitazione etc. etc) restituisce quindi tramite le situazioni potenzialmente critiche per la rete, consentendo ove possibile la pianificazione delle manovre di ridispacciamento più opportune piuttosto che l'attivazione delle procedure di pronto-intervento/manutenzione

Figura 30 Aree di intervento di interesse comune TSO – DSO



1.5.4. Driver di piano: sostenibilità

In un processo di transizione energetica, lo sviluppo sostenibile trova una sua declinazione anche nella fase di pianificazione della rete divenendo essa stessa driver strategico nella creazione di valore per il Paese e abilitando in un prossimo futuro una generazione elettrica più sostenibile ed efficiente, che possa allo stesso tempo contenere gli oneri per gli utenti, garantire un servizio di qualità ai cittadini e minimizzare gli impatti sul territorio.

Nell'ottica dello sviluppo sostenibile Terna allinea i driver di Piano alla sfida dell'Agenda 2030 dell'ONU, declinata nei 17 SDGs, recependo nella sua pianificazione strategica l'obiettivo di un'economia de-carbonizzata attraverso una transizione energetica basata su integrazione delle fonti rinnovabili, rafforzamento della capacità di trasmissione, interconnessioni con l'estero e resilienza delle infrastrutture.

Proseguendo il suo impegno in questa direzione Terna ha adottato uno schema di riferimento per la sostenibilità basato su tre assi (Figura 31):

- **Sostenibilità sistemica:** ogni opera viene concepita, progettata e realizzata sulla base di stringenti analisi in grado di massimizzare i benefici sia ambientali che economici per il sistema;
- **Sostenibilità nella realizzazione:** ogni opera prevede un iter approfondito di studio e condivisione del progetto con le comunità locali

Figura 31 Assi di Sostenibilità per Terna



interessate dalle nuove infrastrutture, aumentando sempre più il livello di attenzione verso i territori;

- **Sostenibilità nell'innovazione:** strategia focalizzata sull'utilizzo di tecnologie avanzate che favoriscano l'ulteriore sviluppo e la diffusione delle fonti rinnovabili, continuando a garantire gli standard di sicurezza del sistema.

La Sostenibilità Sistemica è l'asse che trova la sua prima applicazione nell'ambito del processo di Pianificazione e quindi nel Piano di Sviluppo, essendo questa la fase in cui Terna si interroga sulle necessità di sviluppo della rete, orientandosi verso un modello che massimizzi i benefici e minimizzi gli impatti Sociali, Ambientali ed Economici (Figura 32).

Figura 32 Le esigenze alla base della pianificazione secondo gli assi della sostenibilità sistemica



La sostenibilità sistemica è perseguibile attraverso la pianificazione, la progettazione e la realizzazione di un'infrastruttura elettrica in grado di valorizzare allo stesso modo tre leve: crescita economica, inclusione sociale e protezione ambientale.

La pianificazione sostenibile della rete evolve attraverso fasi successive in cui gli assi della sostenibilità sistemica – ambiente, società ed economia – vengono valorizzati adeguatamente (Figura 33).

Durante la fase di valutazione della sostenibilità sociale e ambientale vengono minimizzati gli impatti sulla collettività attraverso:

- il riutilizzo delle infrastrutture
- la demolizione degli asset dismessi
- l'incremento della percentuale di linee interrato.

È infine previsto l'inserimento dell'intervento nel Piano di Sviluppo: la soluzione realizzativa riportata nel Piano

Figura 33 Declinazione della sostenibilità nel processo di pianificazione della rete



Il processo di pianificazione parte dalla valutazione dello stato della rete, dalla individuazione delle esigenze territoriali e dalla applicazione degli scenari previsionali, seguendo:

- esigenze di sviluppo della rete sulla base delle criticità rilevate;
- tutela del territorio;
- servizio di qualità ai cittadini;
- obiettivi di decarbonizzazione;
- integrazione delle FER;
- riduzione degli oneri per gli utenti.

Le esigenze sociali e ambientali dei cittadini sono elevate allo stesso livello delle esigenze elettriche ed economiche.

Nella seconda fase sono identificate criticità e soluzioni, attraverso:

- condivisione delle esigenze territoriali con le comunità interessate;
- massimizzazione dell'efficienza e della sicurezza per gli utenti della rete;
- sviluppo di soluzioni sostenibili nel tempo anche utilizzando nuove tecnologie disponibili.

La fase di verifica tecnica ed economica prevede, tramite Analisi Costi Benefici 2.0:

- la quantificazione dei costi e dei benefici ambientali, sociali ed economici;
- la quantificazione degli indicatori dell'analisi costi benefici.

di Sviluppo è quella maggiormente in grado di massimizzare i benefici ambientali, sociali ed economici per il sistema.

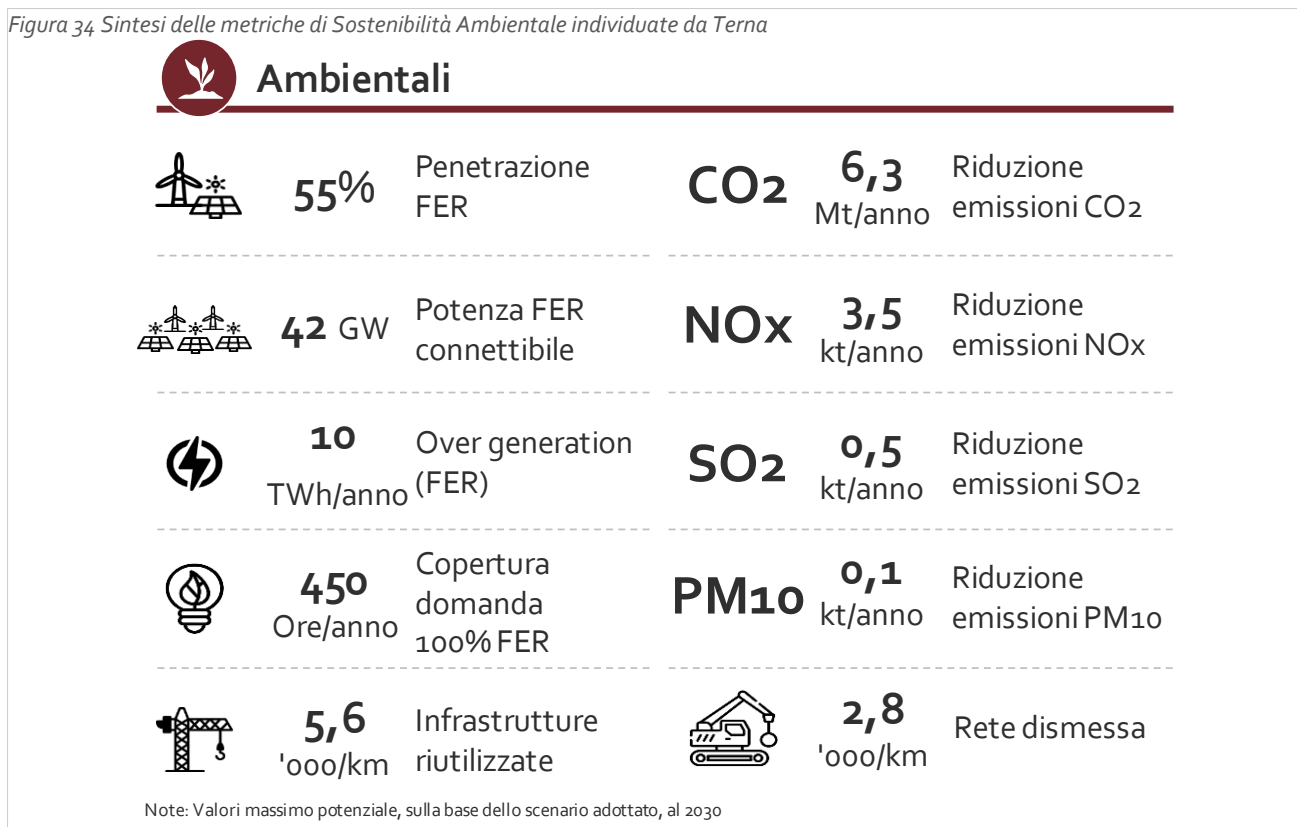
In una logica di trasparenza si rende necessario stabilire degli obiettivi di sostenibilità misurabili, sui quali confrontarsi e sfidarsi.

A partire dal Piano di Sviluppo 2018, al fine di misurare l'efficacia dello sforzo di perseguire obiettivi di Sostenibilità Sistemica, sono state identificate alcune metriche di riferimento.

Ambientali

- **Penetrazione Fonti Energetiche Rinnovabili (FER):** misura l'incidenza percentuale di penetrazione della generazione da Fonti Rinnovabili sul totale dei consumi elettrici all'ultimo anno di Piano;
- **Integrazione delle FER (potenza):** misura la potenza degli impianti FER potenzialmente connettabili alla rete grazie ai nuovi sviluppi previsti nell'orizzonte di Piano;
- **FER over generation:** misura il valore della quantità di energia prodotta da fonti rinnovabili e non dispacciata a causa di limiti tecnici della rete, come esito delle simulazioni di sistema;
- **Copertura domanda da FER:** misura le ore nell'ultimo anno di Piano in cui la produzione rinnovabile potrebbe coprire interamente la domanda di energia elettrica (sulla base delle simulazioni di analisi di sistema e degli scenari adottati);

Figura 34 Sintesi delle metriche di Sostenibilità Ambientale individuate da Terna



- **Riduzione emissioni:** misura la quantità di tonnellate di emissioni evitate in atmosfera di gas ad effetto serra o comunque inquinanti dell'aria (ovvero CO₂, SO_x, NO_x, PM), grazie agli interventi previsti a Piano;
- **Riutilizzo di infrastrutture rete:** misura i km lineari di infrastrutture oggetto di interventi di rifunzionalizzazione o riclassamento, ovvero

interventi che eviteranno la costruzione di infrastrutture ex-novo e i conseguenti impatti;

- **Demolizioni di infrastrutture dismesse:** misura il numero di km di linee obsolete demolite complessivamente nell'orizzonte di Piano.

Sociali

- **Energia non fornita (ENS):** misura la riduzione dell'energia non fornita nell'orizzonte di Piano (le analisi sono state condotte in linea con le ultime informazioni disponibili dal MAF 2018);
- **Interramenti:** con riferimento all'orizzonte di Piano, indica la percentuale di km di nuove realizzazioni (RTN) in cavo sul totale dei km di linee da realizzare.

Economici

- **Efficienza Energetica della rete:** misura l'ammontare delle perdite della rete (TWh/anno);
- **Investimenti complessivi PdS:** misura il valore complessivo della spesa per investimenti per gli interventi previsti a Piano di Sviluppo.

Per ognuna di queste metriche è stato poi definito il livello di rilevanza sia per gli stakeholder che per Terna, come rappresentato in Figura 37.

Figura 35 Sintesi delle metriche di Sostenibilità Sociale individuate da Terna

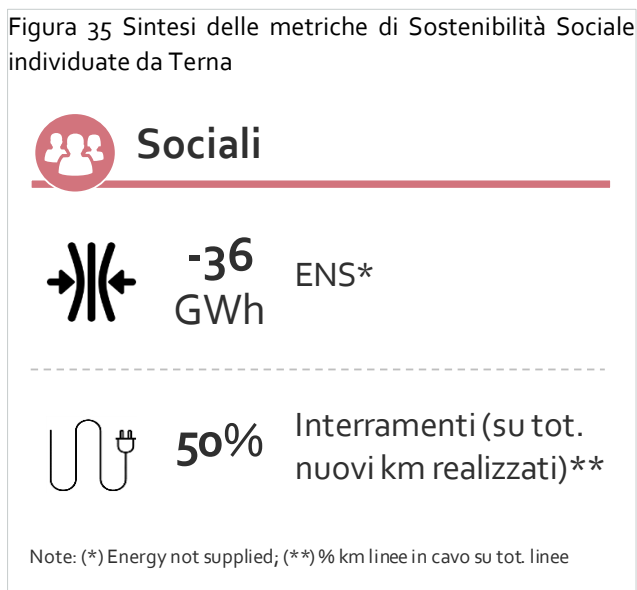


Figura 36 Sintesi delle metriche di Sostenibilità Economica individuate da Terna



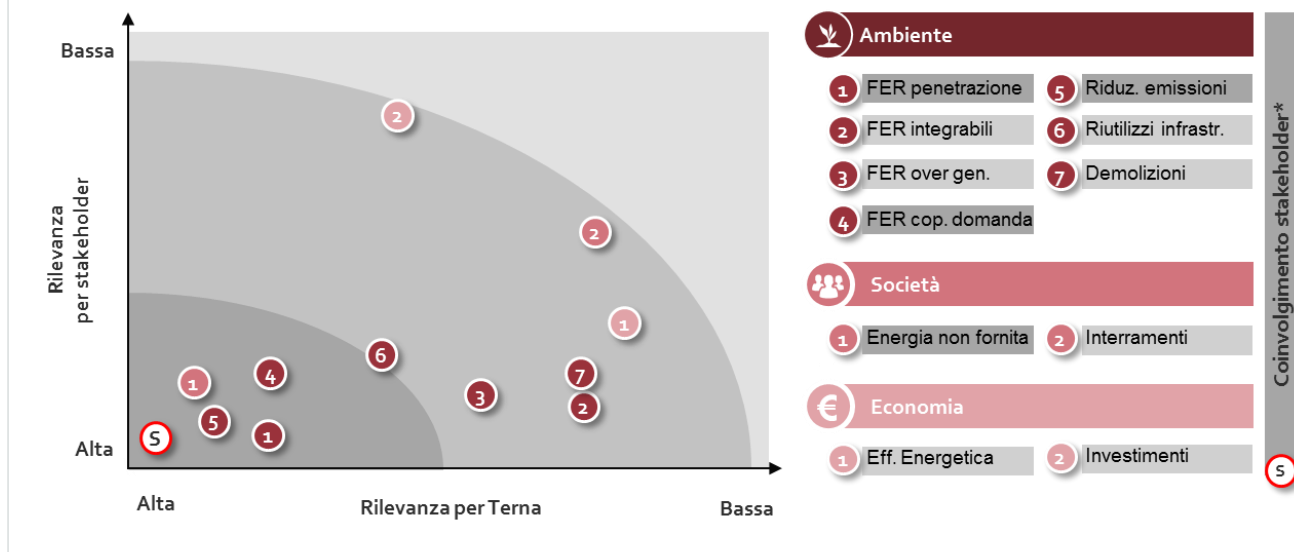
1.5.4.1. Nuovi indicatori ambientali per l'Analisi Costi Benefici

La Sostenibilità ambientale deve essere perseguita attraverso azioni concrete e misurabili attraverso specifici indicatori ambientali. Per questo per la prima volta Terna propone una serie di indicatori ambientali che applicherà a livello di test sperimentale in questa edizione del Piano.

Gli indicatori ambientali, risultato di un lavoro congiunto con associazioni ambientali non governative (RGI, Legambiente) sono stati declinati in due macro indicatori:

- L'indicatore «Anticipo Fruizione Benefici» esprime l'incremento dei benefici elettrici derivante dal **passaggio ad una soluzione migliorativa** rispetto ad una soluzione standard che consenta il **completamento dell'intervento in anticipo**;
- L'indicatore «Visual Amenity-VAPR» sintetizza la variazione del valore del territorio tra una soluzione innovativa/ tecnologica a basso impatto ambientale e la soluzione standard.

Figura 37 Matrice di prioritizzazione delle metriche



Nuovi indicatori ambientali e primi test

Per il raggiungimento di un sistema energetico decarbonizzato, attraverso l'integrazione di quote sempre maggiori di fonti rinnovabili, l'adeguamento della rete di trasmissione svolge un ruolo fondamentale. Tuttavia, una parte significativa di progetti subisce ritardi nell'attuazione degli stessi mettendo a rischio il successo di questa "transizione energetica". Le cause dei ritardi sono molteplici e tra queste ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) individua nell'accettabilità delle opere, da parte dei territori interessati, una delle principali criticità (*ACER 2017 Consolidated Report on the progress of electricity and gas projects of Common Interest for the year 2016*).

Il territorio chiede infatti di essere pienamente informato e partecipe sugli obiettivi delle opere e un maggiore impegno in misure mitigative, ma anche, sempre in modo crescente, in scelte capaci di produrre benefici per l'ambiente, il paesaggio e le comunità territoriali.

È quindi importante identificare possibili benefici già a partire dalla fase di impostazione progettuale inclusa nell'analisi costi benefici per permettere che queste misure migliorative, una volta provata la loro validità, possano diventare un'applicazione sistematica per tutti i progetti rendendo così lo sviluppo delle infrastrutture di rete più vicino alle esigenze territoriali.

L'Analisi Costi Benefici (ACB) attuale include una serie di indicatori:

- elettrici monetizzati
- ambientali monetizzati e non monetizzati

Tra gli indicatori ambientali non monetizzati l'allegato A della Delibera 627/16/R/EEL identifica gli indicatori I22, I23, I24 che corrispondono rispettivamente ai km lineari occupati per effetto dell'intervento di sviluppo, in aree di interesse naturale o per la biodiversità, in aree di interesse sociale o paesaggistico

Gli indicatori di cui sopra non tengono conto invece delle diverse opzioni tecnologiche o di soluzioni progettuali a minor impatto ambientale e/o a minore tempistica implementativa (cavi interrati, sostegni Foster, Rosental, monostelo, opere di mascheramento) non valorizzandone i benefici addizionali a fronte di un extra-costi.

A tal riguardo Terna si è confrontata con Renewables Grid Initiative (RGI) e Legambiente su queste tematiche ed ha raccolto spunti importanti nella fase di impostazione di una metodologia che ha l'obiettivo di valorizzare due indicatori aggiuntivi di benefici, per poter tener conto delle migliorie introdotte nei progetti.

Terna riconosce che la definizione di soluzioni migliorative e con maggior sostenibilità territoriale, anche come risultato di attività di stakeholder engagement, comportano un indiscutibile beneficio sui progetti stessi e sulla possibilità di realizzarli senza eccessivi ritardi.

RGI e Legambiente apprezzano quindi l'impegno di Terna nello sviluppo di questa metodologia che quantifica economicamente, attraverso due nuovi indicatori, il valore derivante dall'anticipo nella fruizione dei benefici da parte del sistema elettrico e dall'implementazione di soluzioni tecniche migliorative per il territorio.

1) Indicatore «Anticipo Fruizione Benefici»

Obiettivo: Valorizzare il beneficio derivante dalla fruizione in anticipo di benefici dell'intervento la cui entrata in esercizio viene accelerata grazie ad azioni specifiche, quali il ricorso a soluzioni tecnologiche e razionalizzazioni di rete (migliorative) che incidono favorevolmente sulle tempistiche autorizzative/realizzative e sull'accettazione territoriale, a fronte generalmente di extra investimenti.

Valorizzazione: A partire dalle caratteristiche del progetto (input), attraverso una **matrice** (matrice f) funzione delle diverse tecnologie e consistenze (km di linee, numero stazioni), si calcolano gli **Anni di Anticipo Completamento (AAC)**. L'anticipo della fruizione dei benefici viene espresso tramite un **coefficiente** K_{B20} , funzione dell'AAC. Tale coefficiente, viene calcolato come il rapporto tra il Valore Attuale Netto del progetto standard con ($VAN_{migliorativa}$) e senza ($VAN_{standard}$) l'anticipo di fruizione dei benefici, al netto degli extra costi imputabili alla soluzione migliorativa.

Il coefficiente K_{B20} ottenuto viene poi moltiplicato per i benefici elettrici.

INPUT

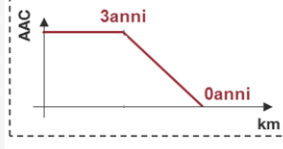
- n. stazioni
- km di linee aeree/cavo
- tipologia sostegni
- indicatori ambientali 122-123-124

MATRICE f



OUTPUT

$AAC = \sum f$



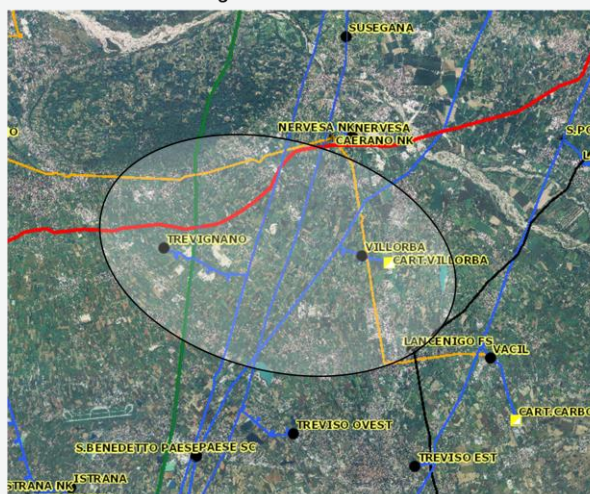
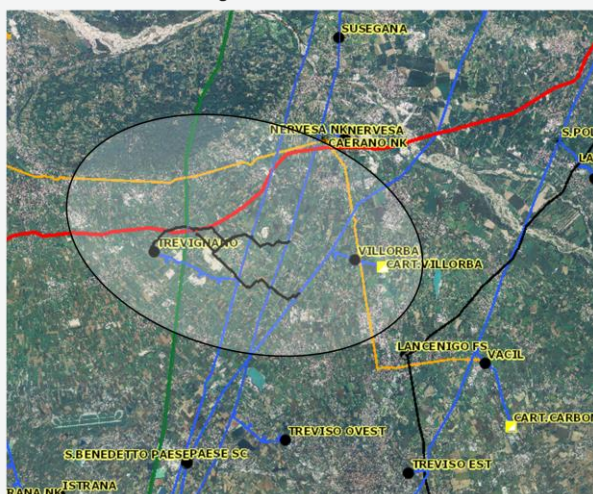
COEFF. K

$K_{B20} = f(AAC) = \frac{VAN_{migliorativa}}{VAN_{standard}}$

INTERVENTO: Stazione 380 kV Volpago

Soluzione standard: la soluzione prevede la realizzazione di una stazione 380/220/132 kV connessa in entra-esce all'esistente elettrodotto 380kV Sandrigo- Cordignano e raccordata in aereo alla rete 132kV del trevigiano.

Soluzione migliorativa: la soluzione prevede la realizzazione di una stazione 380/220/132 kV connessa in entra-esce all'esistente elettrodotto 380kV Sandrigo- Cordignano e raccordata in cavo alla rete 132kV del trevigiano.



Intervento/progetto	AAC (anni)	KB20 (pu)	B20 ST (M€)	B20 DG (M€)
Stazione 380 kV Volpago	2,5	1,2	59	147

2) Indicatore «Visual Amenity preservata/restituita VAPR»

L'indicatore V_{APR} rappresenta la **variazione** del valore del territorio tra una nuova **soluzione tecnologica/innovativa** (migliorativa) e **una soluzione standard/tradizionale**.

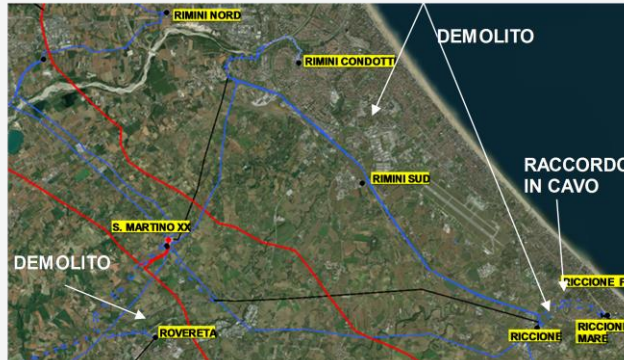
Per ciascun progetto è possibile individuare il Δ valore territorio interessato come $VT_{POST,i} - VT_{ANTE}$.



Applicazione I: Anello Riccione – Rimini

Soluzione standard: sul territorio è presente un significativo impatto delle infrastrutture, non possibile realizzare la soluzione standard

Soluzione migliorativa: per il superamento di alcune criticità di esercizio e ambientali sarà razionalizzata la porzione di rete ex RFI, realizzando uno smistamento 132 kV e un riassetto 132 kV funzionale all'alimentazione della SE Riccione FS e delle CP Riccione e Riccione Mare, unitamente ai raccordi previsti agli impianti di Gambettola e S.Martino in XX.

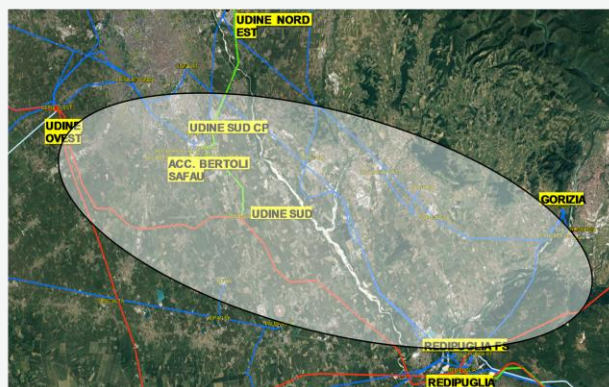


	Valore del VA min (con parametri di decadimento del territorio minore in fase di pianificazione iniziale)	Valore del VA max (con parametri di decadimento del territorio maggiore per fasi più avanzate)
TEST	VA (M€)	VA (M€)
Anello Riccione- Rimini	+7	+45

Applicazione II: El. 380 Udine - Redipuglia

Soluzione standard: la soluzione prevede il potenziamento della rete a 380 kV con la realizzazione di un elettrodotto 380 kV Udine O. – Udine S. – Redipuglia sfruttando in gran parte l'esistente collegamento a 220 kV e rendendo possibile la demolizione della linea 220 kV "Redipuglia – Udine NE – der. Safau" nel tratto compreso tra Udine Sud e Redipuglia; la realizzazione di nuova stazione elettrica 380 kV denominata "Udine Sud".

Soluzione migliorativa: a quanto previsto dalla **Soluzione standard** si aggiunge un piano di razionalizzazione della rete nell'area compresa tra le province di Udine e Gorizia.



	Valore del VA min (con parametri di decadimento del territorio minore in fase di pianificazione iniziale)	Valore del VA max (con parametri di decadimento del territorio maggiore per fasi più avanzate)
TEST	VA (M€)	VA (M€)
El. 380 Udine - Redipuglia	+17	+40

1.6. IL COINVOLGIMENTO DEGLI UTENTI DELLA RETE

L'ascolto delle diverse esigenze in modo continuativo è un mezzo imprescindibile per indirizzare opportunamente le diverse necessità, consentendo di massimizzare i benefici in termini di Sostenibilità di Sistema. Tale confronto trova ancora più rilievo alla luce della fase di transizione energetica in atto, spinta anche dalle sfide assunte con gli impegni di Parigi nel corso della COP 21 del 2015.

ARERA ha previsto, con la Delibera 627/16/eel/R del 4 novembre 2016, che il gestore di rete pubblici "le informazioni relative alle interazioni con gli utenti della rete e loro associazioni nelle fasi di preparazione dello schema di Piano decennale, incluse le interazioni con il Comitato di Consultazione di cui all'articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004".

Tra i principali stakeholders si trovano:

- Istituzioni: le istituzioni hanno il ruolo di Policy Maker, fissando gli obiettivi di medio e lungo termine, anche sulla base degli indirizzi della Comunità Europea; gli enti pubblici sono inoltre coinvolti nel processo di approvazione del Piano di Sviluppo e delle opere in esso contenute;
- Comitato di Consultazione Utenti della rete: introdotto dal DPCM 11 maggio 2004, è uno dei principali interlocutori di Terna nella fase di Pianificazione della Rete; vi partecipano i rappresentanti dei distributori, dei produttori di energia elettrica, dei grossisti e dei clienti finali;

- Organizzazioni Non Governative: queste organizzazioni hanno principalmente l'obiettivo di minimizzare ed eventualmente mediare i vari impatti ambientali negativi. Un ruolo chiave delle Organizzazioni è, inoltre, quello di garantire la coerenza dello sviluppo della rete rispetto a cambiamenti climatici, perseguendo una "Green Vision";
- Comunità Locali: si tratta di enti locali e cittadini che vivono in aree in cui si implementa un nuovo progetto di sviluppo; pertanto, sono i primi ad essere interessati dall'attività di Terna sul territorio in tutte le fasi del ciclo di vita del progetto, dallo sviluppo alla gestione e manutenzione della rete. Tra i soggetti individuati vi sono i soggetti direttamente o indirettamente impattati nonché attori in grado di influenzare l'opinione di altri decisori;
- Altri stakeholder: Commissione Europea (CE) fissa gli obiettivi di lungo termine declinati successivamente dagli Stati Membri e definisce le modalità di coordinamento tra i Paesi Membri; ENTSO-E, in tema di pianificazione, indica gli obiettivi di lungo termine declinati successivamente dai singoli TSO; Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) quale soggetto deputato ad impartire gli indirizzi regolatori finalizzati a tutelare gli interessi dei consumatori, promuovere la concorrenza, l'efficienza e la diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità.

Per il ruolo che svolge nel sistema elettrico, Terna ha una responsabilità nei confronti dell'intera collettività

Figura 38 Stakeholders del Piano di Sviluppo

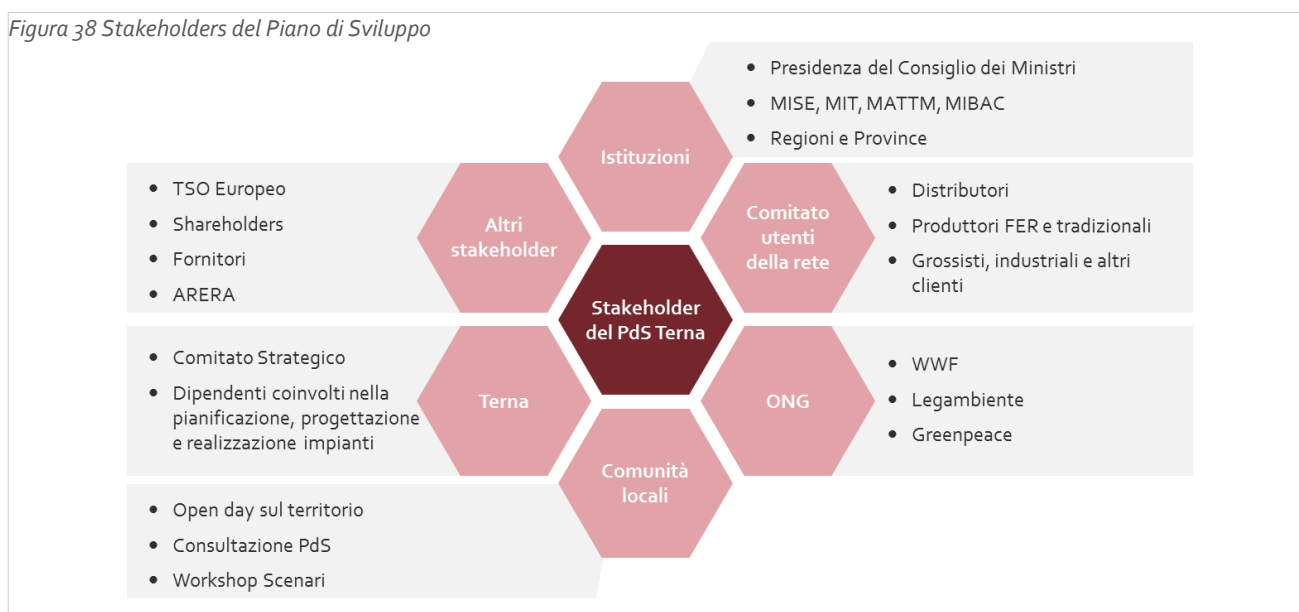


Figura 39 Open Day 2018

Intervento/Opera Piano di Sviluppo	Codice Opera	Regione	Comune	Data	Numero partecipanti
Nuovo el. 380 kV "Deliceto - Bisaccia"	505-P	Campania	Bisaccia	08/03/2018	30
			Lacedonia	07/03/2018	16
			Deliceto	29/05/2018	20
Interconnessione Italia – Francia	3-P	Piemonte	Avigliana	21/06/2018	3
Interconnessione Sardegna – Corsica – Italia (Sa.Co.I.3)	301-P	Toscana	San Vincenzo	25/09/2018	1
			Suvereto	26/09/2018	40
			Piombino	27/09/2018	8
		Sardegna	Codrongianos	02/10/2018	15
			Santa Teresa	03/10/2018	10
Nuovo el. 150 kV "Troia – Roseto"	505-P	Calabria	Troia	24/10/2018	6
		Calabria	Alberona	25/10/2018	4
Interconnessione a 150 kV isole campane (Capri-Sorrento)	516-P	Campania	Sorrento	11/10/2018	22
Nuova S.E. 220kV/150kV di Fuorigrotta e raccordi	514-P	Campania	Napoli	15/10/2018	50

nazionale sia nell'operatività quotidiana sia nel medio e lungo termine (Figura 38).

La capacità di coinvolgere gli stakeholders in ogni fase dell'elaborazione e implementazione del Piano di Sviluppo della Rete è la chiave vincente per garantire l'accettabilità delle opere sul territorio.

L'approccio di Terna alle comunità locali, che si esplica soprattutto nella fase di progettazione e realizzazione delle nuove linee, consiste in un processo volontario di coinvolgimento preventivo delle istituzioni locali (amministrazioni regionali e locali, enti parco, ecc.) e, a partire dagli ultimi anni, ai cittadini delle comunità direttamente interessate dall'intervento. Tale processo prevede la condivisione delle esigenze di sviluppo della RTN con le istituzioni locali, l'apertura all'ascolto delle opinioni degli stakeholder e la ricerca di una soluzione condivisa per la collocazione delle nuove infrastrutture o il riassetto di quelle già esistenti. In tal modo, si creano le condizioni per "costruire" insieme lo sviluppo della rete, rendendola quindi più sostenibile e accettabile.

A tal fine, dal 2014 Terna realizza gli incontri pubblici, denominati "Open Day", per rivolgersi direttamente ai cittadini che vivono nelle aree destinate a ospitare i principali interventi di sviluppo della rete. Nel corso degli incontri sono illustrate:

- esigenze di sviluppo che hanno originato la necessità dell'intervento;
- benefici e gli aspetti tecnici di opere infrastrutturali di rilevanza nazionale ed europea, indispensabili per incrementare la sicurezza e la qualità del servizio elettrico;
- modalità di attuazione;
- alternative individuate.

Tali momenti sono inoltre indispensabili per raccogliere pareri, osservazioni e richieste di chiarimento da parte del territorio.

Nel corso del 2018 Terna ha organizzato numerosi incontri pubblici con il territorio come sinteticamente riportato nella Figura 39 e Figura 40.






Il 31 gennaio 2018 Terna ha inviato il Piano di Sviluppo 2018 al Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) ed all'ARERA avviando il processo di approvazione che prevede peraltro, ai sensi della deliberazione 4 novembre 2016, 627/2016/R/eel, un'intensa fase di consultazione pubblica, conclusasi questo settembre 2018 con l'invio all'ARERA dei riscontri ai commenti ricevuti.

La consultazione pubblica si è svolta in due sessioni: nella prima, fino al 20 giugno 2018, Terna ha ricevuto i primi commenti degli operatori con i quali si è confrontata nel corso di una sessione pubblica del 2 luglio 2018; nella seconda, fino al 31 luglio, l'ARERA ha

Figura 40 Open Day 2018



Figura 41 Risultati questionario di gradimento per il monitoraggio dell'efficacia del processo di consultazione

					
La modalità di comunicazione adottata è agevole	0%	0%	0%	12%	88%
Il tempo dedicato al processo è adeguato	0%	0%	0%	0%	100%
Il grado di dettaglio delle informazioni richieste è adeguato	0%	0%	0%	12%	88%
Il processo di confronto e raccolta informazioni è uno step utile per lo sviluppo del sistema elettrico	0%	0%	0%	0%	100%
Nel complesso ritengo che l'iniziativa dia maggiore e più adeguata rilevanza ai soggetti proponenti "merchant line"	0%	0%	0%	25%	75%
La modalità di esposizione dell'argomento «merchant line» nel piano di sviluppo 2018 è adeguata e di facile comprensione	0%	0%	0%	0%	100%
Il grado di approfondimento relativo all'argomento «merchant line» nel piano di sviluppo 2018 è adeguato	0%	0%	0%	0%	100%
Il processo nel suo complesso risulta trasparente	0%	0%	0%	14%	86%

ricevuto le ulteriori osservazioni che Terna ha provveduto a commentare.

Il processo di consultazione del Piano di Sviluppo da parte di ARERA si è concluso in data 18 dicembre 2018 con la trasmissione al Ministero dello Sviluppo Economico degli esiti della valutazione sullo schema del Piano 2018 (Parere n. 674/2018/1/EEL).

Nel corso del 2018, Terna ha inoltre avviato un proficuo confronto sulla base dell'accordo sottoscritto il 31 maggio 2016 con Greenpeace, Legambiente e WWF per un loro contributo al processo di redazione del Piano di Sviluppo, dalla fase strategica fino alle attività di consultazione con i territori direttamente interessati.

Infine, in merito al Comitato di Consultazione degli Utenti della Rete, il 31 gennaio 2018, si è svolto un incontro avente come oggetto il Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2018 e l'avanzamento dei principali interventi inclusi nei precedenti Piani di Sviluppo. Successivamente, in occasione dell'elaborazione del nuovo Piano di Sviluppo della Rete 2019, lo scorso 3 dicembre 2018 si è svolto un incontro durante il quale sono stati rappresentati i seguenti temi:

- processo di costruzione e condivisione del Piano di Sviluppo 2019
- avanzamento dei Piani Precedenti e i cantieri in corso

Sessione Pubblica del 2 luglio 2018 - Consultazione del Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2018

Il 2 luglio 2018 si è svolta una sessione pubblica; nel corso della sessione sono stati preliminarmente presentati i principali elementi di novità del Piano di Sviluppo 2018 e successivamente riscontrati i commenti ricevuti da Terna, con particolare attenzione rivolta agli scenari previsionali, ora più che mai in sintonia con quanto elaborato a livello europeo.

In particolare, nel corso della sessione sono stati discussi due interventi inseriti nel Piano di Sviluppo 2018:

- HVDC Continente – Sicilia - Sardegna;
- HVDC Centro Nord – Centro Sud.

Accreditati all'incontro oltre 70 partecipanti, in rappresentanza di Istituzioni, associazioni di categoria, trader, produttori da fonti rinnovabili, produttori termoelettrici ed investitori.

Collaborazione con Renewables Grid Initiative (RGI) e Legambiente

Negli ultimi dieci anni, Terna ha ampliato e aumentato il suo impegno nel confrontarsi attivamente e adeguatamente con le sfide derivanti dalla conciliazione tra il continuo sviluppo delle infrastrutture elettriche, legate anche all'incremento delle fonti rinnovabili, e l'impatto territoriale che queste comportano.

Nel corso del 2018 Terna ha intrapreso un percorso, in collaborazione con Renewables Grid Initiative (RGI) e Legambiente, con l'obiettivo di condividere con il territorio gli scenari di riferimento, i criteri e le motivazioni che sono alla base della pianificazione di una nuova infrastruttura, e di confrontarsi con esperti a livello nazionale ed europeo su *best practice* da adottare in merito all'innovazione tecnologica, al corretto inserimento degli interventi nell'ambiente e nel paesaggio e ad approcci partecipativi verso scenari ad alta penetrazione delle rinnovabili.

Il percorso intrapreso consentirà di accrescere la trasparenza e il dialogo tra le parti interessate, ma anche di incrementare le opportunità di mutuo apprendimento con i principali stakeholder, riflettendo queste nuove conoscenze in future attività strategiche e di pianificazione.

Piano di Sviluppo 2019 – consultazione con Organizzazioni Non Governative (ONG)

Il coinvolgimento delle Organizzazioni Non Governative rappresenta un tassello fondamentale nell'ottica di elaborare una pianificazione della rete elettrica che sia fondata, non solo sul rafforzamento e la concretizzazione delle direttrici di intervento dettate dal Disciplinare di Concessione, ma anche sull'introduzione di una maggiore attenzione alla **sostenibilità** degli interventi e alle esigenze del **territorio**.

Il 21 Dicembre 2018 si è tenuto un incontro di condivisione con le principali ONG per l'ambiente (WWF, Greenpeace, Legambiente) durante il quale sono stati trattati i seguenti argomenti:

- Descrizione degli scenari del PdS 2019, con particolare attenzione allo scenario di policy nazionale;
- Elementi chiave e driver PdS 2019;
- Approfondimenti sui temi di ecosostenibilità, resilienza e l'introduzione di nuovi indicatori ambientali nell'analisi costi benefici (ACB).

L'incontro conferma l'importanza di questi momenti di condivisione all'interno del processo di definizione del Piano di Sviluppo pluriennale della RTN, al fine di individuare progetti che garantiscano la "salute ecosistemica", e tengano quindi conto dei benefici sociali e ambientali associati.

- descrizione degli scenari per il Piano di Sviluppo 2019
- elementi chiavi e driver del Piano di Sviluppo 2019

Con l'obiettivo di perseguire un sempre maggiore coinvolgimento degli stakeholder all'interno del processo di definizione del Piano di Sviluppo pluriennale della RTN, è stata condotta una consultazione con i titolari di iniziative "merchant line" tra il 30 ottobre ed il 20 novembre 2018. Gli esiti delle consultazioni sono riportati nel capitolo 4.

La Figura 41 riporta i risultati del questionario di gradimento per il monitoraggio dell'efficacia del processo di consultazione. Le percentuali sono calcolate rispetto al totale di 8 progetti per i quali è stata inviata risposta al questionario.

1.7. VARIAZIONI DELL'AMBITO DELLA RTN

Ai sensi del D.M. 23 dicembre 2002 del Ministero delle Attività Produttive (oggi Ministero dello Sviluppo Economico) e dell'art 3.2, lettera f, di cui alla Deliberazione 627/16/eel/r dell'ARERA sono inserite annualmente nel Piano di Sviluppo le nuove proposte di modifica dell'ambito della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), relative ad acquisizione o dismissione di elementi di rete esistenti.

La procedura operativa per l'ampliamento dell'ambito RTN, così come descritta dal Codice di Rete, prevede che le proposte di ampliamento, preventivamente concordate da Terna con i soggetti proprietari e/o aventi la disponibilità dei beni coinvolti, siano riportate

nel PdS ed inviate al MiSE, per la verifica di conformità, attraverso l'approvazione del PdS.

I criteri generali utilizzati nella scelta degli elementi di rete da proporre per l'acquisizione sono principalmente atti a:

- evitare casi che possano comportare difficoltà nelle attività di gestione, esercizio e manutenzione o situazioni che possano creare ostacoli o lentezze nello sviluppo della rete;
- risolvere quelle situazioni in cui, ad esempio, un intervento di sviluppo misto (che coinvolge cioè la rete di trasmissione e una o più reti di distribuzione) porti a una commistione di proprietà e di competenza.

La modifica dell'ambito della RTN potrà avvenire in seguito al conferimento a Terna degli asset in questione da parte dei soggetti che ne hanno attualmente la disponibilità.

Analogamente al caso di ampliamento dell'ambito della RTN, è possibile prevedere la dismissione di elementi di rete e l'eventuale conferimento degli elementi in questione alle Società che hanno formalizzato il proprio interesse all'acquisizione.

Nel corso del 2018, è stato conferito nel perimetro della RTN l'asset di cui alla Figura 42.

Precedentemente, nel 2017, a seguito del Decreto di ampliamento ambito RTN del 28/12/2017, in data 29/12/2017 la linea 150 kV Deliceto - Stornarella è stata ricompresa nell'RTN a seguito di acquisizione da parte Terna.

1.7.1. Proposte di variazione dell'ambito della RTN

Per quanto riguarda l'acquisizione o la cessione a Terzi di elementi di rete esistenti, con il presente Piano si rappresenta l'esigenza relativa a una serie di elementi

Figura 42 Proposte di ampliamento ambito RTN perfezionate nel 2018

Società	Descrizione Asset	Livello di tensione	Consistenza	Decreto Mise	Costo
E-Distribuzione	Linea 150 kV Bono - Buddusò	150 kV	30 km	Decreto di ampliamento ambito RTN del 28/12/2017	~1,5 M€

Figura 43 Proposte di ampliamento ambito RTN

Società	Descrizione Asset	Livello di tensione	Consistenza	Motivazione per l'acquisizione
Deval	Linea 132 kV "Villeneuve – Prè S.Didier" (T.505)	132 kV	20 km	In data 5 novembre 2018 il distributore Deval ha formulato richiesta di cessione a Terna dei collegamenti 132 kV di sua proprietà al fine di efficientare la gestione/ manutenzione degli asset
Deval	Linea 132 kV "Villeneuve – Prè S.Didier" (T.506)	132 kV	20,04 km	
Deval	Linea 132 kV "CP Covalou – Ayas" (T.521)	132 kV	9,34 km	
Deval	Linea 132 kV "CP Covalou – SE Covalou" (T.28-0110)	132 kV	0,49 km	
Unareti	Linee 132 kV "Vaiano Valle – CP Vigentina"	132 kV	3,61 km	In data 11 settembre 2018 il distributore Unareti ha formalizzato la richiesta di cessione dei collegamenti 132 kV di sua proprietà al fine di massimizzare la sinergia con la rete di trasporto nazionale (nuova SE Vaiano Valle, cod. 130 – P) e minimizzare l'economia di gestione degli asset
E-Distribuzione	Stallo 150 kV in SSE Barletta della linea "Barletta RFI – CP Barletta"	150 kV	1 stallo	Al fine di uniformare la proprietà degli asset, si procederà all'acquisizione degli stalli ricadenti negli impianti inclusi nel perimetro dell'RTN con la Legge di Stabilità 2015
E-Distribuzione	Stallo 132 kV in SSE Grosseto della linea "SSE Grosseto RFI – CP Grosseto Nord"	132 kV	1 stallo	
E-Distribuzione	Stallo 132 kV in SSE Massa della linea "Massa RFI – CP Avenza"	132 kV	1 stallo	
E-Distribuzione	Stallo 132 kV in SSE Orbetello della linea "SSE Orbetello RFI – CP Orbetello"	132 kV	1 stallo	
E-Distribuzione	Stallo 150 kV in SSE S. Stefano Di Camastra della linea "S.Stefano RFI - CP S.Stefano di Camastra"	150 kV	1 stallo	
E-Distribuzione	Stallo 150 kV in SSE Zappulla della linea "Zappulla RFI – CP S.Agata Militello/ CPCapo d'Orlando"	150 kV	1 stallo	
Enel Green Power	SE 150 kV Castrocuoco	150 kV	1 stallo	Al fine di dare attuazione all'intervento di sviluppo "Elettrodotto 150 kV Castrocuoco - Maratea" (cod. 522-P) ed uniformare la proprietà, si procederà all'acquisizione dell'asset

Figura 44 Proposte di cessione ambito RTN

Società	Descrizione Asset	Livello di tensione	Consistenza	Motivazione per la cessione
TEI Energy	Linea 132 kV "AMG Gorizia – Elettrogorizia"	132 kV	0,33 km	Nell'ambito del procedimento di connessione dell'utente TEI Energy è stata prevista la dismissione dal perimetro RTN dell'asset che sarà asservito al solo servizio del produttore
E-Distribuzione	Linea 150 kV "CP Eboli – CP Eboli 2"	150 kV	0,10 km	Uniformare la proprietà degli asset per esigenze di esercizio
Edison	Linea 220 kV "M11 TV1 - SE IV"	220 kV	0,64 km	
Edison	Linea 220 kV "M12 TV2 - SE IV"	220 kV	0,60 km	
Edison	Linea 220 kV "M15 TG3 - SE IV"	220 kV	0,75 km	
Edison	Linea 220 kV "M16 TG4 - SE IV"	220 kV	0,75 km	
Edison	Linea 220 kV "M10 TG5 - SE IV"	220 kV	0,75 km	

di rete descritti rispettivamente nella Figura 43 e nella Figura 44.

1.8. INNOVAZIONI TECNOLOGICHE/PROGETTI FINANZIATI IN AMBITO EUROPEO

1.8.1. Le reti intelligenti nel nuovo contesto elettrico

In un contesto di continua evoluzione per il sistema elettrico ed in considerazione del contributo della generazione distribuita da fonte rinnovabile, ormai strutturale, il gestore della rete di trasmissione è chiamato alla ricerca di soluzioni di sviluppo integrato delle reti, che rispondano in maniera sinergica e innovativa alle prossime sfide che attendono gli operatori di sistema. Un approccio integrato ritrova coerenza anche nell'obiettivo di promuovere l'interoperabilità e di favorire il coordinamento degli interventi di sviluppo relativi alle reti di trasmissione e distribuzione, fissato dal legislatore con il D.lgs n. 28 del 3 Marzo 2011 (art. 18 comma 3).

In tale scenario, riveste un ruolo strategico "l'osservabilità" della generazione diffusa in termini di adeguamento delle logiche e delle periferiche d'interfacciamento tra le reti di distribuzione e la rete di trasmissione nazionale. Difatti un approccio di tipo *smart grid* non può prescindere dal ruolo di Terna in qualità di concessionario del servizio dispacciamento e responsabile della gestione in sicurezza del sistema sull'intero territorio nazionale. Interventi strutturali sulla rete di trasmissione si rendono, pertanto, necessari per disporre di adeguati segnali, vettori e strumenti per consentire la visibilità e il controllo della generazione distribuita e, più in generale, delle risorse di regolazione rese disponibili ai punti di interfacciamento con le reti di distribuzione.

A tal proposito, come evidenziato nel Winter Package, pubblicato ad inizio 2017, la Commissione Europea riconosce che la transizione verso un sistema "low-Carbon" pone una serie di sfide per i gestori di rete chiamati a garantire un sistema elettrico insieme sicuro e conveniente. La crescente penetrazione delle energie rinnovabili intermittenti e decentralizzata richiede che il settore elettrico sia gestito in modo più flessibile ed efficiente; a tal fine l'implementazione dell'*information technology* offre la possibilità di affrontare questi temi, facilitando lo sviluppo di nuovi servizi, migliorando il "comfort del consumatore" e rendendo il mercato più contendibile ed efficiente. Tuttavia, per beneficiare appieno della digitalizzazione, la stessa Commissione evidenzia la necessità di rendere le informazioni

immediatamente disponibili per gli attori del mercato ed allo stesso tempo sottolinea la necessità di un "elevato livello di protezione dei dati".

Si colloca nella medesima direzione il contributo di una maggiore osservabilità e controllabilità dei carichi elettrici, connessi alle reti di trasmissione/distribuzione, tema di rilevante attualità anche in virtù del sostanziale sviluppo della mobilità elettrica atteso, coerentemente con quanto delineato nei vari tavoli di lavoro per gli scenari energetici, come il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.

Sempre in questo contesto ricopre particolare attenzione il ricorso a nuovi sistemi di accumulo, come quello elettrochimico, dell'energia elettrica finalizzati a "favorire il dispacciamento degli impianti non programmabili".

1.8.1.1. L'impegno di Terna nei progetti di innovazione

L'energy transition in atto richiede un nuovo approccio di tipo sistemico ed organico verso l'innovazione, basato sull'accelerazione strategica di un portafoglio di iniziative di Ricerca, Sviluppo ed Innovazione efficace e coerente con le strategie aziendali.

Dalla fine del 2016 Terna ha deciso di investire ulteriormente sull'innovazione attraverso una visione centralizzata e coordinata, al fine di promuovere uno scambio continuo di idee ed esigenze e quindi un efficace ecosistema aziendale dell'innovazione, in grado di abilitare la transizione verso il nuovo modello di Sistema Elettrico ad alta penetrazione rinnovabile.

Tra gli strumenti messi in atto, si possono citare l'implementazione di un processo di Open Innovation in azienda e l'identificazione di un approccio strutturato all'innovazione.

Oggi infatti fare innovazione richiede un approccio in grado di aprire nuovi fronti di sviluppo e collaborazione con il mondo esterno, la creazione di interazioni dinamiche, compresa una particolare attenzione verso le start-up, che portano Terna ad investire nelle iniziative tecnologiche di maggior valore per l'azienda e per il sistema elettrico ed energetico nazionale.

Il processo di innovazione deve garantire che le nuove iniziative, che possono nascere in azienda o grazie al processo di Open Innovation, vengano inserite in un framework coerente e condiviso a livello europeo costituito da 5 principali cluster:

- Power system modernization
- Security and system stability

- Power system flexibility
- Power system economics and efficiency
- ICT and digitalization of power system

Sono stati inoltre individuati 4 filoni o stream strategici: connettività, dynamic data management, planning e analytics e business abilitati.

Ci si attende che la connettività ricopra un ruolo chiave all'interno del nuovo modello, in quanto infrastruttura che può garantire la disponibilità di informazioni attinenti non solo alla rete elettrica (sia di trasmissione che di distribuzione), ma anche alle numerose risorse distribuite ad essa connesse.

In riferimento a queste ultime, sarà inoltre necessario gestire una ingente mole di dati al fine di abilitarne il dispacciamento in tempo reale: questo è l'obiettivo principale dello stream "dynamic data management", inerente alla sola gestione dinamica e sincrona del dato.

Altrettanto importante diventerà la gestione asincrona e l'utilizzo dei dati archiviati secondo un modello di Planning e Analytics (data lake) volto a permettere la valorizzazione degli stessi all'interno del sistema elettrico.

Il quarto stream strategico ("business abilitati") consiste invece nella valorizzazione dei dati, ad esempio, efficienza energetica, manutenzione predittiva ed ottimizzazione degli asset, etc.

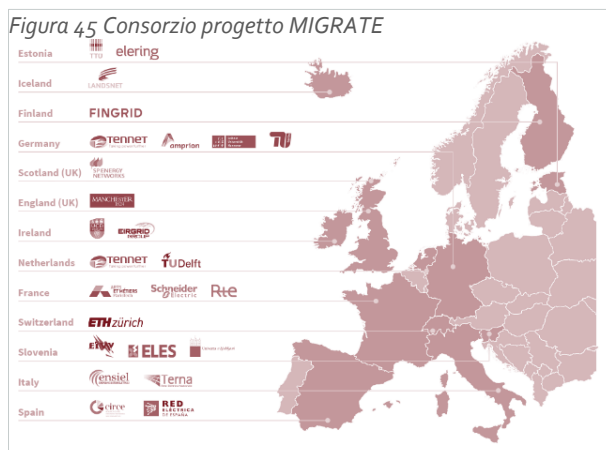
In questo contesto, grazie alla cooperazione con partner internazionali e nazionali, Terna, è sempre più impegnata anche in numerosi progetti nazionali ed europei, volti alla ricerca di nuove soluzioni per fronteggiare le sfide tecnologiche dei futuri sistemi elettrici, tra i quali:

Progetto **MIGRATE** (Massive InteGRATION of power Electronic devices): progetto finanziato dalla Comunità Europea nell'ambito di *Horizon 2020*, nel quale Terna coopera con altri 23 partner di cui 9 TSO, 12 Università/Laboratori e un soggetto industriale (Figura 45).

Il coordinatore del progetto MIGRATE è TenneT GMBH (Germania). Terna partecipa a due WorkPackage (WP), nello specifico al WP2 – *Real Time Monitoring and Control to Enable Transmission Network Transition* e al WP3 - *Control and operation of a grid with 100% converter-based devices*. Sono presenti nel partenariato del WP2 altri TSO europei quali SPEN (Scozia - leader), FINGRID (Finlandia), REE (Spagna), Landsnet (Islanda) e Elering (Estonia). Sono presenti nel partenariato del WP3 invece RTE (Francia – leader), REE (Spagna) e Eirgrid (Irlanda).

All'interno del WP2 sono stati definiti dei *Key Performance Indicators* (KPIs) che consentono ai TSO di valutare l'impatto sulle proprie reti dei dispositivi interfacciati alla rete attraverso elettronica di potenza. Con il supporto di General Electric, sono stati sviluppati degli strumenti per il monitoraggio in tempo reale e la previsione di tali KPIs: inerzia di rete e potenza di cortocircuito. Tali strumenti sono stati resi disponibili a tutti i partner del WP2, in particolar modo ai TSO, con l'obiettivo di validarli sulle proprie reti. Gli esiti della validazione degli strumenti di calcolo sia sulla rete italiana, sia sulle reti dei partner (es. SPEN e FINGRID) mostrano che le metodologie di calcolo dei KPIs sono significative trovando anche riscontro nella letteratura scientifica internazionale. Relativamente agli strumenti sviluppati ed ai casi di applicabilità degli stessi, i risultati prodotti su alcuni casi studio della RTN sono incoraggianti se confrontati con le metodologie e gli approcci di calcolo convenzionali. Un lavoro importante è stato condotto da Terna ed Ensiel (Consorzio interuniversitario nazionale per energia e sistemi elettrici) per garantire il rilascio di versioni degli strumenti di calcolo con prestazioni accettabili. Risulta tuttavia necessaria allo stato attuale una validazione più estensiva finalizzata a testare l'accuratezza e la robustezza degli stessi nonché un'adeguata ingegnerizzazione delle soluzioni prodotte. Un elemento di forte innovazione tecnologica è rappresentato dalla realizzazione di un progetto pilota per il controllo *wide area* di reti con ridotto valore di inerzia in territorio islandese. Sulla base dell'esperienza maturata si sono inoltre specificate una serie di raccomandazioni per l'evoluzione e lo sviluppo delle tecnologie di misura sincronizzate (es. Phasor

Figura 45 Consorzio progetto MIGRATE



Measurement Units) al fine di facilitare l'integrazione con gli strumenti di calcolo che sono stati sviluppati nel WP.

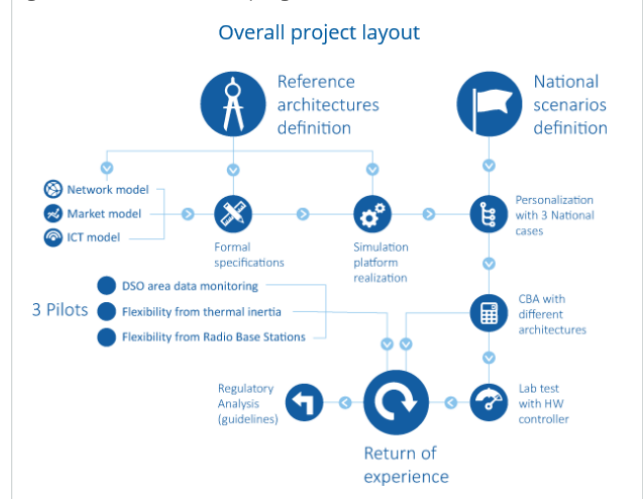
All'interno de WP3 Terna ha contribuito insieme a RTE, REE ed Eirgrid a definire quali sono le esigenze dei sistemi elettrici di potenza costituiti esclusivamente da componenti che si interfacciano attraverso elettronica di potenza (generatori, carichi ecc.). Tali reti sono anche denominate reti con 100% di elettronica di potenza e rappresentano lo scenario futuro più sfidante che possa essere immaginato oggi. Le necessità che Terna ha voluto porre in evidenza in tale scenario sono state la *robustezza alle separazioni di rete* e l'*avviamento autonomo (black start capability)*. Nel primo caso quindi la capacità delle reti con 100% di elettronica di potenza di realizzare un funzionamento in isola controllato bilanciando adeguatamente generazione e carico. Nel secondo caso la capacità di poter ripristinare efficacemente e nel minor tempo possibile l'alimentazione a seguito di un black-out: i convertitori in questo caso dovranno emulare il comportamento di un gruppo sincrono in funzionamento autonomo (*synchronous machine-emulating mode*), impredendo l'alimentazione alla rete passiva disalimentata e monitorando la sua potenza di cortocircuito al fine di commutare nelle modalità di funzionamento ordinarie (es. *interconnection mode*) quando necessario.

Le attività su cui Terna è attualmente coinvolta riguardano lo sviluppo di tecniche avanzate di controllo delle reti con 100% di elettronica di potenza e l'integrazione tra tali tecniche di controllo e quelle esistenti, in uno scenario di transizione (con la presenza quindi anche di generazione convenzionale). Nell'ultimo anno del progetto si studierà se necessario introdurre un insieme di nuovi requisiti di connessione per i gruppi di generazione interfacciati attraverso elettronica di potenza che implementano le logiche di controllo sopra descritte. Nel caso in cui la risposta fosse affermativa, tali requisiti andranno a costituire delle linee guida indipendenti dalla tecnologia impiegata e comunque riferite al punto di connessione dell'impianto.

I risultati pubblici del progetto sono resi disponibili nel sito: www.h2o2o-migrate.eu.

Progetto **SmartNet**: finanziato nell'ambito del programma europeo Horizon2020 e coordinato da RSE (Ricerca sul Sistema Energetico), Terna è parte di un consorzio che si compone di 22 partner di 9 nazioni europee tra cui gestori della rete di trasmissione

Figura 4.6 Architettura di progetto



(Terna, Energinet.dk) e di distribuzione (la spagnola Endesa, l'italiana Edyna, la danese Syd Energi), due produttori di tecnologia smart grid, una società di telecomunicazione e alcuni tra i più importanti centri di ricerca europei e università. Il progetto è iniziato nel 2016 ed è prevista una durata triennale. È stata richiesta la possibilità di proroga (fino al 30 giugno 2019) senza estensione budget.

Il progetto nel complesso ha l'obiettivo di proporre soluzioni innovative per l'integrazione della generazione da fonti rinnovabili nel sistema elettrico, valutando anche possibili schemi di coordinamento implementabili tra TSO e DSO. L'analisi ha riguardato lo studio di scenari simulati al 2030, la comparazione di diverse architetture di mercato per l'approvvigionamento dei servizi ancillari e l'implementazione in campo di progetti tecnologici, in Italia, Danimarca e Spagna (Figura 4.6).

La partecipazione di Terna in SmartNet riguarda principalmente il coordinamento e la supervisione del pilota tecnologico italiano, di cui è leader.

L'obiettivo è sviluppare e testare in campo dispositivi forniti dai partner tecnologici per investigare la fattibilità tecnica del monitoraggio in tempo reale della rete di distribuzione e dell'utilizzo della generazione da fonte rinnovabile, connessa sia alla rete di distribuzione sia alla rete di subtrasmissione, per fornire il servizio di regolazione della tensione e di regolazione della frequenza/potenza.

Il pilota è stato realizzato in una porzione della rete di Edyna in Valle Aurina caratterizzata da numerosi impianti idroelettrici ad acqua fluente di piccola/media taglia e si suddivide principalmente in due parti.

Per quanto riguarda la parte AT del progetto, la regolazione coordinata di tensione tramite impianti connessi alla rete di subtrasmissione (132kV) coinvolge due centrali idroelettriche connesse alla stazione elettrica Molini di Tures di Terna. Per quanto riguarda la parte MT del progetto, il monitoraggio consiste nel rilevamento delle potenze dei punti di connessione con generatori e altre reti di distribuzione sottesi alla Cabina Primaria e nell'aggregazione dei dati a formare aggregazioni equivalenti connesse ai morsetti di MT del trasformatore della CP e suddivise per carico e tipo di fonte. Per quanto riguarda invece il controllo della potenza attiva e reattiva della generazione distribuita per la fornitura dei servizi ancillari, 7 centrali idroelettriche connesse alla MT hanno installato il controllore (Plant Central Regulator) ai morsetti di macchina per consentire anche la ricezione del comando.

Il progetto è in fase di completamento: il sistema HVRS per il controllo degli impianti in AT è attualmente in esercizio, mentre per quanto riguarda il sistema MVRS per il monitoraggio e il controllo della GD (Generazione Distribuita) sono stati eseguiti numerosi test e raffinamenti tecnici per migliorarne le performance.

Per quanto riguarda la regolazione f/P in Figura 47 sono riportati alcuni risultati che mostrano come le performance dei singoli impianti dipendano fortemente dal regolatore di impianto.

Dal punto di vista della rete di trasmissione è evidente che ai morsetti AT del trasformatore il discostamento della variazione di potenza rispetto alla richiesta inviata presenta un errore nettamente più elevato rispetto ai singoli impianti dovuto alla somma soprattutto durante la rampa degli errori dovuti a ciascun impianto in regolazione.

I risultati del progetto sono resi disponibili nel sito: www.SmartNet-Project.eu

Partecipazione al «**Cluster Tecnologico Nazionale dell'Energia**», approvato e co-finanziato dal MIUR nel corso del 2017 e che vede Terna come socio fondatore.

I Cluster tecnologici nazionali sono reti di soggetti pubblici e privati che operano sul territorio nazionale in settori quali la ricerca industriale, la formazione e il trasferimento tecnologico. Funzionano da catalizzatori di risorse per rispondere alle esigenze del territorio e del mercato, coordinare e rafforzare il collegamento tra il mondo della ricerca e quello delle imprese.

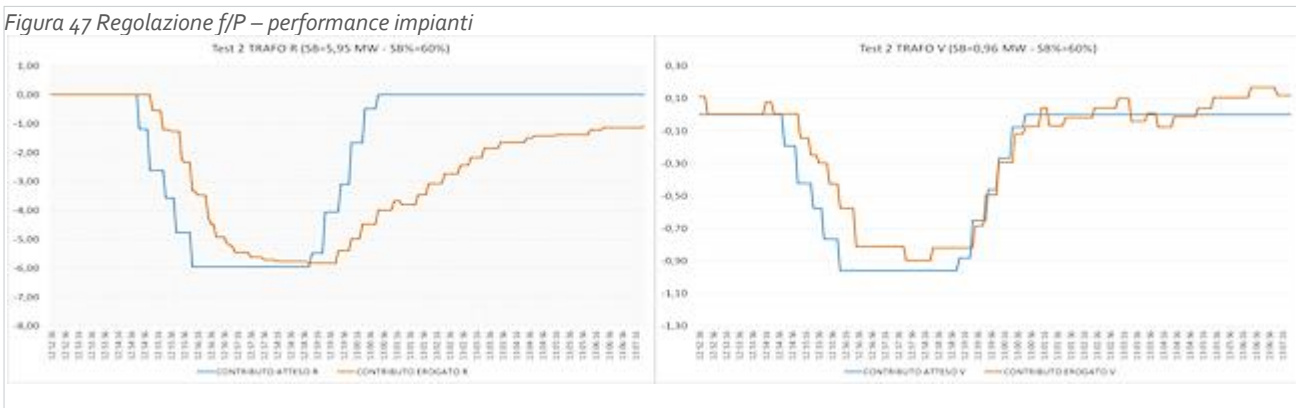
Nell'ambito del Cluster, in particolare, Terna è impegnata nel progetto «Living Grid» (approvato ma ancora non avviato) che si inserisce nell'ambito delle traiettorie tecnologiche legate alla diffusione delle Smart Grid come fondamentale driver abilitante dell'ulteriore incremento delle Risorse Energetiche Distribuite (Distributed Energy Resources - DER) gestibile sulle reti di trasmissione e distribuzione e in generale dell'evoluzione verso sistemi elettrici sempre più flessibili.

A tal fine si sfrutterà la Smart Polygeneration Microgrid (SPM) del Campus di Savona, living-lab per diverse configurazioni di rete con diverse tecnologie di sistemi di produzione, accumulo e carichi presenti, nella quale poter sia ricreare ed analizzare una rete locale per sperimentare l'offerta di servizi di flessibilità al TSO e al DSO, sia studiare e validare nuove soluzioni volte a migliorare l'integrazione tra TSO e DSO stessi, anche grazie ad un nuovo protocollo di interfacciamento sviluppabile nell'ambito del progetto.

Nell'ambito di questo caso-studio verranno inoltre effettuati approfondimenti e simulazioni, con riferimento al caso d'uso dei SEU, con lo scopo di:

- definire specifici modelli di business, facendo riferimento alle differenti tipologie di utenze e di

Figura 47 Regolazione f/P – performance impianti



tecnologie disponibili nel sito e declinandoli rispetto ai differenti servizi offerti dai SEU;

- implementare algoritmi e sviluppare metodi di ottimizzazione (per la gestione di reti e sistemi complessi) applicabili a SEU urbani che tengano in considerazione molteplici aspetti quali la gestione del rischio e la resilienza dei sistemi;
- implementare algoritmi e misure di rischio e resilienza e sviluppo di metodi di ottimizzazione per SEU urbani, basati sull'applicazione dei metodi delle reti complesse;
- valutare l'impatto ambientale dei SEU nel contesto delle reti di trasmissione nazionali ed interconnesse
- I partner direttamente coinvolti nel progetto sono ENEA, RSE, CNR, e-distribuzione, TERNA ed EnSiEL; quest'ultimo per lo svolgimento delle attività di Ricerca Industriale e Sviluppo Sperimentale si avvarrà dei consorziati Università di Genova, Politecnici di Torino e Bari.

Presenza e Leadership del Dimostratore italiano nel **Progetto OSMOSE** «OSMOSE - Optimal System-Mix Of flexibility Solutions for European electricity».

Il progetto nel suo complesso, ha l'obiettivo di identificare e dimostrare la fattibilità tecnica di un mix «ottimo» di soluzioni di flessibilità in grado di massimizzare l'efficienza tecnico-economica del sistema elettrico europeo garantendone sicurezza e affidabilità.

Il progetto è stato presentato nel Febbraio 2017 in risposta al bando LCE-04-2017 del programma europeo Horizon 2020 a cura di un ampio consorzio di 33 partners di 8 diversi Stati della UE, con capofila la società RTE - Réseau de transport d'électricité (il TSO francese) ed ha un budget complessivo di circa 30 Mln Euro, approvato dalla Commissione Europea nell'Agosto del 2017 dopo un complesso iter di valutazione ed avviato a Gennaio 2018 (durerà 4 anni)..

Terna ha il ruolo di leader del "WP5" (uno dei 4 dimostratori su situazioni di rete reali) denominato "Multiple services provided by grid devices, large demand-response and RES generation coordinated in a smart management system". Sono presenti nel partenariato altri TSO europei quali REE (Spagna), ELES (Slovenia), REN (Portogallo) ed ELIA (Belgio).

L'intento principale del "dimostratore" da realizzarsi in Italia in una porzione 150 kV della RTN tra la Basilicata e la Puglia, è lo sviluppo di un nuovo "Energy Management System" da sperimentare in un lungo

"live-test" di quasi un anno che prevede l'utilizzo combinato ed "ottimo" di Dynamic Thermal Rating, dispositivi di Power Flow Control, nuovi modelli previsionali e risorse di "demand side response", per fornire più flessibilità al sistema elettrico.

Altro importante obiettivo del dimostratore è il test in ambiente operativo reale di servizi di flessibilità innovativi forniti sia da impianti a fonte rinnovabile non programmabile (inerzia sintetica, regolazione di tensione,...) che da grandi consumatori connessi in AT (Demand Response evoluta ed analisi della relativa affidabilità), analizzando al contempo il ruolo degli "aggregatori" e le implicazioni sul mercato dei servizi di dispacciamento: in questo senso, il progetto si propone anche di fornire rilevanti input al processo in atto di profonda revisione regolatoria dei mercati dei servizi ancillari, in Italia come in tutta Europa.

Terna sta fornendo anche un importante contributo nel "WP6", altro dimostratore, a guida ELES (gestore di rete sloveno) che si propone, attraverso l'evoluzione degli strumenti attualmente utilizzati per valutare la capacità di scambio transfrontaliero in tempo reale, di sfruttare le capacità di transito residue a valle della chiusura dei mercati attuali, nonché di ottimizzare l'utilizzo degli impianti di produzione e pompaggio (e dello storage in generale).

Gli altri partner italiani del WP5, coordinato da Terna, sono RSE, EnSiEL, IBM, ABB, Enel Green Power, Edison, Engineering, nonché la Dolomiti Energia e la Fondazione Bruno Kessler sul WP6.

Progetto Best Paths (Beyond State-of-the-art Technologies for re-Powering AC corridors and multi-Terminal HVDC Systems): finanziato nell'ambito del programma quadro FP7 dell'Unione Europea.

Durata: Ottobre 2014-Settembre 2018 (4 anni)

Composizione progetto:

- 5 grandi DEMO;
- 2 Replication projects
- 1 Dissemination project
- Budget Totale: 62.8M €
- Contributo della CE: 35.5M €

Best Paths è il più grande progetto di ricerca e sviluppo nel campo energetico finanziato dai Programmi Quadro dell'Unione Europea.

Il Consorzio prevede 38 partner da 11 nazioni europee tra cui 7 TSO/Utility (Red Eléctrica de España, RTE, Terna Rete Italia, Iberdrola, 50 Hertz, Mavir, Statnett.),

aziende leader del settore, istituti accademici e di ricerca.

Obiettivo del progetto: dimostrare attraverso 5 grandi dimostratori tecnologie innovative riguardanti i sistemi HVDC e il potenziamento di linee di trasmissione AC esistenti, allo scopo di permettere una maggiore penetrazione di energie rinnovabili nel mix energetico europeo e di incrementare la capacità di trasmissione della rete paneuropea.

I 5 dimostratori sono:

- DEMO 1: HVDC Links in Offshore Wind Farms (leader: Iberdrola)
- DEMO 2: HVDC-VSC Multivendor Interoperability (leader: RTE)
- DEMO 3: Upgrading Multi-terminal HVDC links (leader: Terna Rete Italia)
- DEMO 4: Innovative Repowering of AC Corridors (leader: 50 Hertz)
- DEMO 5: HVDC Superconducting Link (leader: Nexans)

Terna Rete Italia, responsabile della Demo principale e Presidente del Consorzio Best Paths, in sinergia con partner industriali di caratura internazionale (De Angeli Prodotti; Toshiba EU; Nexans) e con RSE (Ricerca Sistema Energetico), in questi 4 anni ha sviluppato soluzioni innovative per cavi sottomarini, linee aeree e convertitori HVDC partendo dalle caratteristiche del rifacimento del collegamento Sa.Co.I. Terna ha potuto inoltre beneficiare degli avanzamenti delle altre Demo, riguardanti l'interoperabilità e interazioni in sistemi HVDC, sistemi ingegnerizzati di cavi superconduttori ad altissima capacità e smart operations in HVAC.

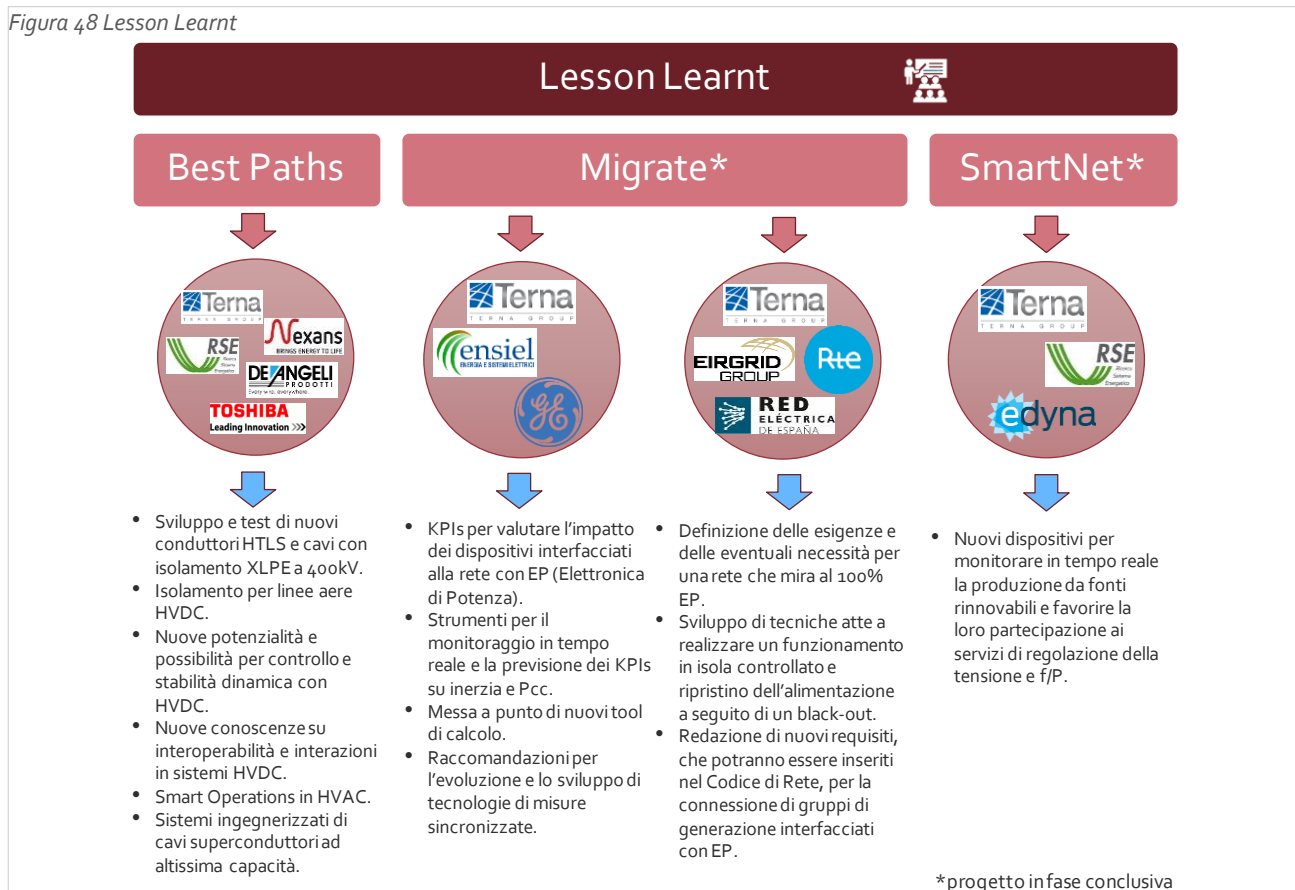
Le tecnologie sviluppate e testate nell'ambito della Demo 3 hanno riguardato:

- Convertitori HVDC tipologia VSC half bridge caratterizzati da un innovativo layout, utilizzo di uno speciale trasformatore di conversione e assenza del reattore (partner: Toshiba)
- Conduttori HTLS (high temperature low sag) con anima in carbonio e in kevlar (partner: De Angeli Prodotti)
- Cavi HVDC con isolamento in XLPE a 400 kV sia terrestri che sottomarini idonei per alte profondità (partner: Nexans)
- Isolamenti per linee aeree HVDC (partner: RSE)
- Funzioni di controllo HVDC avanzate e analisi costi/benefici CBA (partner: RSE)

Il progetto, appena terminato, ha raggiunto gli ambiziosi obiettivi prefissati, illustrati in un seminario conclusivo con oltre 100 esperti, sia in termini tecnologici che di consolidamento di partnership industriali strategiche; infatti nel campo HVDC l'innovazione viene sviluppata primariamente dall'industria manifatturiera e risulta quindi strategico poter orientare tali sviluppi verso le esigenze degli utilizzatori, realizzando reciproche sinergie come nel caso del collegamento SACOI.

Rispetto ai progetti svolti si riporta una sintesi delle principali evidenze in Figura 48.

Figura 48 Lesson Learnt



1.8.1.1.1. Sviluppo dei sistemi di accumulo

Il Legislatore nazionale, recependo la direttiva europea 2009/28/CE, ha varato il D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28, con cui ha sancito l'impegno da parte dell'Italia a puntare ad una maggiore efficienza nei consumi e ad un maggiore utilizzo delle fonti rinnovabili. In particolare, per il conseguimento di tali obiettivi si prevede, oltre alle tradizionali misure di sviluppo della capacità di trasporto delle reti di trasmissione e distribuzione, anche il ricorso a nuovi sistemi di accumulo dell'energia elettrica. A tal fine nel Piano di Sviluppo della RTN il Legislatore ha previsto tra gli interventi necessari per assicurare l'immissione e il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile anche nuovi sistemi di accumulo finalizzati a "favorire il dispacciamento degli impianti non programmabili". A tale riguardo, il D.Lgs 93/11 ha precisato che, in attuazione di quanto programmato nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale, il gestore del sistema di trasmissione nazionale può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica mediante batterie. A seguito della deliberazione dell'ARERA 288/12/R/eel e della relativa Determinazione n.8/12 del 19 Ottobre 2012, è stata avviata la sperimentazione dei sistemi di accumulo, al

fine di verificarne le potenzialità ed efficacia sul sistema elettrico nazionale.

Con la delibera ARERA n.66/2013 sono stati ammessi al trattamento incentivante di cui all'art. 22.5 lettera d) del TIT 6 progetti pilota relativi alla sperimentazione di sistemi di accumulo "energy intensive" approvati nel Piano di Sviluppo 2011 per una potenza complessiva di 35 MW.

Nell'ambito della suddetta sperimentazione, sono stati connessi alla rete RTN:

- l'impianto di Ginestra (12 MW) sulla direttrice 150 kV Campobasso-Celle S. Vito;
- l'impianto di Flumeri (12 MW) sulla direttrice 150 kV Benevento II – Bisaccia;
- l'impianto di Scampitella (10,8 MW) sulla direttrice 150 kV Benevento II – Bisaccia.

Dal 1 gennaio 2016 si considera avviato il monitoraggio dell'esercizio dei suddetti impianti di accumulo per asservimento a servizi di rete, attraverso un innovativo sistema di monitoraggio, unico al mondo.

I primi esiti dell'attività di sperimentazione in corso, nonché una sintesi degli impatti sulla rete di trasmissione nazionale di tali dispositivi, nei primi mesi di esercizio, sono disponibili sul sito www.terna.it e

rappresentati pubblicamente in un workshop pubblico tenutosi nel mese di settembre 2017.

Nel corso del 2017/2018 sono quindi state implementate ulteriori migliorie hardware e software dei sistemi di conversione e del relativo sistema di controllo al fine ottenere una maggiore integrazione con il sistema di controllo centrale di impianto.

Tra le principali "lesson learnt" di questo primo periodo di sperimentazione possiamo quindi evidenziare:

- la necessità di dedicare ampio spazio in fase di progettazione e collaudo in fabbrica al sistema PCS per favorirne un'efficace integrazione di questo con gli altri componenti di impianto.
- l'utilizzo dei sistemi di accumulo per un'unica applicazione (soprattutto se con ridotto scambio energetico con la rete) comporta una drastica riduzione dei rendimenti. Tale problematica può essere mitigata prevedendo un sistema di controllo in grado di attivare una molteplicità di servizi da erogarsi simultaneamente o in modo programmato.
- l'esperienza di esercizio ha reso possibile una maggiore efficacia da parte degli operatori del centro remoto permettendo un significativo aumento della disponibilità e un più rapido rientro in esercizio a valle di eventi perturbati tramite l'introduzione di informazioni di dettaglio inviate al centro di telecontrollo.

In esito ai risultati conseguiti nella sperimentazione in atto, potranno essere individuate ulteriori esigenze di sistemi di accumulo. Tali ulteriori esigenze sono confermate "in valutazione" fino all'esito della sperimentazione in corso.

2. LA RETE OGGI





- La rete AAT e AT registra, in linea con gli ultimi anni, situazioni significative di criticità con particolare riferimento alla rete 220 kV dell'area Nord-Est del paese a causa di uno scarso livello di magliatura mentre sulla rete AT le maggiori criticità si registrano nella Regione Lombardia ed in alcune aree del Centro-Nord in corrispondenza dei momenti di alto fabbisogno
- Dal punto di vista del mercato, si confermano critiche le sezioni tra le zone Nord, Centro-Nord e Centro-Sud. Altre sezioni critiche sono quelle tra la Sardegna e il Continente, il Polo di Brindisi Sud e tra la Sicilia Orientale e la Sicilia Occidentale con conseguente incremento del differenziale prezzo a parità di volume di energia scambiata rispetto all'anno 2017
- Rispetto al 2017, si conferma un differenziale di prezzo significativo con i mercati esteri (francese e tedesco) che raggiunge anche i 17 €/MWh

2.1. CONSISTENZA DELLA RETE E BILANCIO ENERGETICO NAZIONALE

2.1.1. Consistenza della Rete

La Rete di Trasmissione Nazionale di proprietà Terna al 30 giugno 2018 registra una consistenza di oltre 66.000 km di linee (corrispondenti a circa 73.000 km di circuiti elettrici) e circa 870 stazioni elettriche (Figura 49).

Figura 49 Consistenza elementi RTN in esercizio

LINEE			
Livello di Tensione	Linee aeree (km)	Linee in cavo interrato (km)	Linee in cavo sottomarino (km)
≥380 kV	9.961	187	1.152
220 kV	8.751	338	243
≤150 kV	44.314	1.353	68
Totale	63.025	1.878	1.463

STAZIONI E TRASFORMATORI			
Livello di Tensione	Stazioni (#)	Trasformatori (#)	Potenza trasform. (MVA)
380 kV	164	394	114.408
220 kV	150	207	31.317
≤150 kV	559	118	3.890
Totale	873	719	149.615

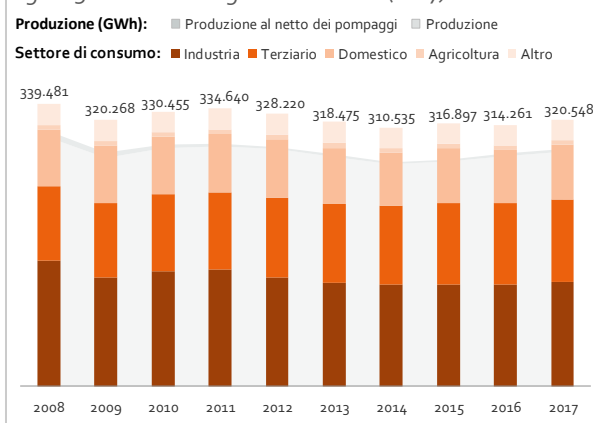
2.1.2. Bilancio Energetico Nazionale

Nel 2017 la richiesta di energia elettrica è stata pari a 320,5 miliardi di kWh, con un incremento del 2% rispetto all'anno precedente (Figura 50); i consumi totali di energia elettrica, ossia la richiesta al netto delle perdite, sono risultati pari a 301,9 miliardi di kWh.

La distribuzione dei consumi di energia elettrica ha registrato un incremento in tutti i settori economici. Il settore industriale, con un consumo di 125,5 miliardi di kWh (+2,3% rispetto al 2016) ha rappresentato nel 2017 circa il 42% del totale dei consumi. Per quanto riguarda i restanti settori, il terziario (al netto della trazione ferroviaria) si attesta a 99,4 miliardi di kWh (+2% rispetto al 2016), il domestico aumenta dell'1,8% portandosi a 65,5 miliardi di kWh e l'agricoltura sale del 7,6% arrivando a circa 6 miliardi di kWh.

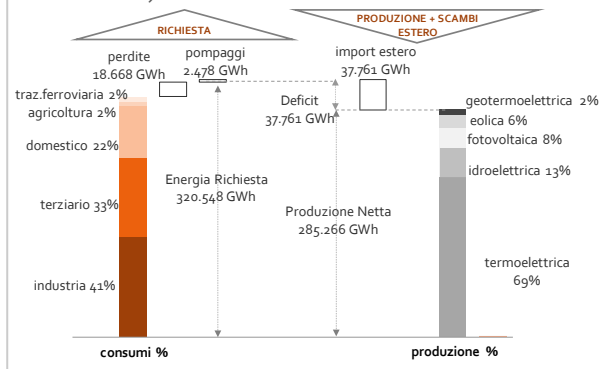
Nel 2017 la produzione nazionale netta, cresciuta del 2% rispetto all'anno precedente, ha raggiunto un valore di 285,3 miliardi di kWh.

Figura 50 Bilancio energetico nazionale (2017)



Disaggregando per fonte i dati riguardanti la produzione netta, si evidenzia un notevole calo della fonte idroelettrica (-14,2%) ed una crescita del termoelettrico nazionale (+5%); si registra inoltre la crescita della produzione netta da fonte fotovoltaica

Figura 51 Bilancio energetico nazionale (storico produzione richiesta -GWh)



(+10,4%) ed una sostanziale stabilità di quella da fonte eolica (+0,2%).

Nell'anno 2017 (Figura 51) si registra inoltre una quota del fabbisogno nazionale coperta dalle importazioni nette dall'estero pari a circa 37,8 miliardi di kWh (+2%).

Per quanto riguarda la potenza massima richiesta, la punta massima nel 2017 si è registrata il 3 agosto alle ore 17, raggiungendo i 56.583 MW (+0,9% rispetto al picco del 2016).

I dati provvisori relativi al 2018 segnalano un aumento dello 0,4% del fabbisogno di energia elettrica, che si attesta intorno ai 321,9 TWh. Tale fabbisogno è stato coperto per il 14% circa dallo scambio con l'estero (CIRCA 45 TWh, +13% rispetto al 2017) e per il 86% circa dalla produzione nazionale (circ 277 TWh, -1,3% rispetto al 2017).

Da segnalare la crescita della produzione idroelettrica di oltre il 30% rispetto al 2017, mentre risultano in diminuzione la produzione di termoelettrico e fotovoltaico.

2.2. ENTRATE IN ESERCIZIO 2018

Tra i principali interventi entrati in servizio nel 2018, si registrano:

- Stazione a 150 kV di Santa Teresa di Gallura (novembre 2018)
- Stazione 380/150 kV Benevento III (aprile 2018) ed elettrodotto 380 kV Benevento II – Benevento III (novembre 2018);
- Collegamento cavo sottomarino 132 kV Fusina - Sacca Fisola (novembre 2018);
- Collegamento cavo sottomarino 132 kV Cavallino - Sacca Serenella (giugno 2018)
- Raccordi 150 kV a SE Casuzze "Casuzze - Mulini" e "Ciminna-Casuzze" (aprile 2018)
- Cavo 150 kV "Messina - Riviera - Villafranca" (marzo 2018)

Nuovi elementi della Rete di Trasmissione Nazionale

Gli interventi consentono di incrementare la magliatura della rete della città di Venezia rafforzando il collegamento verso la terraferma e consentendo la dismissione dell'esistente collegamento aereo Fusina Sacca Fisola



Collegamento Sacca Serenella Cavallino

- Lunghezza: 14 km
- Entrata in esercizio: 11 Giugno 2018
- Chiusura cantiere: 2 Ottobre 2018



Collegamento Fusina 2 – Sacca Fisola

- Lunghezza: 6 km
- Entrata in esercizio: 12 Giugno 2018
- Chiusura cantiere: 29 Novembre 2018



SE Santa Teresa di Gallura

- In anticipo rispetto alla data programmata è entrata in servizio il 27 Novembre 2018

Le immagini fanno riferimento al momento di post dei cavi 132 kV in laguna

2.3. DISTRIBUZIONE TERRITORIALE DELLE CRITICITÀ

Nella Figura 52 è riportata la distribuzione territoriale dei rischi di sovraccarico sulla rete di trasporto primaria (rete a 400 e 220 kV), con una mappa qualitativa delle zone geografiche nelle quali sono più alte le probabilità che si verifichino sovraccarichi in condizioni di sicurezza N-1, ossia dovuti al fuori servizio di un qualsiasi elemento di rete.

I dati in esame sono il risultato di simulazioni di rete effettuate ogni quarto d'ora in tempo reale relativamente ai mesi compresi tra luglio 2017 e giugno 2018. L'assetto di rete in tempo reale considerato, è determinato dalla reale disponibilità degli elementi di rete, tenendo conto anche degli eventuali fuori servizio programmati.

Dall'analisi delle simulazioni effettuate emerge la presenza di situazioni potenzialmente critiche ovvero situazioni in cui almeno un elemento di rete registra un sovraccarico di corrente²⁴.

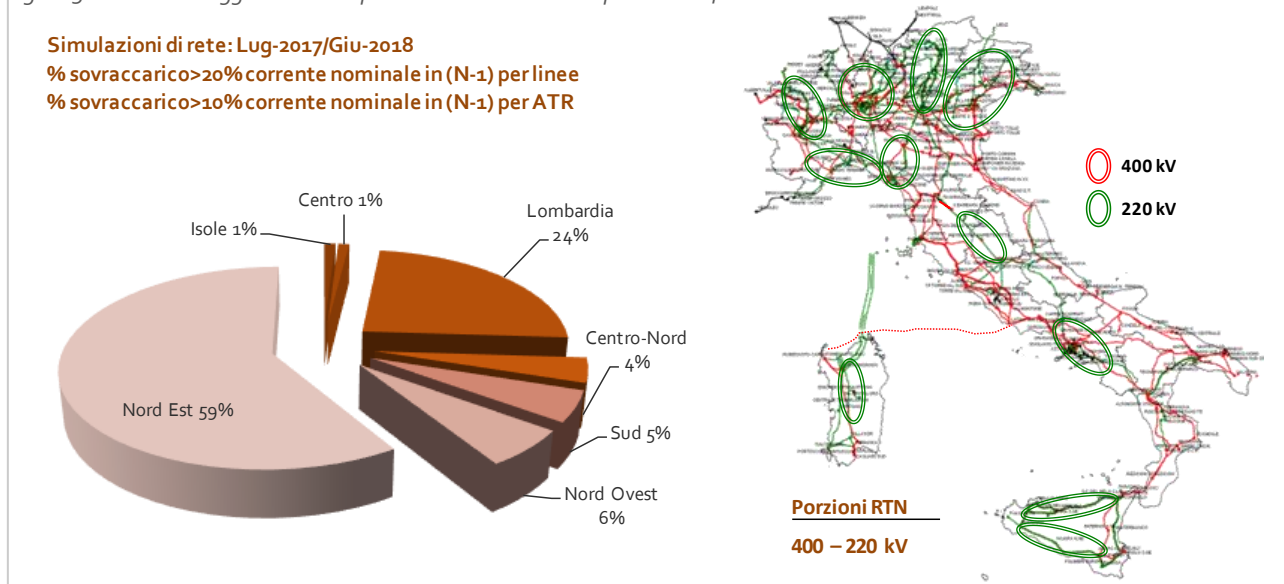
Di seguito riportate le criticità di rilievo per ciascuna area territoriale:

- Nord-Ovest: le direttrici che trasportano dal nord del Piemonte l'energia importata dalla Svizzera e la produzione idroelettrica locale verso i centri di

consumo, sono interessate da elevati transiti di potenza. Si evidenziano i sovraccarichi di alcune trasformazioni relative agli impianti 400/220 kV della Liguria occidentale. In Lombardia i rischi di sovraccarico su rete primaria riguardano principalmente la rete che alimenta la città di Milano, benché attenuati dall'entrata in servizio dei nuovi interventi previsti;

- Nord-Est: si concentra una parte rilevante dei sovraccarichi riscontrati a livello nazionale principalmente in corrispondenza dei periodi di elevata idraulicità per una scarsa magliatura della rete;
- Centro Italia: si evidenziano rischi di sovraccarico sulle arterie 220 kV che attraversano Umbria, alto Lazio e Abruzzo e sovraccarichi di alcune trasformazioni presso gli impianti 400 - 220 kV.
- Sud: di significativa importanza i sovraccarichi della Campania sulla rete 220 kV, considerato che quest'ultima contribuisce ad alimentare direttamente i carichi di Salerno, Napoli e Caserta. Tali problemi si concentrano principalmente nell'area compresa tra Montecorvino (SA) e S. Sofia (CE), la cui rete AAT è chiamata a trasportare gli elevati flussi di energia dalle aree di produzione della Calabria e della Puglia verso le aree di carico di Napoli e Caserta. Sulla porzione di rete primaria tra Calabria e Campania i possibili sovraccarichi riguardano la rete 220 kV tra Laino e Montecorvino, chiamata a trasportare la

Figura 52 Aree con maggiore criticità per la sicurezza sulla rete primaria a 400-220 kV



²⁴ Si registra un sovraccarico di corrente quando la potenza che attraversa il componente è superiore al 20% per le linee e 10% per gli ATR rispetto al valore massimo di normale esercizio

produzione delle centrali dell'area, in caso di perdita di una delle linee a 400 kV "Laino-Montecorvino". Sono presenti inoltre eventi di sovraccarico sulla dorsale 400 kV della Calabria ionica. In Sicilia si registrano eventi di sovraccarico diffusi relativamente alla rete a 220 kV, sulla quale attualmente confluisce buona parte della produzione interna alla Regione. In particolare si riscontrano criticità sulle arterie tra i centri di carico di Palermo e Messina.

Nella Figura 53 sono illustrate le porzioni di rete a 150 – 132 kV che presentano i maggiori rischi di sovraccarico in condizioni di sicurezza N-1, ossia in caso di fuori servizio di un qualsiasi elemento della rete primaria o secondaria. I dati riportati nella figura sono il risultato di simulazioni di load flow riferite alla situazione sia di picco invernale che di picco estivo. In particolare le simulazioni si riferiscono al terzo mercoledì di Luglio 2017 e di Gennaio 2018 alle ore 10.30 del mattino e non tengono conto degli effetti dei telescati su import e aree di produzione limitata. Si osserva che le aree maggiormente critiche si concentrano in prossimità di alcune arterie AT della Lombardia, dell'area tosco-emiliana e del Nord-Ovest, in particolare in condizioni N-1. I problemi di rete evidenziati sono dovuti ad un'insufficiente capacità di trasporto degli elettrodotti e/o a una capacità di trasformazione non adeguata nelle stazioni AAT/AT. Tali criticità sono espresse nel dettaglio degli interventi previsti nel Paragrafo 2.8 del presente documento.

2.4. CONTINUITÀ DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE – RETI AAT/AT

La continuità del servizio è associata principalmente alla capacità di un sistema di garantire il trasporto dell'energia prodotta dagli impianti di generazione verso gli impianti di prelievo destinati ad alimentare le utenze. La gran parte degli impianti di prelievo, essenzialmente Cabine Primarie di distribuzione, è inserita sulla rete in AT (c.d. rete secondaria), da cui dipende direttamente l'affidabilità dell'alimentazione di questi impianti.

L'analisi delle cause dei disservizi che generano disalimentazioni costituisce un elemento primario per identificare le porzioni di rete più critiche in termini di necessità di sviluppo.

Figura 53 Aree con maggiore criticità per la sicurezza sulla rete secondaria a 150-132 kV

Simulazioni di rete: Terzo mercoledì Lug-2017/Gen-2018, % Contingenze in N-1 su totale

% sovraccarico > 20% corrente nominale in (N-1) per linee

% sovraccarico > 10% corrente nominale in (N-1) per ATR

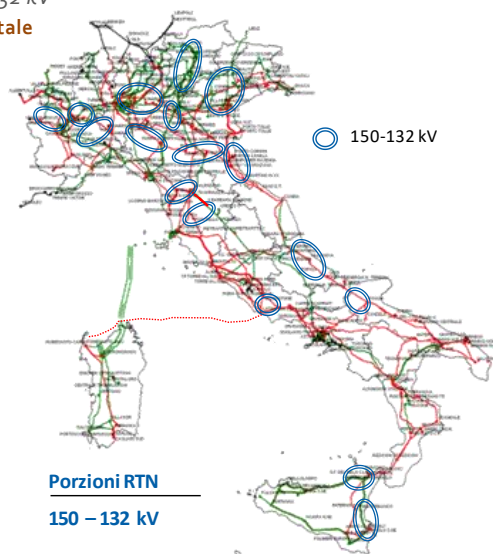
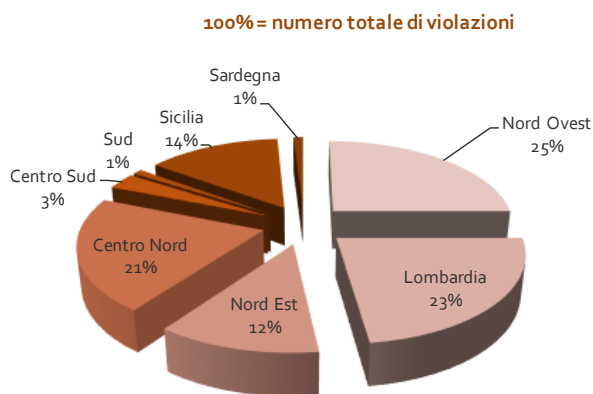
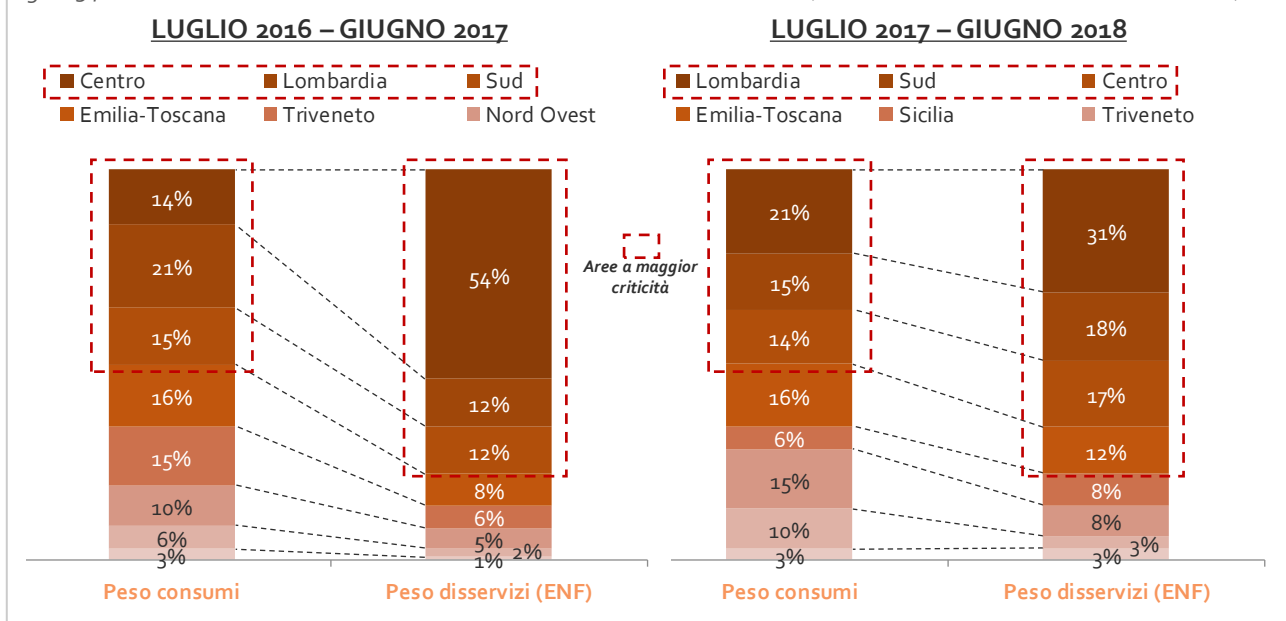


Figura 54 Continuità del servizio di alimentazione – Disalimentazioni su reti AAT/AT (rete di trasmissione e reti di subtrasmissione)



Nella Figura 54 sono evidenziate le aree che nel periodo compreso tra Luglio 2017 e Giugno 2018 hanno registrato i livelli di continuità del servizio di alimentazione elettrica più critici riguardo ai rispettivi tassi di domanda.

Circa il 66% dell'energia non fornita (ENF) per disservizi interessa la Regione Lombardia²⁵ le Regioni del Sud e del Centro.

2.5. QUALITÀ DEL SERVIZIO

2.5.1. Nodi 400 KV

In ciascun nodo di una rete elettrica, si verificano variazioni lente di tensione legate principalmente alle modifiche periodiche del carico da alimentare, oltre che alle sue caratteristiche (componente attiva/reattiva) - tra le ore diurne e notturne, i giorni feriali e festivi, i mesi estivi e invernali - e della potenza generata dalle centrali - giornaliera, settimanale, stagionale - in relazione alle disponibilità di energia primaria ed ai vincoli di flessibilità delle unità di produzione.

Inoltre, il fuori servizio temporaneo di linee e/o trasformatori e l'incremento del transito su altri componenti di rete che ne consegue contribuiscono a far variare la tensione, generalmente in diminuzione, dei nodi nelle rispettive zone di influenza e nei periodi caratterizzati da elevata richiesta in potenza;

²⁵ Il giorno 30 Novembre 2017, a causa di un guasto di un conduttore aereo, è stato disalimentato l'utente Feralpi Siderurgica, comportando una ENF di circa 750 MWh.

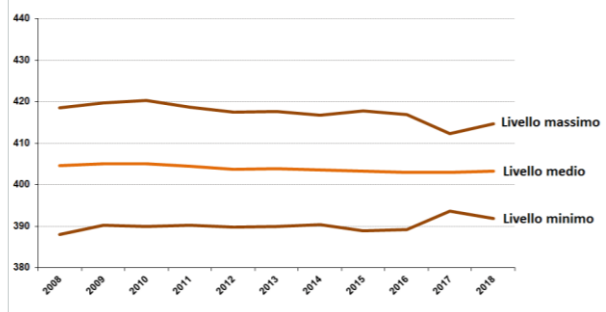
viceversa, nelle situazioni fuori picco, si registrano valori di tensione in aumento.

Il livello di tensione è un elemento fondamentale per assicurare la qualità del servizio; per questo motivo Terna, con periodicità annuale, esegue delle analisi statistiche sui valori della tensione nei nodi della rete primaria di trasmissione. Le analisi mostrano che negli ultimi quattro anni, le tensioni si sono mantenute in generale nell'intervallo di circa $\pm 5\%$ attorno al valore di esercizio di 400 kV.

Per il periodo Luglio 2017 - Giugno 2018 si è osservata per le stazioni a 400 kV una deviazione dei valori intorno alla media di circa 3,8 kV. L'andamento sostanzialmente costante della tensione deve interpretarsi come un indice indiretto di una buona qualità del servizio elettrico, benché si noti un lieve aumento dei valori massimi di tensione, legato ai minori flussi sulle dorsali 400 kV durante le ore di basso carico.

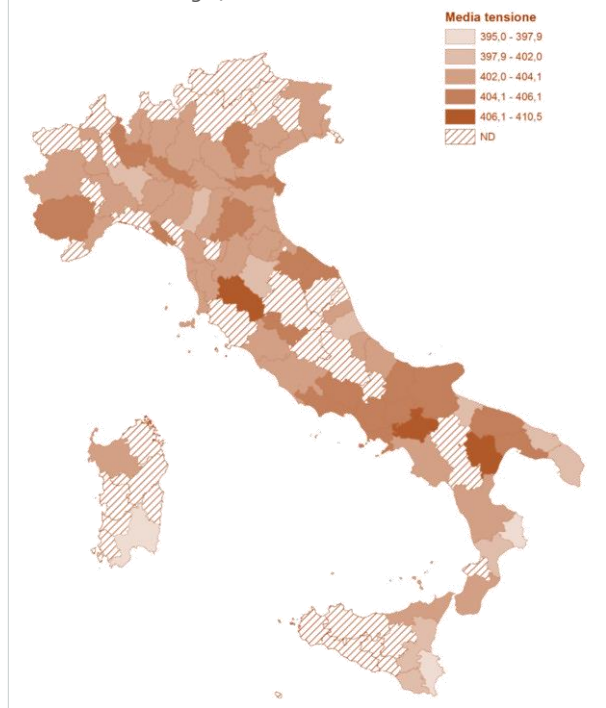
La Figura 55 riporta il range di variazione del livello di tensione di tensione dei nodi a 400 kV della RTN²⁶, nel periodo 2008-2018.

Figura 55 Range di Variazione del livello di tensione (massimo, medio e minimo) nei nodi a 400 kV dal 2008 al 2018 (kV)



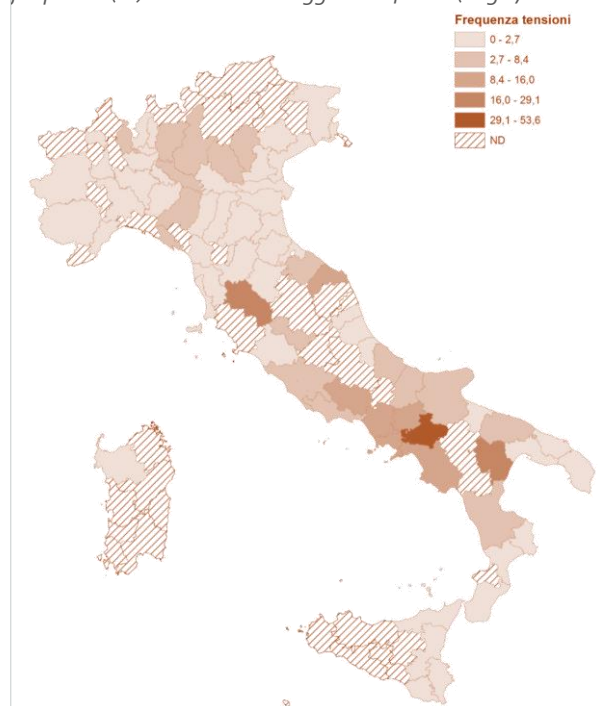
Nel suddetto periodo di riferimento le tensioni della RTN, anche grazie alla disponibilità delle risorse di dispacciamento approvvigionabili sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e all'installazione dei dispositivi di compensazione della potenza reattiva effettuati negli ultimi anni, si sono mantenute generalmente buone, sempre nei limiti previsti dalla normativa tecnica, con un valor medio di circa 403 kV per i nodi della rete a 400 kV.

Figura 56 Distribuzione territoriale delle tensioni rete 400 kV - valori medi (kV) (Lug 17 – Giu 18)



²⁶ I valori massimi e minimi di tensione sono calcolati statisticamente sulla base della dispersione dei valori misurati attorno alla media.

Figura 57 Distribuzione territoriale delle tensioni rete 400 kV - frequenza (%) con tensione maggiore di 410 kV (Lug 17 – Giu 18)



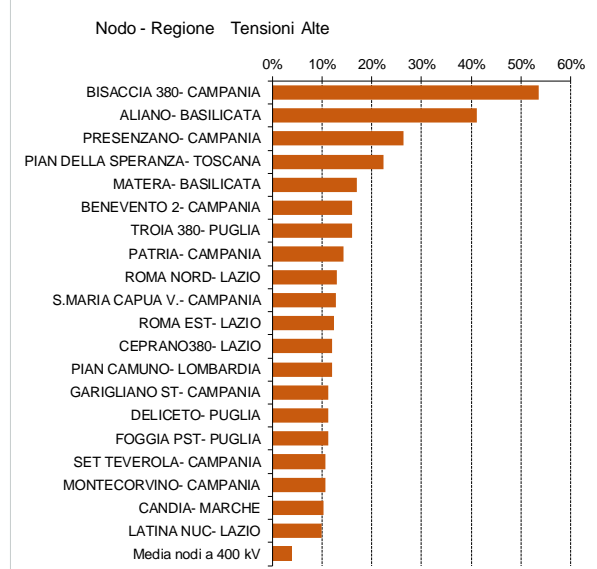
Nell'analizzare le criticità della rete sono prese in esame le seguenti situazioni tipiche:

- ore a basso carico, in cui è maggiore la probabilità di tensioni elevate a causa del ridotto impegno della rete;
- ore di alto carico in cui è invece più probabile rilevare valori di tensione bassi a causa dell'entità dei prelievi e dei consistenti fenomeni di trasporto sulle linee di trasmissione.

La Figura 56 e la Figura 57 riportano rispettivamente l'andamento dei valori medi delle tensioni sulla rete a 400 kV nelle diverse province e la frequenza con cui il valore di attenzione di 410 kV viene superato in condizioni di esercizio nel periodo di riferimento.

Nella Figura 58 sono elencati i nodi della rete nazionale a 400 kV i cui valori di tensione più frequentemente

Figura 58 Andamento della tensione ai nodi critici – tensioni alte (Luglio 2017 – Giugno 2018)



superano la soglia di attenzione di 410 kV (tale soglia, seppure all'interno dei parametri obiettivo del Codice di Rete, costituisce per Terna un riferimento per la programmazione di azioni correttive). I dati elaborati si riferiscono al periodo che intercorre tra Luglio 2017 e Giugno 2018.

Si notano valori di tensione più elevati in Campania, Basilicata e Toscana.

Nella Figura 59 sono invece riportati i nodi 400 kV in cui la tensione, comunque compresa all'interno dei limiti previsti dal Codice di Rete, è risultata inferiore al valore di attenzione di 390 kV nel periodo compreso tra Luglio 2017 e Giugno 2018.

Il fenomeno riguarda le aree di rete scarsamente magliate, interessate da ingenti transiti di potenza e dalla presenza di stazioni con elevati livelli di carico.

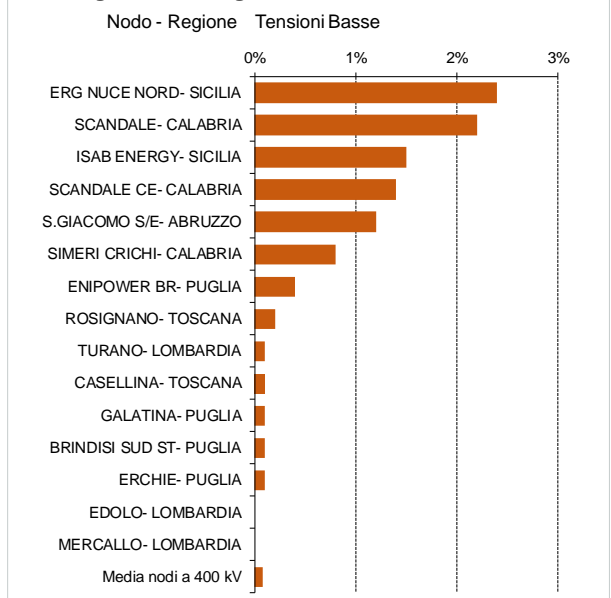
Relativamente alle suddette problematiche, l'installazione presso alcune stazioni di apparati che regolano la tensione (reattanze e banchi di condensatori) ha consentito da una parte di migliorare i profili di tensione nelle aree critiche, e dall'altra di ridurre la necessità di ricorrere all'approvvigionamento di specifiche risorse sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

La valutazione dei livelli attesi della qualità della tensione è il risultato di una campagna di misura

avviata da Terna il 1° luglio 2006 e realizzata mediante l'installazione di strumenti di misura presso impianti AAT/AT.

Il monitoraggio della qualità della tensione è valutato

Figura 59 Andamento della tensione ai nodi critici – tensioni basse (Luglio 2017 – Giugno 2018)



sulla rete 400/220/150/132/60 kV

Per quanto riguarda gli strumenti di misura installati a dicembre 2017 nelle stazioni Terna, si riporta in Figura 60 la ripartizione per area territoriale.

Attraverso tale campagna di misura, è stato possibile determinare risultati relativi a diversi parametri della qualità di tensione, in particolare, i cosiddetti buchi di tensione (vedi par. successivo). I risultati si riferiscono alle misure registrate nel periodo Luglio 2017 – Giugno 2018.

2.5.2. Microinterruzioni

Gli utenti del servizio elettrico di distribuzione e gli utenti connessi direttamente alla RTN possono subire disturbi della tensione di diversa natura. Tali disturbi, definiti come microinterruzioni, si distinguono in:

- **interruzioni transitorie:** secondo quanto definito nella deliberazione n. 250/04, esse comportano una riduzione della tensione di alimentazione fino al 90% della tensione nominale per tempi dell'ordine di decimi di secondo e comunque inferiori al secondo. Le interruzioni transitorie sono generalmente causate dall'intervento delle protezioni elettriche finalizzate all'eliminazione dei guasti in rete e il successivo ripristino dell'alimentazione è automatico per mezzo di richiusura degli interruttori aperti in precedenza;
- **buchi di tensione:** secondo la norma CEI-EN 50160, tali fenomeni rappresentano una riduzione temporanea della tensione di alimentazione ad un valore compreso tra il 90% e il 5% della tensione dichiarata. Convenzionalmente la durata del buco di tensione è compresa tra 10 ms e 60 secondi. Il buco di tensione può interessare una o più fasi ed è denominato unipolare, bipolare o tripolare se rispettivamente interessa una, due o tre fasi. La profondità di un buco di tensione è definita come differenza tra il valore efficace della tensione

minima (tensione residua) durante il buco e la tensione dichiarata²⁷. Le variazioni di tensione che non riducono la tensione a meno del 90% della tensione non sono considerati buchi. La durata di un buco di tensione è la differenza temporale tra l'istante in cui la tensione scende al di sotto del 90% e l'istante nel quale la stessa tensione ritorna entro i limiti (al di sopra del 90%).

I buchi di tensione sono originati da cortocircuiti²⁸ anche a grandi distanze rispetto al punto in cui si manifesta il disturbo; meno frequentemente sono originati dall'avviamento di grandi motori.

Nella Figura 63 sono riportati i dati relativi ai buchi di tensione, suddivisi per fasce di durata e tensione residua, rilevati dagli strumenti di misura durante il periodo di monitoraggio Gennaio –Dicembre 2017 ed i relativi valori medi.

Rispetto ai dati rilevati, in Figura 61 si riportano quelli che erano i target attesi.

Interruzioni e buchi di tensione sono i principali indicatori della qualità del servizio, tema questo destinato a ricoprire un'importanza crescente per la

Figura 60 Ripartizione per area territoriale degli Strumenti installati nelle stazioni Terna

Area Territoriale	N° di strumenti
Nord-Ovest	36
Nord	31
Nord-Est	42
Centro-Nord	31
Centro	46
Sud	31
Sicilia	12
Sardegna	18
Totale	248

²⁷ La tensione di alimentazione dichiarata U_c nel sito di connessione è normalmente la tensione nominale del sistema (U_n), salvo che Terna dichiari espressamente un valore diverso dalla tensione nominale

Figura 61 Valori attesi per nodo anno 2017

Durata/Tensione residua monofase	380 kV	220 kV	150kV
> 500 ms / < 70%	5	10	15
Durata/Tensione residua polifase	380 kV	220 kV	150kV
> 500 ms / < 70%	3	6	9

diffusione sempre più capillare di apparecchiature e processi industriali sensibili anche a interruzioni di durata modesta (micro interruzioni) tuttavia in grado di determinare arresti diffusi della produzione e quindi forieri di danni economici non indifferenti.

Al fine di monitorare la qualità del servizio percepita dagli utenti, è stata condotta un'analisi sul numero e sulla tipologia dei buchi di tensione presso 1941 Cabine Primarie dei principali distributori presenti sul territorio italiano nel triennio 2015 -2017. Tra gli eventi registrati dagli strumenti di misura collocati nelle Cabine Primarie, sono stati selezionati i buchi di tensione la cui

²⁸ E' il contatto accidentale, diretto o con interposta una impedenza, tra i conduttori di linea oppure tra questi e la terra.

origine è imputabile ad eventi occorsi nella RTN con profondità e durata tali che le protezioni che solitamente sono attuate dagli utenti non sono sufficienti a mitigare il disturbo.

Inoltre, di tali eventi, è stata condotta un'analisi su base geografica come da Figura 62 per identificare possibili aree critiche.

Dalla Figura 64 si evince che la grande maggioranza degli eventi disturbanti presenta durata e ampiezza contenuti, quindi tollerabili dalla generalità delle apparecchiature e dei macchinari di utenza (civile e industriale) e che è limitato il numero di eventi caratterizzati da profondità e durata severe potenzialmente fonte di disservizi presso le utenze. Con la finalità di migliorare ulteriormente la qualità del servizio, Terna ha avviato varie iniziative finalizzate a ridurre il fenomeno dei buchi di tensione (si faccia riferimento al capitolo 5 relativamente ai nuovi interventi finalizzati a migliorare la qualità del servizio).

Rispetto alle criticità evidenziate, insieme agli interventi strutturali sulla rete che saranno illustrati nel capitolo 5, sono allo studio applicazioni che prevedono l'utilizzo di dispositivi elettronici in grado di mitigare gli eventi sopra descritti. In particolare, tali dispositivi elettronici, detti *Flexible Alternating current transmission System* (FACTS), sono in grado di intervenire sulla componente reattiva nel nodo di rete dove sono installati e non contribuendo alla potenza di corto circuito²⁹ del medesimo nodo.

Infatti, noto che la variazione di tensione di un nodo della rete è correlata alla componente reattiva e alla potenza di corto circuito sul nodo stesso secondo la formula seguente:

$$\Delta V_i \% = 100 \frac{\Delta Q_i}{P_{cc,i}}$$

dove:

- $\Delta V_i \%$ = variazione di tensione percentuale del nodo i
- ΔQ_i = variazione della potenza reattiva erogata o assorbita dal nodo espressa in % della potenza di corto circuito del nodo stesso
- $P_{cc,i}$ = potenza di corto circuito del nodo

²⁹ La potenza di cortocircuito nei singoli nodi della rete è calcolata con la seguente espressione (norma CEI 11-25):

$$P_{cc} = \sqrt{3} \cdot V \cdot I_{cc} [MVA]$$

i FACTS, non erogando potenza attiva, sono in grado di stabilizzare la tensione modulando il reattivo attraverso banchi di condensatori.

Figura 62 Buchi di tensione in Cabine Primarie per provincia nel 2015, 2016, 2017



dove: V = tensione concatenata nominale della rete [kV] I_{cc} = corrente di cortocircuito trifase massima nel nodo [kA]

Figura 63

Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (380-220 kV)

380 – 220 kV												
	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	106	69	3	3	0	1	0	0	0	1	109	74
80 > u > 70	87	48	2	4	2	1	0	0	0	0	91	53
70 > u > 40	64	41	0	2	1	0	0	2	0	0	65	45
40 > u > 5	9	3	0	0	0	1	0	1	0	0	9	5
5 > u	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
totale	266	161	5	9	3	3	0	3	0	1	274	177

Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete (380 - 220 kV)

380 – 220 kV												
	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	5,30	3,45	0,15	0,15	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,05	5,45	3,70
80 > u > 70	4,35	2,40	0,10	0,20	0,10	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	4,55	2,65
70 > u > 40	3,20	2,05	0,00	0,10	0,05	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	3,25	2,25
40 > u > 5	0,45	0,15	0,00	0,00	0,00	0,05	0,00	0,05	0,00	0,00	0,45	0,25
5 > u	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
totale	13,30	8,05	0,25	0,45	0,15	0,15	0,00	0,00	0,00	0,05	13,70	8,85

Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (<150 kV Nord)

150-132-120 kV Nord												
	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	144	75	7	1	1	0	0	0	2	0	154	76
80 > u > 70	185	84	5	2	1	0	1	0	1	0	193	86
70 > u > 40	172	83	10	4	3	1	0	1	0	0	185	89
40 > u > 5	27	7	0	3	0	0	0	0	0	0	27	10
5 > u	2	0	0	1	0	0	0	0	0	0	2	1
totale	530	249	22	11	5	1	1	1	3	0	561	262

Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete (<150 kV Nord)

150-132-120 kV Nord												
	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	2,82	1,47	0,14	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00	3,02	1,49
80 > u > 70	3,63	1,65	0,10	0,04	0,02	0,00	0,02	0,00	0,02	0,00	3,78	1,69
70 > u > 40	3,37	1,63	0,20	0,08	0,06	0,02	0,00	0,02	0,00	0,00	3,63	1,75
40 > u > 5	0,53	0,14	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,53	0,20
5 > u	0,04	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,02
totale	10,39	4,88	0,43	0,22	0,10	0,02	0,02	0,02	0,06	0,00	11,00	5,14

Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (<150 kV Centro)

150-132-120 kV Centro												
Tensione %	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Mono	Poli
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	121	116	4	11	2	4	0	3	1	0	128	134
80 > u > 70	101	128	1	26	1	3	0	3	0	0	103	160
70 > u > 40	141	113	5	14	0	3	2	2	0	0	148	132
40 > u > 5	49	11	2	1	2	0	0	0	0	0	53	12
5 > u	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
totale	412	368	12	52	5	10	2	8	1	0	432	438

Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete (<150 kV Centro)

150-132-120 kV Centro												
Tensione %	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Mono	Poli
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	6,05	5,80	0,20	0,55	0,10	0,20	0,00	0,15	0,05	0,00	6,40	6,70
80 > u > 70	5,05	6,40	0,05	1,30	0,05	0,15	0,00	0,15	0,00	0,00	5,15	8,00
70 > u > 40	7,05	5,65	0,25	0,70	0,00	0,15	0,10	0,10	0,00	0,00	7,40	6,60
40 > u > 5	2,45	0,55	0,10	0,05	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,65	0,60
5 > u	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
totale	20,60	18,40	0,60	2,60	0,25	0,50	0,10	0,40	0,05	0,00	21,60	21,90

Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (<150 kV Sud)

150-132-120 kV Sud												
Tensione %	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Mono	Poli
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	136	65	7	2	1	1	0	0	0	0	144	68
80 > u > 70	159	93	3	8	2	2	0	1	0	1	164	105
70 > u > 40	112	84	1	6	0	3	0	1	0	0	113	94
40 > u > 5	30	12	0	1	0	0	0	0	0	0	30	13
5 > u	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
totale	437	254	11	17	3	6	0	2	0	1	451	280

Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete (<150 kV area Sud)

150-132-120 kV Sud												
Tensione %	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Mono	Poli
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	12,36	5,91	0,64	0,18	0,09	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	13,09	6,18
80 > u > 70	14,45	8,45	0,27	0,73	0,18	0,18	0,00	0,09	0,00	0,09	14,91	9,55
70 > u > 40	10,18	7,64	0,09	0,55	0,00	0,27	0,00	0,09	0,00	0,00	10,27	8,55
40 > u > 5	2,73	1,09	0,00	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,73	1,18
5 > u	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
totale	39,73	23,09	1,00	1,55	0,27	0,55	0,00	0,18	0,00	0,09	41,00	25,45

Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (<150 kV Sicilia)

150-132-120 kV Sicilia												
	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	67	67	1	1	0	1	0	0	0	1	68	70
80 > u > 70	91	78	0	4	0	1	2	0	0	2	93	85
70 > u > 40	124	52	6	4	6	0	0	4	0	0	136	60
40 > u > 5	9	20	1	2	0	0	0	1	0	0	10	23
5 > u	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
totale	291	217	8	11	6	2	2	5	0	3	307	238

Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete (<150 kV Sicilia)

150-132-120 kV Sicilia												
	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	9,57	9,57	0,14	0,14	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,14	9,71	10,00
80 > u > 70	13,00	11,14	0,00	0,57	0,00	0,14	0,29	0,00	0,00	0,29	13,29	12,14
70 > u > 40	17,71	7,43	0,86	0,57	0,86	0,00	0,00	0,57	0,00	0,00	19,43	8,57
40 > u > 5	1,29	2,86	0,14	0,29	0,00	0,00	0,00	0,14	0,00	0,00	1,43	3,29
5 > u	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
totale	41,57	31,00	1,14	1,57	0,86	0,29	0,29	0,71	0,00	0,43	43,86	34,00

Ripartizione dei buchi di tensione in funzione della durata e della tensione residua (< 150 kV Sardegna)

150-132-120 kV Sardegna												
	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	34	13	2	0	1	0	0	0	0	0	37	13
80 > u > 70	27	16	1	2	1	0	0	0	0	0	29	18
70 > u > 40	21	13	0	0	0	0	0	1	0	0	21	14
40 > u > 5	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
5 > u	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0
totale	84	42	3	2	2	0	0	2	0	0	89	46

Riepilogo del numero medio di buchi di tensione osservati sulla rete residua (< 150 kV Sardegna)

150-132-120 kV Sardegna												
	Durata										Totale	
	20-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms			
Tensione %	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80	4,25	1,63	0,25	0,00	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,63	1,63
80 > u > 70	3,38	2,00	0,13	0,25	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,63	2,25
70 > u > 40	2,63	1,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,00	0,00	2,63	1,75
40 > u > 5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,00	0,00	0,00	0,13
5 > u	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,25	0,00
totale	10,50	5,25	0,38	0,25	0,25	0,00	0,00	0,25	0,00	0,00	11,13	5,75

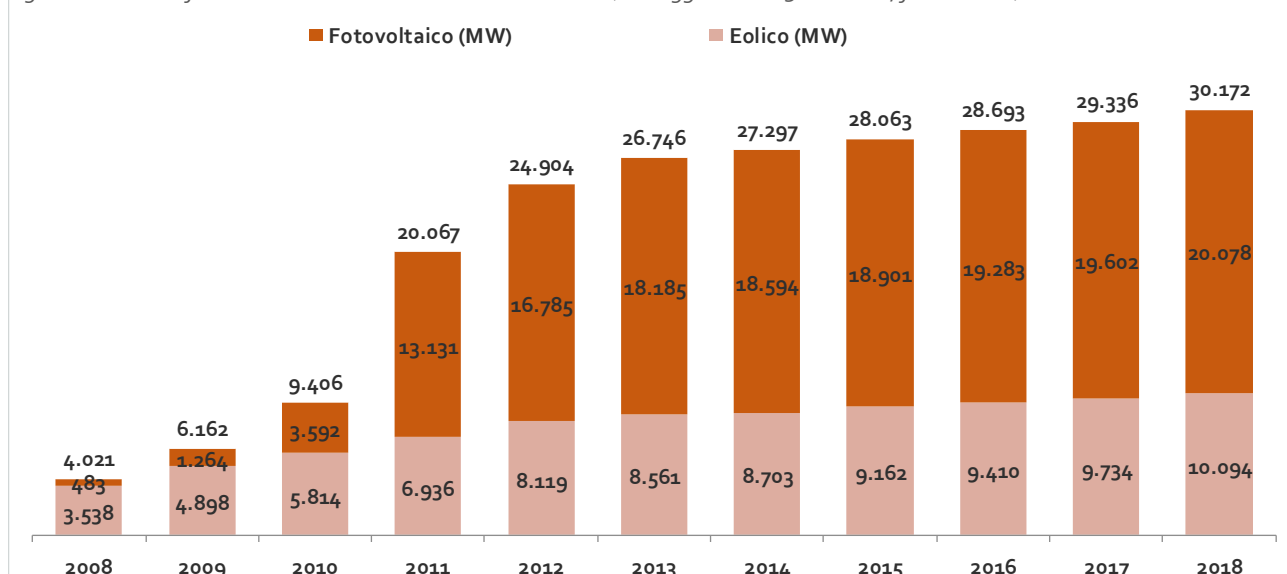
Figura 64 Ripartizione dei buchi di tensione nelle Cabine Primarie in funzione di durata e tensione residua

2015													
Tensione %	Durata										Totale		
	10-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Mono	Poli	
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	
90 > u > 80										0,00	0,00	0,00	0,00
80 > u > 70					50,00	207,00	8,00	34,00	0,00	0,00	58,00	241,00	
70 > u > 40			193,00	1026,00	10,00	244,00	5,00	36,00	0,00	0,00	208,00	1306,00	
40 > u > 5	592,0	2329,0	20,00	449,00	1,00	121,00	0,00	6,00	0,00	6,00	613,00	2911,00	
5 > u	0,0	0,0	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,00	0,00	4,00	0,00	
Totale	592,0	2329,0	214,00	1475,00	61,00	572,00	13,00	76,00	3,00	6,00	883,00	4458,00	

2016												
Tensione %	Durata										Totale	
	10-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Mono	Poli
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80									0,00	1,00	0,00	1,00
80 > u > 70					70,00	128,00	21,00	30,00	0,00	0,00	91,00	158,00
70 > u > 40			132,00	985,00	6,00	216,00	0,00	39,00	0,00	0,00	138,00	1240,00
40 > u > 5	25,00	1823,00	0,00	336,00	5,00	106,00	0,00	9,00	0,00	0,00	30,00	2274,00
5 > u	0,00	8,00	0,00	6,00	0,00	8,00	0,00	0,00	0,00	2,00	0,00	24,00
Totale	25,00	1831,00	132,00	1327,00	81,00	458,00	21,00	78,00	0,00	3,00	259,00	3697,00

2017												
Tensione %	Durata										Totale	
	10-200 ms		200-500 ms		500-1000 ms		1000-5000 ms		5000-60000 ms		Mono	Poli
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
90 > u > 80									0,00	0,00	0,00	0,00
80 > u > 70					185,00	184,00	21,00	92,00	0,00	1,00	206,00	277,00
70 > u > 40			105,00	891,00	37,00	377,00	1,00	162,00	0,00	0,00	143,00	1430,00
40 > u > 5	40,00	2232,00	1,00	386,00	0,00	147,00	0,00	47,00	0,00	0,00	41,00	2812,00
5 > u	0,00	3,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	24,00	1,00	27,00
Totale	40,00	2235,00	106,00	1277,00	222,00	708,00	22,00	301,00	1,00	25,00	391,00	4546,00

Figura 66 Potenza fotovoltaica ed eolica installata 2008 - 2018 (dati aggiornati al 30.11.2018; fonte Gaudi)



2.6. POTENZIALI CRITICITÀ DELLA PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI

2.6.1. Potenza eolica e fotovoltaica installata in Italia

La capacità eolica installata in Italia a Novembre 2018 è pari a circa 10.094 MW. Gran parte è sita nella zona meridionale del paese (oltre il 90%), soprattutto Puglia, Sicilia, Campania, Basilicata, Calabria e

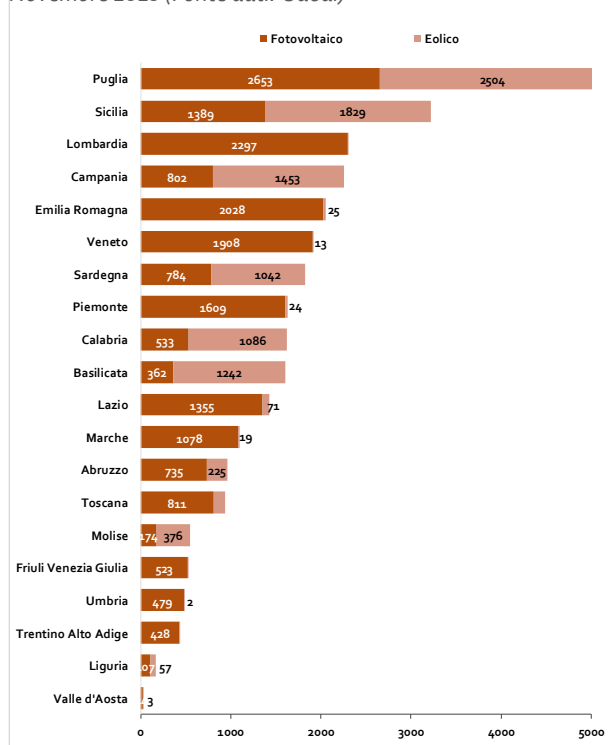
Sardegna, aree che presentano caratteristiche più favorevoli dal punto di vista della disponibilità della fonte primaria.

La capacità fotovoltaica installata alla stessa data è pari a circa 20.078 MW dei quali circa 2.653 MW nella sola Puglia.

In Figura 65 è riportato il dettaglio per Regione della potenza degli impianti eolici e fotovoltaici installati ad Novembre 2018.

In particolare, nel 2018 la generazione da fonte fotovoltaica è cresciuta rispetto all'anno precedente di circa 476 MW mentre quella da fonte eolica di circa 360 MW (Figura 66).

Figura 65 Potenza eolica e fotovoltaica installata in Italia - Novembre 2018 (Fonte dati: Gaudi)



L'aumento della potenza eolica installata ha interessato la rete di trasmissione a livello AT, mentre gli impianti fotovoltaici (oltre il 90%) hanno interessato la rete di distribuzione ai livelli MT e BT. Essendo tuttavia le reti di distribuzione interoperanti con il sistema di trasmissione, gli elevati volumi aggregati di produzione da impianti fotovoltaici, in particolare nelle zone e nei periodi con basso fabbisogno locale, hanno un impatto non solo sulla rete di distribuzione, ma anche su estese porzioni della rete di trasmissione e più in generale sulla gestione del sistema elettrico nazionale nel suo complesso.

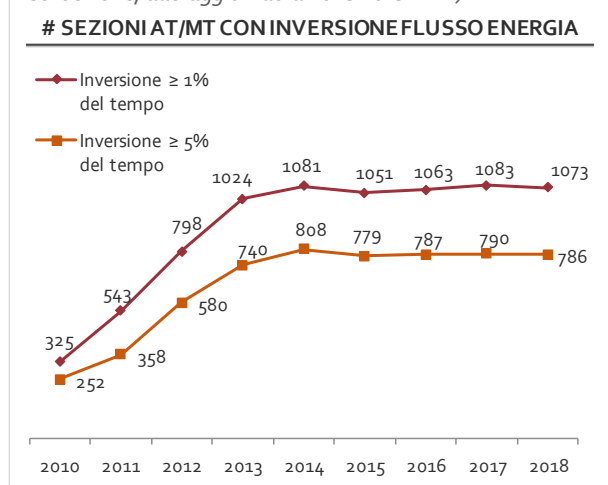
2.6.2. Inversione dei flussi da fonte rinnovabile non programmabili

In tale contesto, la forte penetrazione degli impianti di produzione da fonti energetiche rinnovabili (FER) non programmabili, in particolare quelli alimentati da fonte

solare fotovoltaica, ha comportato fenomeni di risalita di energia dalle reti di distribuzione verso il sistema di trasmissione.

Per dare una quantificazione del fenomeno descritto, sulla rete di e-distribuzione è stata riscontrata nel periodo gennaio-novembre 2018 (Figura 67) l'inversione del flusso di energia per almeno l'1% e il 5% delle ore dell'anno rispettivamente in 1073 e 786 sezioni di trasformazione AT/MT delle Cabine Primarie di distribuzione, valori in linea con l'anno precedente.

Figura 67 Dati di inversione flussi su sezioni AT/MT (fonte: e-Distribuzione; dati aggiornati a novembre 2018)



2.6.3. Congestioni di rete AT e AAT

I fenomeni citati, compresa la "risalita" di potenza dalle Cabine Primarie sulla rete AT, contribuiscono a produrre, come prima conseguenza, un possibile aumento delle congestioni locali, in particolare sulle porzioni di rete AT caratterizzate da elevata densità di

generazione distribuita rispetto all'entità del carico elettrico locale e alla limitata magliatura di rete.

Il fenomeno ha progressivamente interessato anche la rete ad altissima tensione determinando un progressivo aumento delle congestioni anche sul sistema di trasporto primario in AAT, con conseguente impatto sui mercati con la formazione di "oneri da congestione" a carico del sistema.

I problemi di congestione si sono resi maggiormente evidenti e critici nell'area centro-meridionale ed insulare del Paese dove si concentra la gran parte delle installazioni di impianti da FER e dove la rete presenta un minor livello di magliatura e una più limitata capacità di trasporto.

A livello di gestione del sistema elettrico nel suo complesso, come meglio descritto nel seguito, si sono presentate nuove ed importanti problematiche di mantenimento dell'equilibrio complessivo tra produzione, carico e scambi con l'estero, nonché criticità in termini di disponibilità della necessaria riserva di regolazione.

Qualora si verificano delle congestioni sulla rete RTN non superabili con le risorse a disposizione il gestore della rete al fine di garantire la sicurezza della stessa, mette in atto azioni per ridurre la produzione eolica. L'indicatore attraverso il quale si misura tale azione è definito come la Mancata Produzione Eolica (MPE).

La Figura 68 evidenzia l'andamento dal 2012 della MPE suddivisa per zona di mercato e l'incidenza della stessa MPE sulla produzione eolica totale a livello italiano. Le zone maggiormente critiche, in relazione ai vincoli di rete strutturali che limitano la produzione eolica,

Figura 68 Mancata Produzione Eolica (MPE, GWh) – impianti connessi rete AT

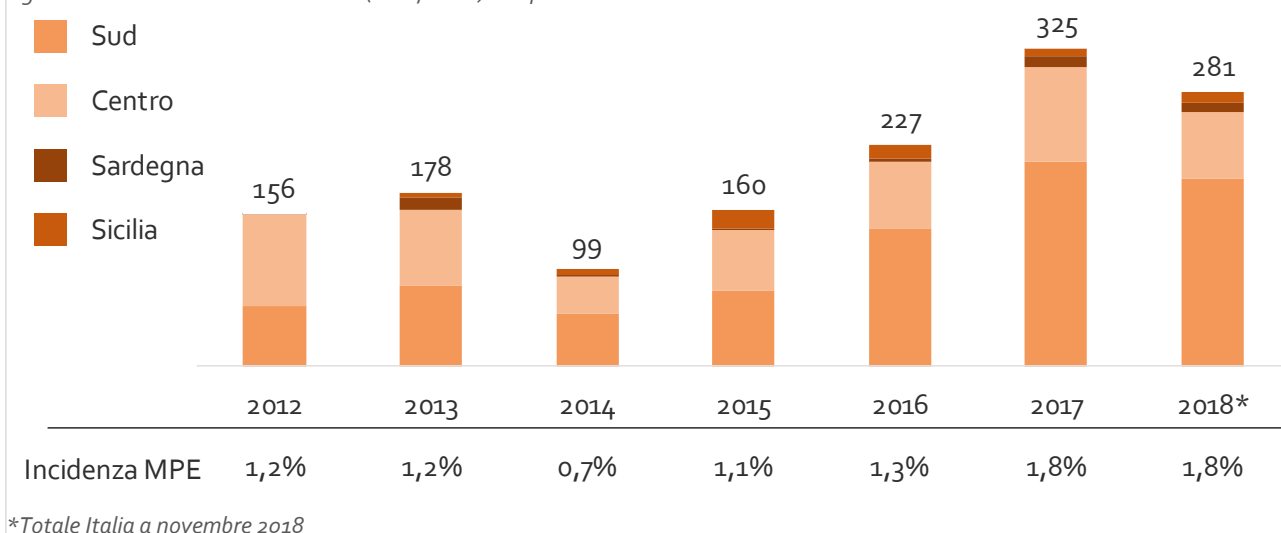
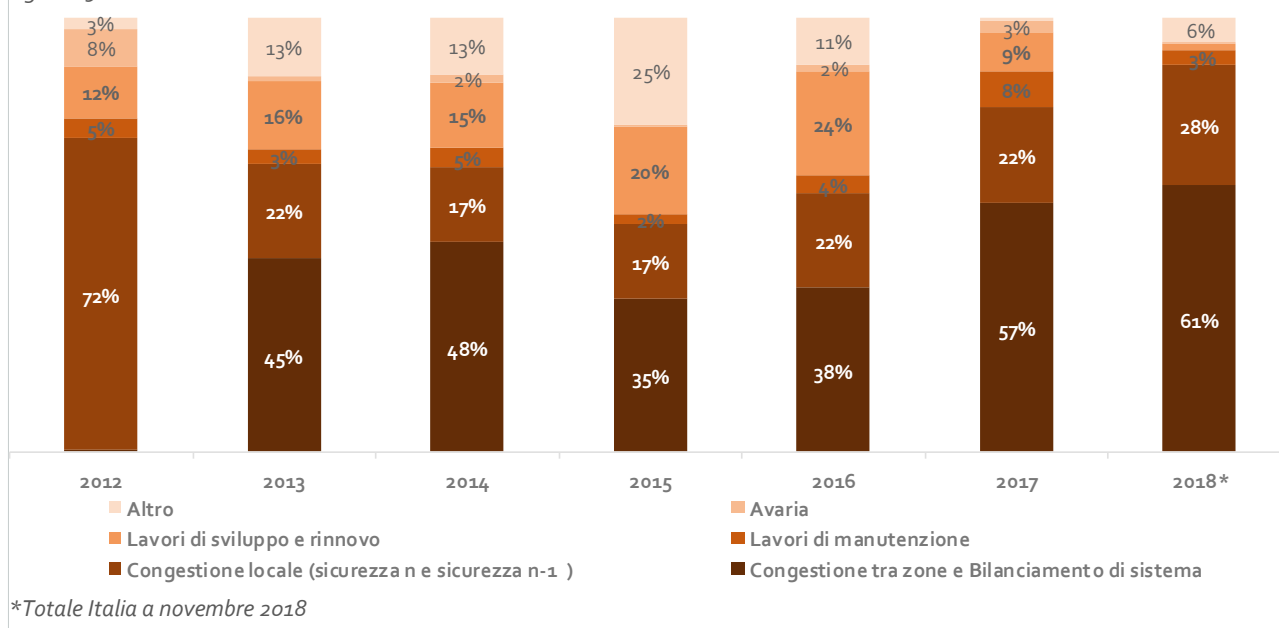


Figura 69 Andamento storico cause MPE



sono zona Sud e la zona Centro. Particolare attenzione va posta alle direttrici AT a 150 kV tra Puglia e Campania:

- "Benevento II - Bisaccia - Montecorvino";
- "Benevento II - Volturara - Celle S.Vito";
- "Foggia - Deliceto - Andria".

In queste aree, negli anni passati, sono stati realizzati da Terna importanti interventi di adeguamento e rinforzo della rete. Tali interventi hanno consentito di suddividere le direttrici in più tratti indipendenti e con minori congestioni, a vantaggio della sicurezza locale e aumentando la capacità di integrazione della produzione eolica.

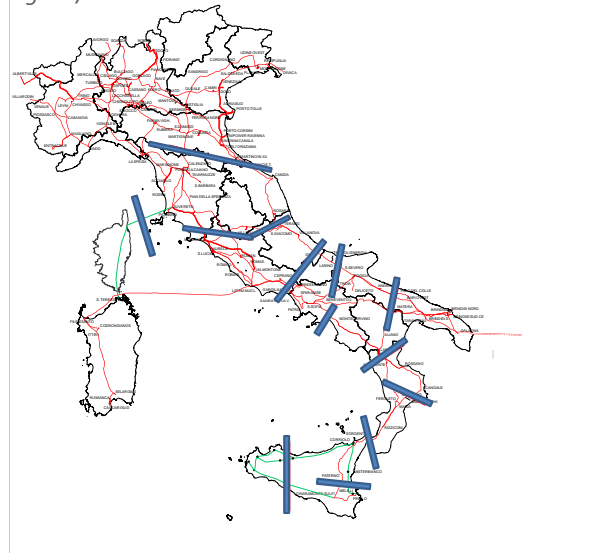
La Figura 69 rappresenta la suddivisione per causa della MPE per il periodo 2012-2018.

Si evidenzia che, prima del 2013, la componente della mancata produzione eolica legata a i) congestioni della rete AAT tra zone nella direzione sud nord e a ii) problemi di bilancio generazione/carico era totalmente assente. Il fenomeno si è registrato a partire dal 2013 in modo crescente.

2.7. SEZIONI CRITICHE SU RETE PRIMARIA

Nella rete 400-220 kV nazionale di trasmissione sono state identificate, ai fini della sicurezza di esercizio, le principali sezioni critiche sulla base dei limiti fisici di scambio dell'energia. Tali limiti sono determinati ricorrendo a un modello di valutazione della sicurezza del sistema sulla base del criterio di sicurezza N-1,

Figura 70 Sezioni critiche



considerando diversi scenari della rete elettrica e diversi periodi stagionali dell'anno.

Si rappresentano pertanto nella Figura 70 le principali sezioni critiche relative alla rete primaria 400-220 kV nazionale.

2.8. PRINCIPALI EVIDENZE DELL'ANALISI SULLO STATO DELLA RETE

Nel seguito sono presentate le principali evidenze delle criticità attuali o previsionali sulla RTN, suddivise per area geografica. Alle suddette evidenze, è associato il corrispondente intervento previsto nell'orizzonte di medio-lungo termine del Piano di Sviluppo per mitigare o risolvere le criticità riscontrate.

2.8.1. Area Nord-Ovest

La Regione Piemonte ha visto negli ultimi anni una progressiva riduzione del deficit fabbisogno/produzione, sia per effetto della contrazione dei consumi sia per la diffusione della generazione distribuita (con particolare riferimento alle province di Cuneo e Alessandria).

Permangono tuttavia i fenomeni critici di trasporto della potenza dalla frontiera (Svizzera e Francia) e dalla Valle d'Aosta verso la Lombardia: ciò talvolta causa problemi di sicurezza di esercizio, prevalentemente in relazione al rischio di indisponibilità di elementi di rete primaria. Va rilevato inoltre che, se da un lato l'energia da FER non programmabili è cresciuta in maniera rilevante sul territorio regionale (in particolare da FV), principalmente su livello di tensione MT e BT, tuttavia localizzazione geografica e profilo di producibilità non sempre riducono i transiti sulla RTN, anzi in alcuni casi sono fonte di criticità di esercizio sia per la gestione dei flussi di potenza che per la regolazione della tensione: ad esempio nel Cuneese frequentemente la punta di produzione di fonte fotovoltaica va a coincidere stagionalmente con il picco di idraulicità. In generale, rispetto agli anni precedenti, nei quali emergevano criticità di esercizio nelle ore di elevato carico (stagione invernale/giorni feriali), la rete 132 kV dell'area Nord-Ovest attualmente presenta difficoltà di esercizio nelle ore di basso carico, elevata insolazione ed elevata produzione idroelettrica (non accumulabile). In particolare, a fine primavera/inizio estate, in condizioni di elevata produzione idroelettrica da impianti ad acqua fluente, la sollecitazione a cui è sottoposta la rete 132 kV determina situazioni potenzialmente critiche.

Questo fenomeno rende sempre più urgente per l'esercizio della rete la realizzazione della linea "Magliano Alpi – Fossano" e di riassetto delle linee in località Murazzo (CN) nel Cuneese; analoghe criticità si registrano nelle province di Asti ed Alessandria.

Per contro non è raro trovarsi ad esercire nelle prime ore del mattino porzioni di rete caratterizzate da una brusca riduzione di fabbisogno per lo spegnimento dell'illuminazione pubblica e un'impennata della produzione da fonte fotovoltaica: in tali situazioni può essere critico il contenimento dei profili di tensione sia

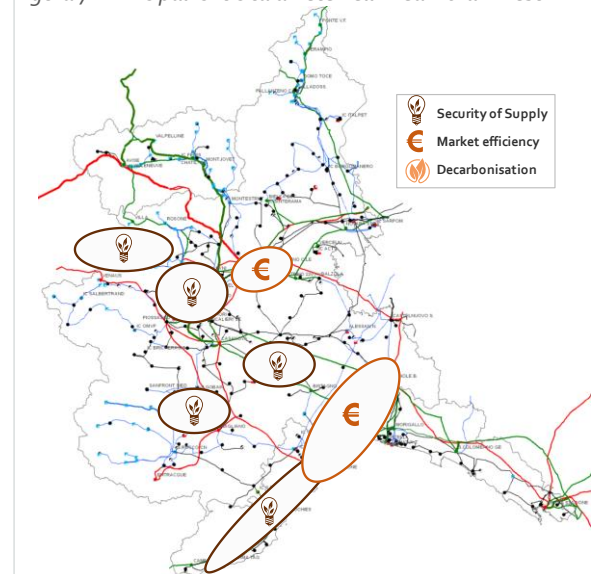
sulla rete secondaria, che, soprattutto, sulla rete primaria.

In tal senso si inquadra l'installazione dei reattori³⁰ in Piemonte e Lombardia e si conferma la necessità di procedere con il rapido completamento del piano, consistente nell'installazione di due nuove macchine a 220 kV a Tirano (SO) e Pianezza (TO).

Le criticità sulla rete urbana 220 kV di Torino e sull'anello a 220 kV al contorno dell'area urbana, sono state sostanzialmente risolte con l'entrata in servizio dei principali rinforzi di rete e razionalizzazione previsti. Nei contesti metropolitani, dove collegamenti di rete sono costituiti principalmente da cavi interrati, l'esperienza di esercizio ha confermato l'esigenza di adottare criteri di pianificazione più stringenti (N-2) al fine di garantire la continuità del servizio laddove la coesistenza di più sottoservizi interrati rende gli stessi cavi più esposti a guasti accidentali e allunga i tempi medi di riparazione degli stessi. In tal senso sono allo studio rinforzi dei cavi interrati soprattutto sull'asse tra Sud e Ovest della città, potenziando asset esistenti e/o riclassando collegamenti eserciti a tensione inferiore.

In Figura 71 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Piemonte, Valle D'Aosta e Liguria.

Figura 71 Principali criticità di rete nell'Area Nord-Ovest



³⁰ Reattori: sono dispositivi statici utilizzati per la regolazione della tensione nelle reti di AAT/AT: assorbono potenza reattiva riportando la tensione ai valori nominali.

2.8.2. Area Nord

Le analisi sulla rete primaria di trasmissione della Regione Lombardia mostrano alcune criticità che potrebbero ridurre i margini di sicurezza della rete interessata da fenomeni di trasporto in direzione Ovest/Est, con flussi di potenza provenienti dalla Regione Piemonte e dalla frontiera Svizzera verso la Lombardia e le aree del Triveneto, che mantengono un carattere deficitario.

Miglioramenti nell'esercizio della rete in prossimità dell'area della città di Milano, deriveranno dalla prevista razionalizzazione del nodo elettrico di Cassano. Tale attività consentirà di rinforzare la magliatura della rete, garantire maggiore flessibilità nella programmazione delle attività di manutenzione degli asset della RTN, e limitare vincoli alla produzione elettrica.

Relativamente alla rete a 132 kV, si confermano critiche le aree comprese fra Pavia, Cremona e Bergamo; in particolare è necessario risolvere le criticità sulle porzioni di rete a 132 kV sottese alle stazioni di Lonato, Verderio, Dalmine, La Casella e Castelnuovo. Numerosi interventi di potenziamento e razionalizzazione sono previsti in tal senso nel PdS.

A fronte dei sempre più frequenti eventi climatici estremi, si confermano critiche alcune aree della regione Lombardia: la Valle Caffaro (dove occorre quanto meno risolvere la connessione in "T rigido" della Cabina Primaria di Bagolino e, in prospettiva, potenziare la magliatura di rete, sfruttando gli asset esistenti) e le valli bergamasche (valutando le possibili sinergie con la rete Italgas 132/60 kV).

In Figura 72 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nel Nord.

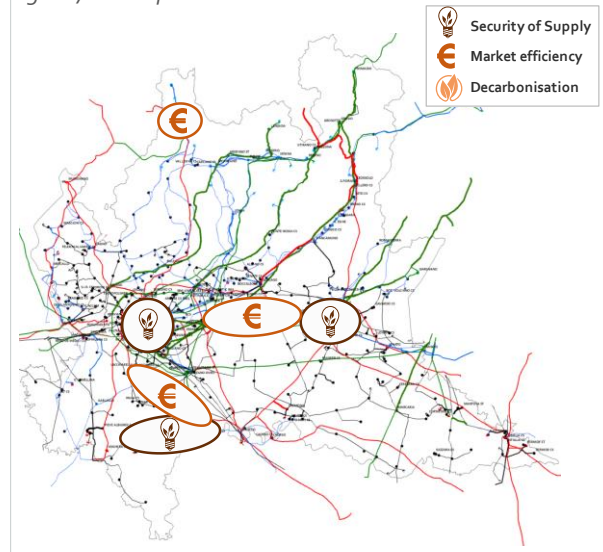
2.8.3. Area Nord-Est

La rete ad alta ed altissima tensione dell'area Nord-Est del Paese presenta attualmente notevoli criticità, essendo caratterizzata da un basso livello di interconnessione e di magliatura.

La rete a 400 kV si compone di un ampio anello che si chiude a Ovest nella stazione di Dugale (VR) e a Est nella stazione di Redipuglia (GO). Così come strutturata, la rete elettrica in esame risulta fortemente squilibrata sul nodo di Redipuglia, sul quale confluiscono i flussi di potenza provenienti dalla frontiera Slovena.

La rete a 220 kV, in particolare quella del Trentino Alto Adige e del Bellunese, presenta invece vincoli e rischi in

Figura 72 Principali criticità di rete nell'Area Nord



sicurezza N-1 in corrispondenza dei periodi di elevata idraulicità. Di contro, nei periodi di scarsa idraulicità, presenta problemi legati al contenimento dei profili di tensione (prevalentemente nei periodi festivi e/o notturni) con necessità di presenza in servizio di gruppi generatori al solo scopo di regolazione della tensione.

Relativamente alla rete a 132 kV, a dispetto di un trend di crescita dei consumi contenuto, si confermano fortemente critiche le aree comprese fra Vicenza, Treviso e Padova, anche a causa dei ritardi nell'autorizzazione degli interventi di sviluppo previsti sulla porzione di rete sottesa.

In particolare la mancanza di immissioni dalla rete 400 kV su rete 220 kV e 132 kV rende necessario risolvere urgentemente le criticità sulle porzioni di rete a 220 kV tra Udine e Pordenone ed a 132 kV sottese alle stazioni di Scorzè, Vellai e Sandrigo.

La presenza di numerose centrali idroelettriche allacciate alla rete a 132 kV dell'Alto Adige e dell'Alto Bellunese, associata all'entrata in servizio di un elevato numero di impianti di generazione distribuita, determina ulteriori difficoltà nel trasporto dell'intera energia immessa nei periodi di alta idraulicità. Tale condizione è determinata dall'impossibilità di realizzare un assetto a isole che vincoli la produzione a confluire sulla rete a 220 kV del Trentino Alto Adige.

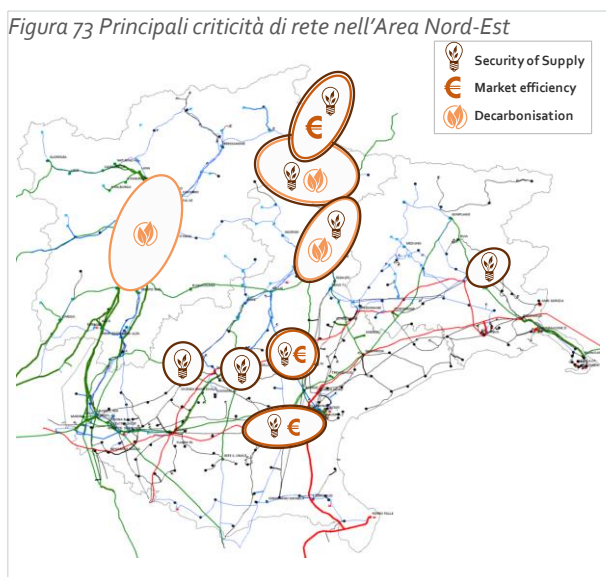
Per quanto riguarda l'Alto Bellunese, la rete 132 kV presenta rischi per la sicurezza di esercizio. In particolare persiste l'esistenza di Cabine Primarie di

rilevante importanza alimentate in antenna strutturale o comunque non dotate del necessario grado di magliatura e interconnessione con la rete a tensione superiore per fare fronte a condizioni climatiche con fenomeni che nel corso degli anni sono diventati via via più estremi. Inoltre, negli inverni degli ultimi anni si sono verificati frequenti disservizi legati alla formazione di manicotti di ghiaccio sui conduttori.

Infine, fortemente critica risulta essere l'area della Valsugana in provincia di Trento: attualmente tale porzione di rete (esercita a 60 kV) a cui è sotteso un carico piuttosto importante è caratterizzata da una notevole vetustà dei collegamenti e una scarsa affidabilità e flessibilità di esercizio.

Per queste ragioni sono stati programmati interventi di sviluppo della rete locale che permetteranno sia un incremento dell'affidabilità del servizio sia un miglior sfruttamento della produzione idrica.

In Figura 73 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Trentino Alto Adige, Veneto e Friuli Venezia Giulia.



2.8.4. Area Centro-Nord

La rete AAT dell'Emilia Romagna e della Toscana è impegnata da transiti di potenza dal Nord verso il Centro Italia (imputabili prevalentemente all'energia importata dall'estero sulla frontiera Nord) e, nei periodi di scarso import ed elevato carico, da transiti di potenza dal Centro Italia verso il Nord (dovuti alla produzione efficiente disponibile al Sud proveniente sia da fonte rinnovabile sia da centrali a ciclo combinato più efficienti di recente costruzione)

Conseguentemente alcune dorsali in particolare a 220 e a 132 kV possono diventare elementi critici per il trasporto di energia elettrica e generare congestioni che possono sia vincolare gli scambi tra zone di mercato sia determinare smagliature di rete, limitando lo sfruttamento della produzione da impianti più efficienti e riducendo la qualità e la sicurezza del servizio elettrico.

In particolare, rientrano in questa casistica le aree di carico comprese fra le stazioni di S.Barbara, Pietrafitta e Arezzo, quelle comprese fra le stazioni di Suvereto, Larderello e Pian della Speranza e quelle comprese fra le stazioni di Calenzano e Martignone.

La rete di sub-trasmissione nelle zone tra Massa, Pisa e Lucca e nelle aree di Ferrara e Avenza risulta saturata e necessita di maggiori iniezioni di potenza dalla rete di trasmissione attraverso la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione e il potenziamento di quelle esistenti.

Dall'analisi di criticità di rete emergono alcune problematiche in termini di sicurezza locale e qualità del servizio nell'area Nord-Ovest dell'Emilia Romagna (in particolare la provincia di Piacenza) e, in termini più contenuti, nell'area metropolitana di Firenze, nella quali i recenti interventi di sviluppo e potenziamento della rete 132 kV hanno sostanzialmente limitato le criticità a situazioni di sicurezza N-1 a rete non integra.

Permangono alcune criticità legate alla porzione di rete alimentante l'area metropolitana di Bologna, per la quale, considerati anche ulteriori incrementi di carico previsti, soprattutto nel periodo estivo non sono attualmente rispettate le condizioni di sicurezza N-1.

Problemi di piena affidabilità riguardano il carico dell'isola d'Elba in quanto, in caso di indisponibilità dell'unico collegamento 132 kV, gli esistenti cavi in MT di collegamento con il continente e l'unica centrale turbogas dell'isola non riescono a far fronte all'intera potenza necessaria nelle condizioni di punta del carico (prevalentemente nel periodo estivo).

Ulteriori problemi di affidabilità di alimentazione riguardano i carichi insistenti nelle province di Modena, Reggio Emilia e Forlì/ Cesena, quest'ultima condizionata in particolare dalla diffusa presenza di impianti primari alimentati da elettrodotti AT ex RFI.

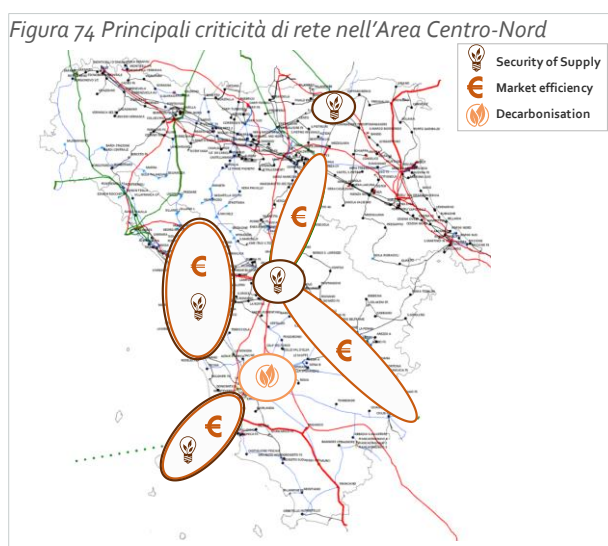
Inoltre problemi di affidabilità di alimentazione si riscontrano nei mesi invernali nelle aree appenniniche (Appennino Romagnolo, Appennino Toscano e Appennino Tosco-Emiliano). Negli ultimi anni infatti si

sono registrati un numero crescente di disservizi legati al fenomeno della *wet-snow* (particolare condizione di nevicata in cui si ha una temperatura dell'aria compresa tra 0 e +2 °C, con fiocchi che presentano un elevato contenuto liquido e una forte capacità adesiva nei confronti dei conduttori elettrici e che determinano la crescita di manicotti sui conduttori), con conseguenti guasti permanenti alle linee AT e disalimentazioni di utenza.

Inoltre, in seguito alle mutate condizioni di immissione di potenza da impianti convenzionali, 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. A tutto ciò si aggiunge un lieve degrado dei profili di tensione sia sui livelli AAT sia AT dovuti a una mutata distribuzione della domanda e dell'offerta di energia elettrica nell'arco della giornata.

Infine, la sicurezza di esercizio della rete AT che alimenta prevalentemente i carichi dei comuni di Rimini e Riccione non è pienamente assicurata nella stagione estiva, durante la quale i prelievi di potenza risultano elevati ed ampiamente al di sopra della capacità di trasporto in sicurezza dell'anello 132 kV attualmente esistente.

In Figura 74 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Toscana ed Emilia Romagna.



2.8.5. Area Centro

La rete AAT dell'area Centro Italia è ad oggi carente da un punto di vista strutturale soprattutto sul versante adriatico, impegnato costantemente dal trasporto di energia in direzione Sud – Centro. I transiti sono

aumentati notevolmente negli ultimi anni a causa dell'entrata in servizio nel Sud di ulteriore capacità produttiva più efficiente da fonte convenzionale e rinnovabile e sono destinati a crescere in previsione dell'entrata in esercizio di nuova generazione da fonte rinnovabile. Conseguentemente alcune dorsali in particolare a 220 kV possono diventare elementi critici per il trasporto di energia elettrica in sicurezza e generare congestioni che possono vincolare gli scambi tra zone di mercato limitando lo sfruttamento della produzione da impianti più efficienti.

Alcune criticità di esercizio in sicurezza della rete sono presenti nell'area di carico compresa fra le stazioni AAT di Villanova, Candia, Villavalle e Pietrafitta. Nell'area dell'Italia centrale, in particolare per estese porzioni di rete AT delle regioni Umbria, Marche e Abruzzo la rete è esercita a 120 kV in assetto radiale, non consentendo di fatto la magliatura con la rete a 132 kV delle regioni limitrofe.

La carenza di adeguata capacità di trasporto sulla rete primaria, funzionale allo scambio di potenza con la rete di subtrasmissione per una porzione estesa di territorio, limita l'esercizio costringendo a ricorrere in alcuni casi ad assetti di rete di tipo radiale (che non garantiscono la piena affidabilità e continuità del servizio), a causa degli elevati impegni sui collegamenti 132 kV spesso a rischio di sovraccarico. Inoltre, l'intero sistema adriatico 132 kV è alimentato da solo tre stazioni di trasformazione (Candia, Rosara e Villanova) rendendo l'esercizio della rete in questa porzione di territorio particolarmente critica durante la stagione estiva.

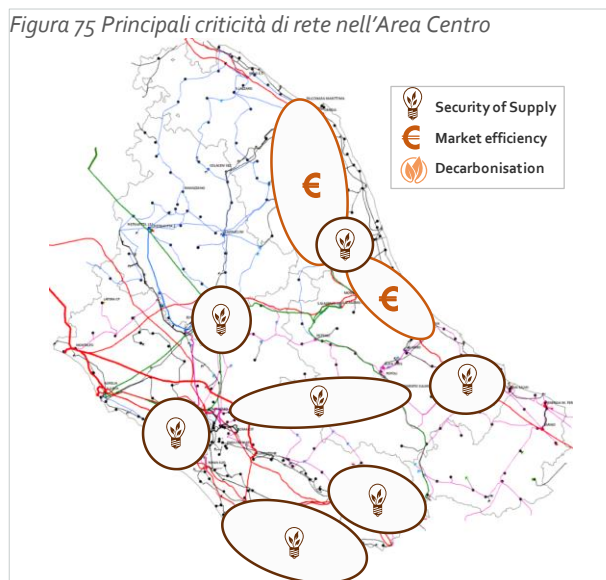
Un'altra porzione di rete 132 kV critica è quella che alimenta la provincia di Pescara ed in particolare i collegamenti verso la città, i quali presentano condizioni di sovraccarico rispetto ai limiti della portata.

Nell'area metropolitana di Roma la carenza delle infrastrutture e la limitata portata delle linee esistenti critiche riducono in alcuni casi la qualità e la continuità del servizio.

Infine, il carico nel periodo estivo localizzato sulla fascia costiera tra Roma Sud, Latina e Garigliano, è esposto a possibili rischi di disalimentazione a causa della saturazione della capacità di trasporto in sicurezza della rete AT. Pertanto, per fronteggiare tali criticità, diventa indispensabile realizzare una maggiore magliatura della rete, che riconduca gli standard di esercizio ai livelli ottimali anche in

prospettiva della futura evoluzione di carichi e produzioni.

In Figura 75 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Marche, Umbria, Abruzzo, Molise e Lazio.



2.8.6. Area Sud

L'ingente produzione da fonte rinnovabile concentrata nell'area compresa tra Foggia, Benevento e Avellino, nonché la rilevante generazione convenzionale installata in alcune aree della Puglia e della Calabria, determinano elevati transiti in direzione Sud – Centro Sud che interessano le principali arterie della rete di trasmissione primaria meridionale. In tal senso, particolari criticità si registrano sui collegamenti 400 kV della dorsale Adriatica e lungo le linee 400 kV che dalla Calabria si diramano verso nord.

Alcune porzioni di rete a 220 kV, in particolare tra la SE di Montecorvino e le CP Torre N. e S.Valentino, risultano essere sede di frequenti congestioni di rete con possibili impatti sullo scambio zonale. Relativamente all'area metropolitana di Napoli si registrano eventi di sovraccarico di alcuni elementi di rete 220 kV.

Le criticità che interessano la rete di trasmissione nell'area Sud riguardano anche le trasformazioni 400/150 kV e 220/150 kV delle maggiori stazioni elettriche. I valori misurati sui nodi principali della rete riportano profili di tensione che rispettano i valori limite imposti dal Codice di Rete. Tuttavia, in alcune condizioni di esercizio, elevati livelli di tensione hanno evidenziato la limitata disponibilità di risorse per la

regolazione della tensione e la conseguente necessità di prevedere l'installazione di ulteriori dispositivi di compensazione reattiva in particolare nell'area campana e nell'area urbana della città di Napoli e nell'area a sud della Puglia.

Alle citate criticità si aggiungono le congestioni sulla rete di sub-trasmissione presenti in particolare nel sistema 150 kV tra le stazioni di Foggia, Benevento e Montecorvino, dovute all'elevata penetrazione della produzione eolica.

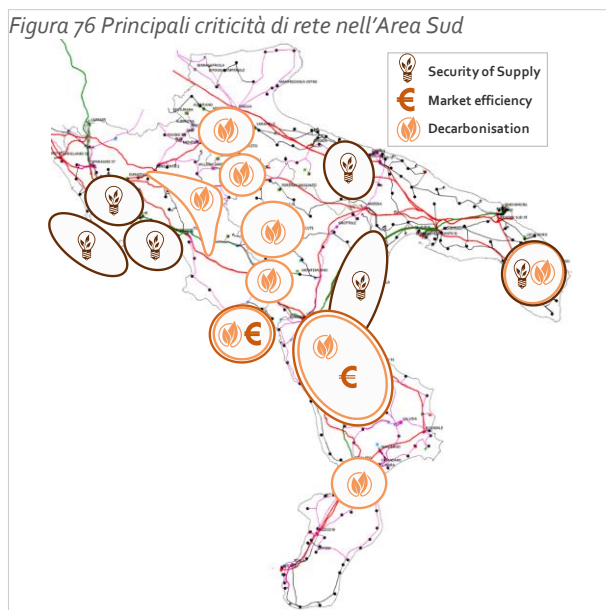
Restano critiche le alimentazioni nella provincia di Caserta, a causa della carente magliatura della rete 150 kV nonché della limitata portata di alcuni collegamenti. In tal senso si evidenziano criticità relativamente alle linee in ingresso alla SE S. Maria C.V.. Nell'area compresa tra Napoli e Salerno si presenta molto critica la direttrice 150 kV "Fratta – S. Giuseppe 2 – Scafati – Lettere – Montecorvino", interessata da flussi ormai costantemente al limite della capacità di trasporto delle singole tratte. Per quanto concerne la penisola Sorrentina, si evidenzia che la vetustà della rete 60 kV che alimenta l'area non garantisce livelli adeguati di sicurezza e qualità del servizio. Infine, sussistono criticità in termini di affidabilità e sicurezza del servizio anche sulle direttrici a 150 kV della Campania meridionale e della Basilicata, in particolare nelle tratte "Montecorvino – Padula" e "Montecorvino – Rotonda".

In Basilicata, le direttrici 150 kV in uscita dalla stazione di trasformazione 400/150 kV di Matera sono interessate da criticità dovute alle limitate capacità di trasporto.

In Puglia le criticità di esercizio interessano un'estesa porzione della rete. In tal senso, si riscontrano criticità sulle linee 150 kV afferenti le SE 400/150 kV di Troia, Deliceto e Andria, queste ultime soggette ad eventi di sovraccarico in relazione anche alla alta concentrazione di impianti di produzione rinnovabile; a tal proposito, si prevede il potenziamento delle trasformazioni 400/150 kV in particolare a Deliceto e Galatina. Nell'area di Brindisi, importanti gruppi termici risultano collegati alla rete con una sola linea 400 kV, la cui indisponibilità comporta la perdita totale della suddetta generazione, considerata strategica per il sistema elettrico nazionale.

Nella rete AT compresa tra Bari e Brindisi, le criticità sono rappresentate dalla scarsa capacità di trasporto delle linee 150 kV, che trasportano l'energia generata localmente nel Brindisino verso le aree di carico del Barese. Sono inoltre presenti, nell'area del Salento,

Figura 76 Principali criticità di rete nell'Area Sud



rischi di sovraccarico delle direttrici tra le SE di Brindisi e Galatina.

In Calabria la presenza di linee dalla limitata capacità di trasporto rispetto alla generazione eolica installata dà luogo a rischi di sovraccarico sulla rete AT. In tal senso, risultano principalmente interessate le direttrici 150 kV del Crotonese e quelle afferenti la SE di Feroleto, in particolare la dorsale 150 kV tra la SE di Feroleto e la CP Soverato.

In Figura 76 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nelle regioni Puglia, Campania, Calabria e Basilicata.

2.8.7. Area Sicilia

L'alimentazione del sistema elettrico della Regione Siciliana è garantito da un parco termico vetusto, concentrato nell'area Est e Sud/ Ovest dell'Isola e da numerosi impianti FER (principalmente eolici) collocati principalmente nell'area Sud/ Ovest; la rete di

trasmissione primaria è costituita essenzialmente da un'unica dorsale ad Ovest a 400 kV "Sorgente - Paternò - Chiaramonte Gulfi - Priolo - Isab E." e da un anello a 220 kV con ridotta capacità di trasporto tra l'area orientale e occidentale.

Tale distribuzione del parco di generazione rende il sistema Siciliano estremamente squilibrato vincolando più del 30% degli impianti termici in esercizio e rappresentando un ostacolo anche allo sviluppo di nuova generazione in particolare da fonte eolica, in forte crescita negli ultimi anni nell'Isola.

Durante le ore di basso carico, nell'area Nord Occidentale della Sicilia, si sono registrati elevati livelli di tensione per effetto della limitata disponibilità di risorse convenzionali; per tale motivo sono stati installati dispositivi di compensazione.

Sottesa alla rete primaria si sviluppa una rete 150 kV esposta al sovraccarico in caso di fuori servizio accidentale o programmato della rete primaria stessa: eventi di fuori servizio sulla rete primaria dell'Isola, in particolare a 220 kV, determinano:

- Il rischio di portare a saturazione alcune porzioni di rete AT e conseguente Mancata Produzione Eolica
- sovraccarichi sulle arterie AT, con conseguente rischio di disalimentazione, in particolare nelle province di Palermo, Catania, Messina, Ragusa ed Agrigento.

Si confermano i vincoli di esercizio della generazione installata nell'area di Priolo, nel caso di fuori servizio della linea in doppia terna a 220 kV "Melilli – Misterbianco". In assenza di vincoli di produzione, si determinerebbe il sovraccarico delle linee a 150 kV dell'area.

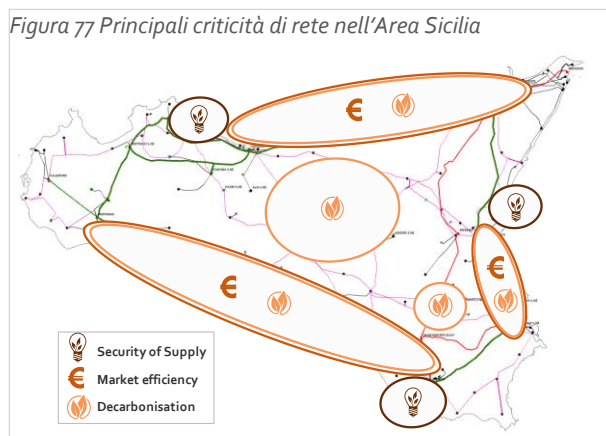
In Figura 77 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica nella Regione Sicilia.

2.8.8. Area Sardegna

La Regione Sardegna è attualmente interconnessa al Continente attraverso due collegamenti in corrente continua; la regione è attraversata da un'unica dorsale a 400kV (il cui tratto più lungo misura circa 155 Km) che collega il nord della Sardegna (Stazione di Fiume Santo) alla zona industriale di Cagliari (dove è ubicato anche il polo produttivo di Sarlux) e consente il transito di importanti flussi di energia tra il Nord e il Sud dell'Isola.

Nella stazione 400kV di Fiume Santo (SS) viene immessa l'energia prodotta dalla medesima Centrale,

Figura 77 Principali criticità di rete nell'Area Sicilia



che rappresenta un importante polo di produzione e regolazione di frequenza e tensione della Regione. Presso la stazione 400 kV di Codrongianos (SS) sono, installati i compensatori sincroni, strategici per il controllo delle tensioni.

Sovrapposto alla rete a 400 kV, esiste un anello, costituito da linee 220kV, che tocca il polo industriale di Portoscuso/Sulcis (CI) e la stazione di Codrongianos (SS). Il sistema elettrico sardo presenta alcune peculiarità rispetto al sistema continentale essendo caratterizzato da:

- generatori di taglia elevata, la cui perdita provoca perturbazioni rilevanti;
- impianti termoelettrici affetti da significativi tassi di guasto;
- produzioni vincolate per determinati tipi di ciclo produttivo per più di 500 MW come il Sarlux;
- impianti di generazione FER non programmabili.

Lo stato del parco di generazione nell'Isola e la scarsa inerzia del sistema (legata anche alla ridotta interconnessione con il sistema elettrico del Continente) espone al rischio di perturbazioni la rete sarda con una frequenza molto più elevata che nel sistema continentale. In altri termini, il sistema insulare risulta molto più sensibile rispetto alle perturbazioni di rete causate da squilibri di bilancio, che inducono regimi di sovralfrequenza o sottofrequenza di entità considerevole, con conseguente rischio per la sicurezza del sistema.

Attualmente il SAPEI ha reso la rete elettrica della Sardegna più stabile dal punto di vista della regolazioni di frequenza in condizioni di normale esercizio. È da tenere presente che, essendo il SAPEI un doppio collegamento in corrente continua, con alta capacità di trasporto (2 cavi da 500 MW ciascuno) è possibile che si verifichino situazioni in cui l'improvvisa mancanza anche di uno solo dei due cavi generi fenomeni transitori nella rete della Sardegna molto gravosi; inoltre, considerando la necessità di garantire una potenza di corto circuito minima per il corretto funzionamento del collegamento, è necessario imporre dei vincoli alla produzione dell'Isola.

Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima inviato da Bruxelles lo scorso 8 gennaio 2019 ha confermato le intenzioni di procedere al phase out del carbone entro il 2025. Con particolare riferimento alla regione Sardegna, l'obiettivo di decarbonizzazione presenta problematiche nella gestione della sicurezza della rete sarda. Pertanto si conferma l'esigenza, già

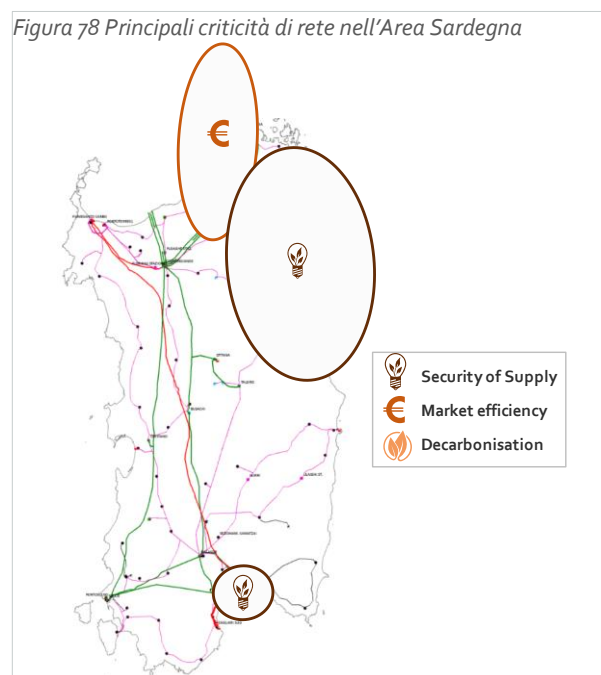
anticipata nel Piano di Sviluppo 2018, della realizzazione del collegamento triterminale HVDC Continente-Sicilia-Sardegna.

Occorre poi considerare che il secondo collegamento in corrente continua SA.CO.I. II, avendo superato la propria vita utile, è soggetto a frequenti indisponibilità all'esercizio compromettendo la sicurezza del sistema elettrico sardo. Tale situazione verrà superata con la realizzazione del nuovo collegamento SA.CO.I. 3.

Infine si segnala che, la rete 150 kV, scarsamente magliata, determina problemi di trasporto nell'area Nord-Orientale (Gallura) quando si registra un sensibile incremento del carico.

Gli stessi limiti nella capacità di trasporto della rete condizionano l'utilizzo in piena potenza del collegamento con la Corsica (SAR.CO). Notevoli vantaggi di esercizio si attendono dalla realizzazione della nuova dorsale 150 kV tra la nuova SE di S. Teresa ed il nodo elettrico di Taloro.

In Figura 78 si evidenziano le principali criticità della rete elettrica della Sardegna.



2.9. EVIDENZE DEL MERCATO ELETTRICO

Terna, oltre ad assicurare la continuità degli approvvigionamenti, ha il compito di garantire l'efficienza ed economicità del servizio di trasmissione, lavorando per risolvere i problemi legati alla presenza di congestioni di rete.

Sussiste pertanto l'esigenza di tener conto dei segnali provenienti dal mercato elettrico, inserendo l'analisi delle dinamiche del mercato nel processo di pianificazione della RTN.

In particolare, le principali evidenze negli ultimi tre anni sono desumibili dall'analisi dei:

- Mercati Esteri, con l'indicazione dei differenziali di prezzo e delle rendite "nominali" di congestione;
- Mercati dell'Energia (MGP) con l'indicazione della rendita e delle ore di congestione;
- Mercati per l'approvvigionamento dei Servizi di Dispacciamento (MSD), con l'indicazione degli oneri e dei volumi.

A tale riguardo, gli obiettivi della pianificazione consistono principalmente nel superamento delle congestioni tra zone di mercato e delle congestioni intrazonali, per consentire un migliore sfruttamento del parco di generazione nazionale, una maggiore integrazione e competitività del mercato e, conseguentemente, una possibile riduzione del prezzo dell'energia e degli oneri di sistema per il cliente finale.

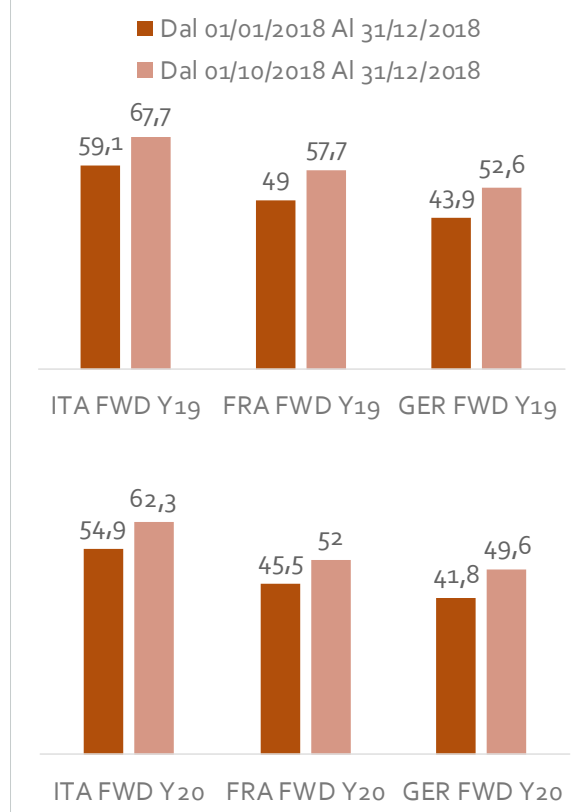
2.9.1. Mercati esteri

I prezzi del mercato italiano si confermano mediamente superiori a quelli dell'Europa continentale (Figura 80), nonostante si siano registrate evidenti riduzioni dei differenziali di prezzo nell'ultimo trimestre del 2018.

In particolare, si registrano i seguenti differenziali medi tra il mercato italiano (IPEX) ed i principali mercati esteri:

- nel 2016 l'IPEX è mediamente maggiore dei prezzi esteri raggiungendo un differenziale medio pari a circa 8 €/MWh;
- nel 2017 l'IPEX è mediamente maggiore dei prezzi esteri raggiungendo un differenziale medio pari a circa 12 €/MWh;
- nel 2018 l'IPEX è mediamente maggiore dei prezzi esteri raggiungendo un differenziale medio pari a circa 12 €/MWh, in linea con il 2017.

Figura 79 Analisi dei prezzi forward per il 2019 e il 2020

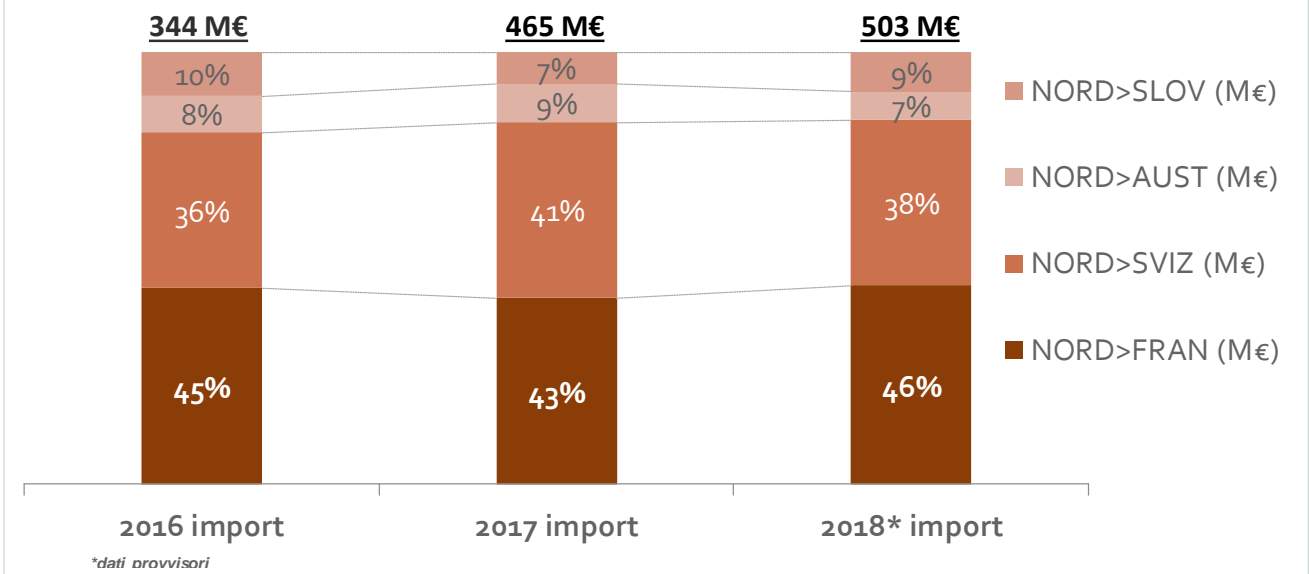


I prezzi medi mensili dell'energia del mercato austriaco (Phelix) hanno registrato un differenziale, rispetto a quelli italiani nel 2018, compreso tra 5 e 21 €/MWh. Si è inoltre ridotta, rispetto agli anni precedenti, la differenza media annuale tra i prezzi dell'energia italiani e quelli francesi ed austriaci.

Il 2018 ha registrato una decisa tendenza positiva sui prezzi di tutte le principali commodities energetiche europee, consolidando i segnali di ripresa già emersi sui mercati nel corso del 2017. In questo contesto si conferma, per il secondo anno consecutivo, il rialzo dei prezzi dell'energia elettrica nelle borse europee. In particolare, l'andamento infra-annuale dei prezzi europei all'ingrosso dell'elettricità mostra una spinta iniziale nel primo trimestre per poi proseguire con un progressivo e comune trend rialzista fino a settembre ed un andamento meno omogeneo nell'ultimo trimestre dell'anno. Si segnala inoltre un minore utilizzo della capacità di trasporto allocata, anche per la separazione da ottobre 2018 della borsa austriaca da quella tedesca.

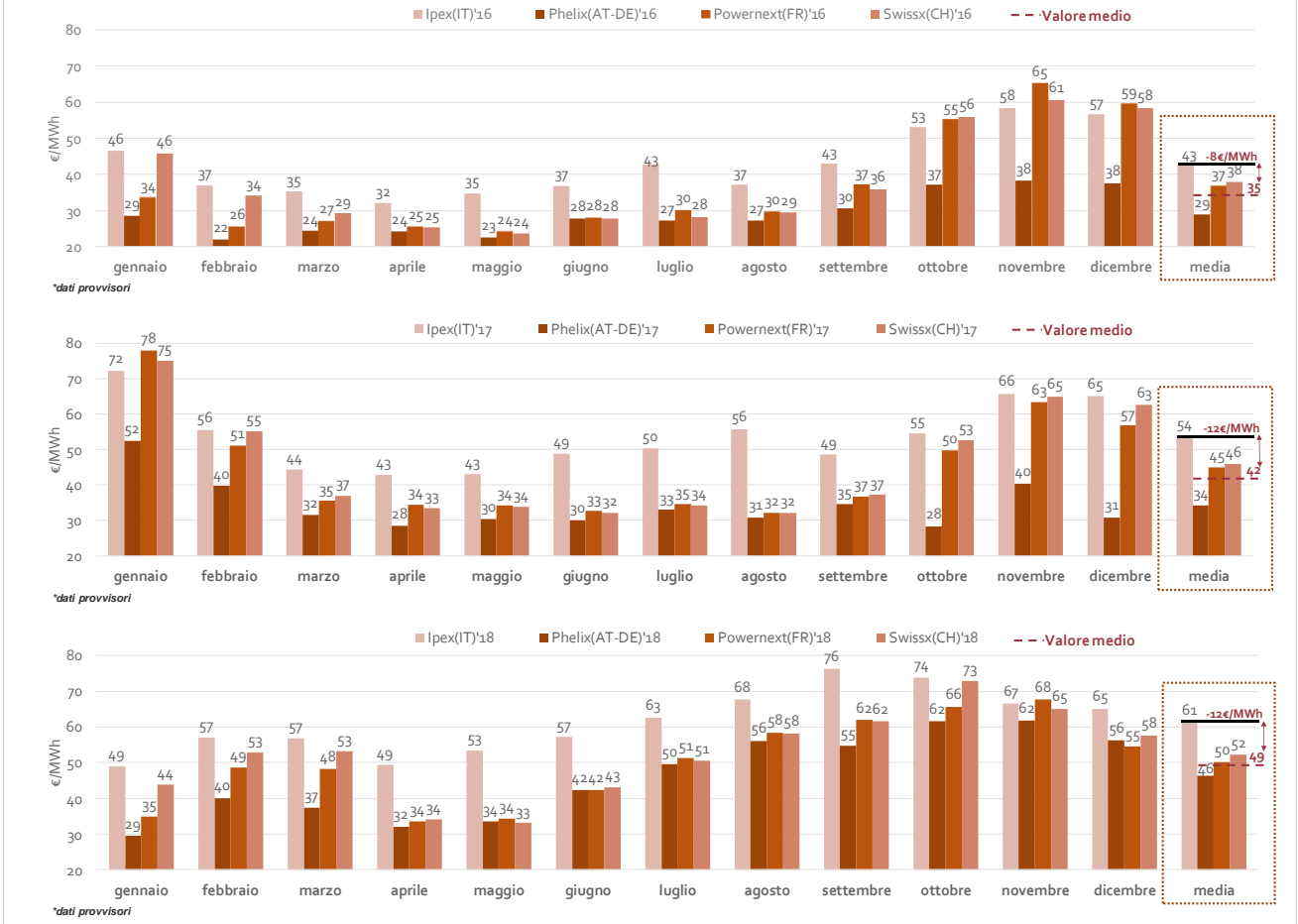
L'analisi dei prezzi forward per gli anni 2019 e 2020 evidenzia un differenziale di prezzo di 5÷8 €/MWh (Figura 79).

Figura 81 Rendita da congestione "nominale" (2016, 2017 e 2018*)



La Figura 81, andamento della rendita nominale da congestione con l'estero, ne evidenzia un sostanziale aumento rispetto al 2017.

Figura 80 Andamento mensile delle Borse Europee negli ultimi tre anni (2016, 2017 e 2018*)



2.9.2. Mercati dell'energia (MGP)

Nella Figura 82 sono indicati i prezzi medi annui a livello zonale in esito all'MGP e sono evidenziate le relative sezioni di mercato. Quanto più frequente è la differenza di prezzo tra le zone adiacenti, tanto più elevate sono le congestioni di rete che impediscono lo sfruttamento delle risorse di produzione maggiormente competitive.

I prezzi nel corso del 2018 risultano essere mediamente 5€/MWh superiori rispetto al 2017. In particolare per quanto riguarda la Sicilia si nota un aumento rispetto al 2017 di 8€/MWh, con uno scostamento dalla media nazionale del 2018 di 10 €/MWh. Nonostante i valori risultino complessivamente più alti rispetto agli anni precedenti, si nota in figura una maggior uniformità dei prezzi di mercato su tutta la penisola, Sicilia esclusa.

Figura 82 Esiti del Mercato del Giorno Prima (anni 2015, 2016, 2017 e 2018)

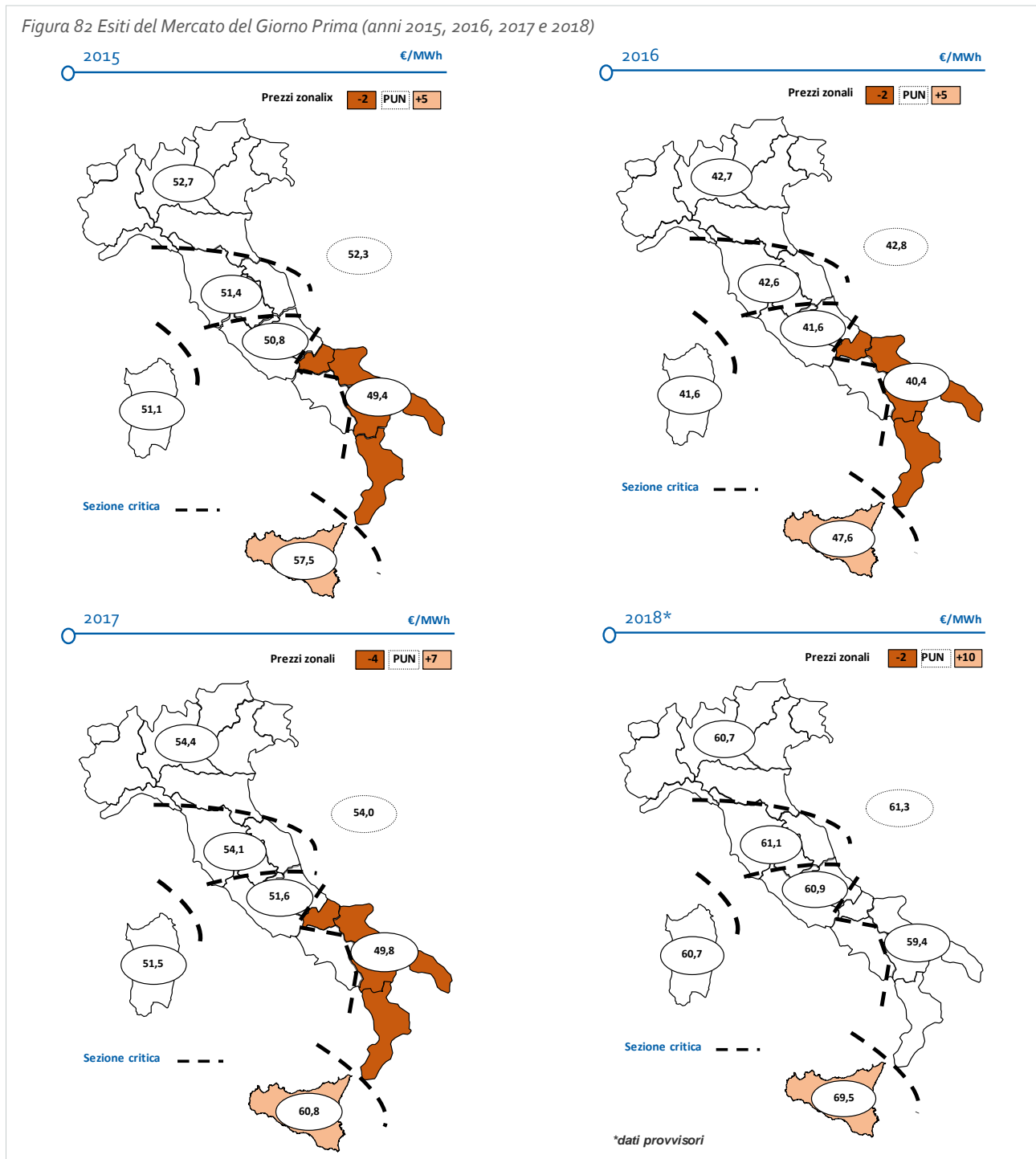
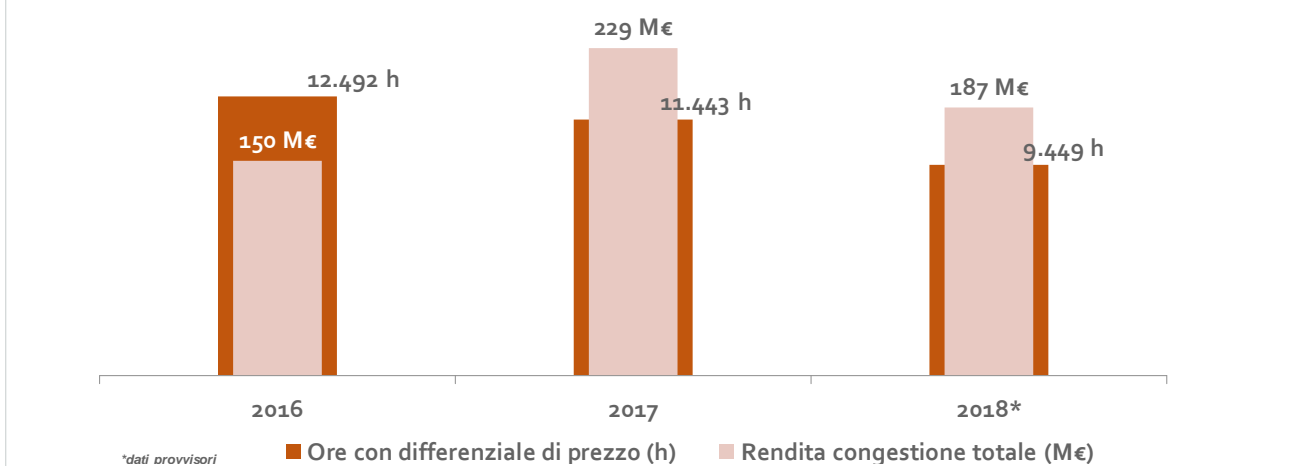


Figura 83 Rendita da congestione vs. totale ore con differenziale di prezzo tra zone (anni 2016, 2017 e 2018*)



Nel corso del 2018 infatti, il PUN ha registrato un progressivo incremento a partire da Maggio sino ad Ottobre per effetto della variabilità delle commodities registrando un valore medio annuo pari a circa 61€/MWh; a partire dal mese di ottobre, si è registrato una contrazione sui prezzi di gas e CO₂ accompagnata da una riduzione del differenziale di prezzo su tutte le frontiere.

La Figura 83 rappresenta l'andamento della rendita da congestione registrata su MGP negli ultimi 3 anni, confrontata con le ore totali di congestione.

Nel 2018, le ore di congestione risultano essere diminuite del 17,5% rispetto al dato 2017, e le relative rendite diminuite del 18%. Il costo medio orario di congestione registrato risulta pressoché invariato.

Nel 2017, nonostante la riduzione delle ore con differenziale di prezzo (-8%) rispetto al 2016, si era

registrato un significativo incremento della rendita da congestione totale.

Un indice significativo per valutare lo squilibrio nell'allocazione delle risorse tra le zone di mercato e/o di inefficienza strutturale della rete è costituito dal numero di ore in cui si è verificata la saturazione del margine di scambio tra le zone di mercato in esito all'MGP (Figura 84).

Figura 84 Ore di congestione tra zone di mercato (anni 2016, 2017 e 2018*)

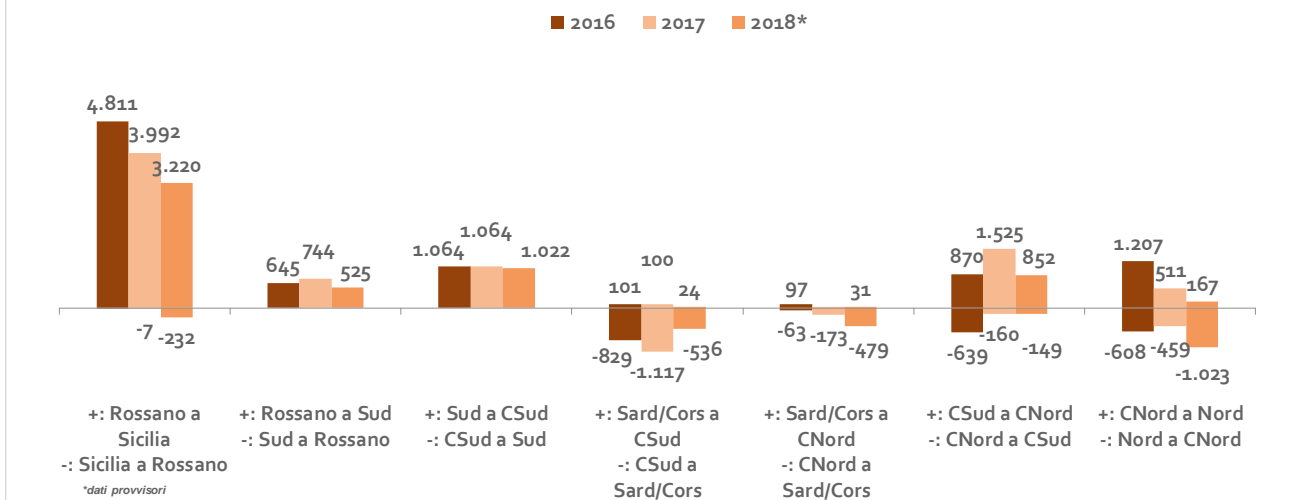
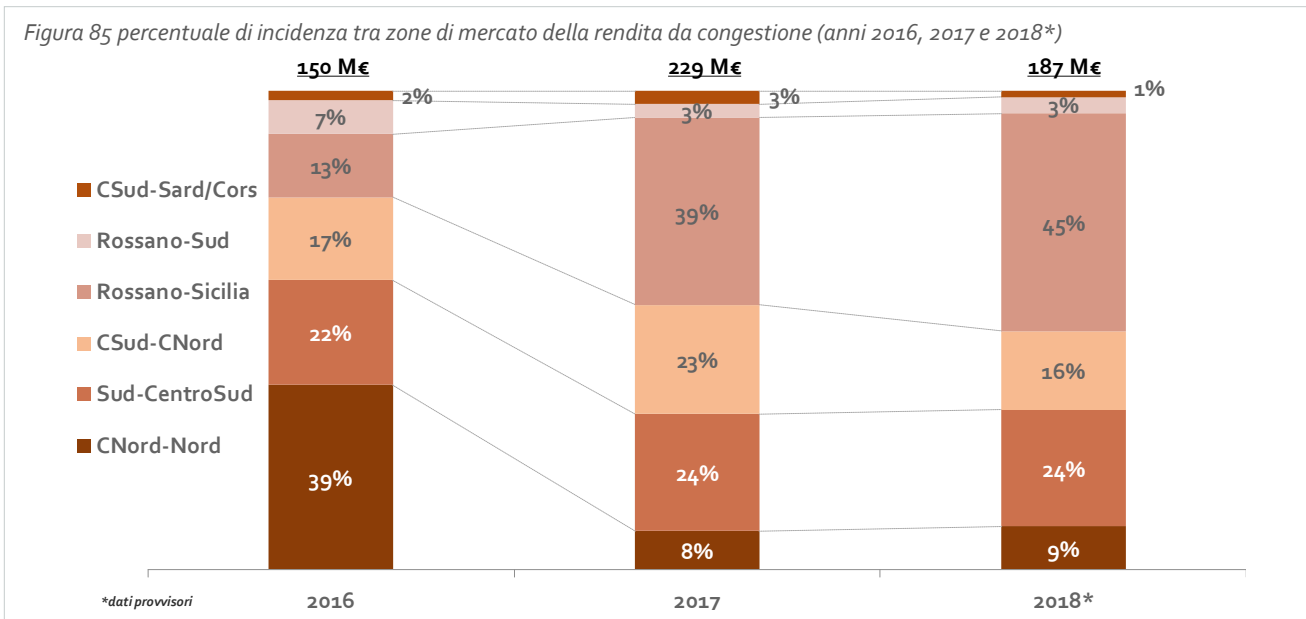


Figura 85 percentuale di incidenza tra zone di mercato della rendita da congestione (anni 2016, 2017 e 2018*)



Nel 2018 si evidenzia in particolare una diminuzione delle ore di congestione sulla sezione Rossano-Sicilia rispetto al 2017 e al 2016.

La Figura 85 evidenzia che quasi il 50% della rendita da congestione è localizzato sulla sezione critica Sicilia – Continente la quale registra in percentuale un incremento significativo del proprio contributo sul totale del 2018 rispetto agli anni passati.

Nella Figura 86 sono indicati i prezzi medi settimanali relativi al periodo Gennaio – Dicembre 2018 divisi per tipologia di ore: ore lavorative di picco (08.00 – 20.00), ore lavorative fuori picco (20.00 – 08.00) e ore festive (fonte sito del GME).

2.9.3. Mercati per il Servizio di Dispacciamento (MSD)

Nell'ambito della programmazione delle risorse necessarie per l'attività di dispacciamento, si approvvigionano, oltre alla quantità di riserva operativa necessaria per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico nazionale (aggiuntiva rispetto a quella disponibile in esito al MGP), le risorse di produzione per la risoluzione di congestioni intrazonali e per garantire adeguati profili di tensione.

Le caratteristiche della rete di trasmissione, unitamente alla distribuzione e all'entità dei prelievi di energia elettrica sulla medesima, richiedono in alcuni

Figura 86 Media settimanale dei PUN divisa per tipologia di ore (gennaio 2018 – settembre 2018)

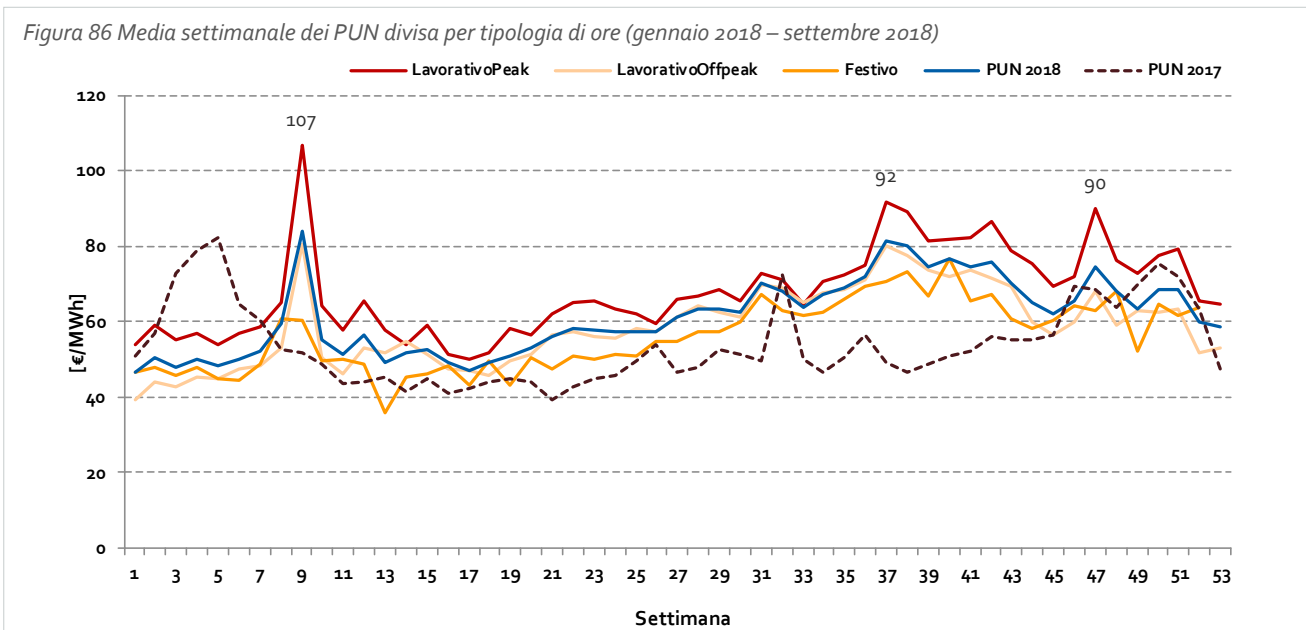
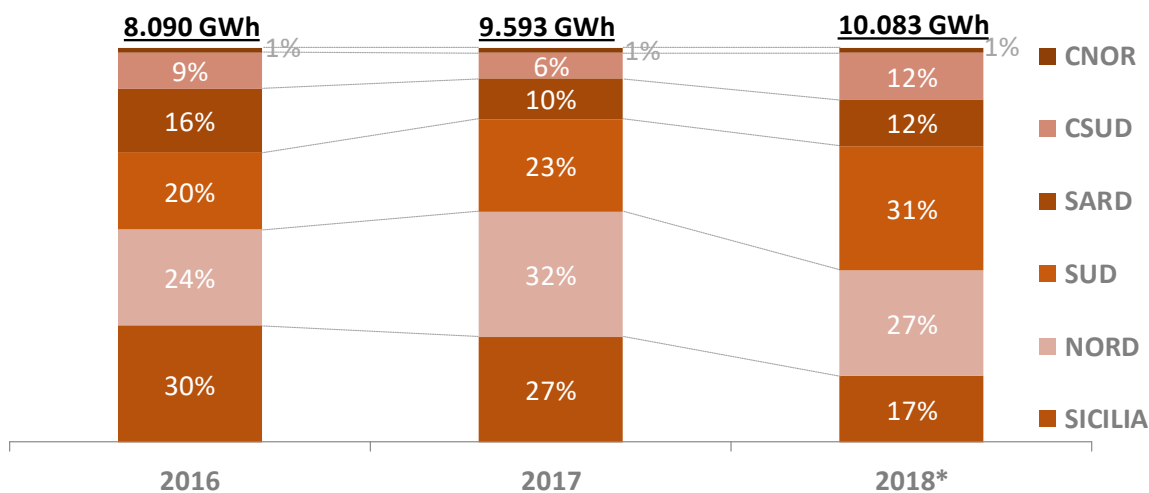


Figura 87 Distribuzione avviamenti a programma per area di mercato ex-ante (anni 2016, 2017 e 2018*)



*dati provvisori

casi il funzionamento di alcune unità di produzione la cui localizzazione geografica risulta efficace alla soluzione dei vincoli imposti per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

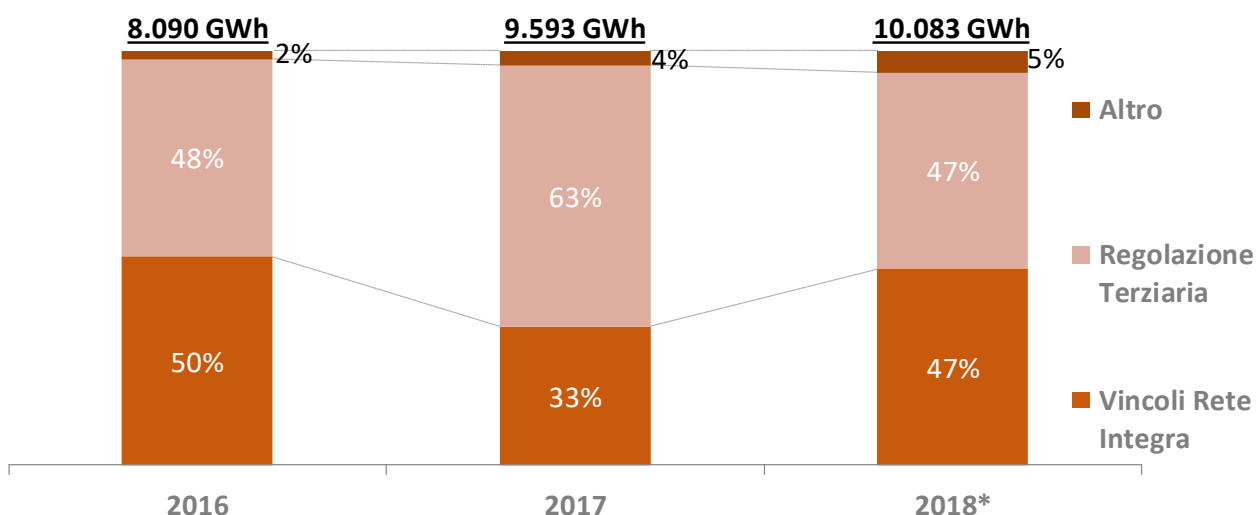
Il rispetto dei vincoli di dispacciamento avviene garantendo la presenza in servizio oppure riducendo la produzione di unità in particolari nodi della rete elettrica.

Qualora il controllo della presenza o assenza in servizio delle suddette unità di produzione risulti non verificato in esito ai Mercati dell'energia (MGP), se ne effettua la selezione sui Mercati per il Servizio di Dispacciamento (MSD), programmando un avviamento o una riduzione/spegnimento della centrale (Figura 87 e Figura 88).

Queste selezioni avvengono nel rispetto dell'ordine di merito economico, dando priorità alle unità di produzione più efficaci alla risoluzione del vincolo e tenendo conto dei vincoli legati ai tempi di avviamento rispetto alle esigenze previste in tempo reale.

L'avviamento a programma di unità equivale a un aumento dell'immissione di energia elettrica in rete, cui corrisponde la riduzione dell'immissione da parte di altre unità ai fini del bilancio energetico.

Figura 88 Distribuzione avviamenti a programma per servizi ex ante (anni 2016, 2017 e 2018*)



*dati provvisori

Le motivazioni tecniche a cui sono riconducibili gli avviamenti effettuati nella fase di programmazione del Mercato per il Servizio di Dispacciamento sono:

- l'approvvigionamento dei margini di riserva a salire aggiuntivi rispetto a quanto già offerto sul MGP;
- la presenza di indisponibilità di elementi di rete appartenenti alla Rete di Trasmissione Nazionale;
- la risoluzione di congestioni a programma;
- il mantenimento di adeguati profili di tensione sulla Rete di Trasmissione Nazionale.

In particolare, il problema del controllo delle tensioni ricorre generalmente nelle ore e nei giorni di basso carico (come i giorni festivi, in cui le tensioni sono tendenzialmente elevate) o nei periodi durante i quali si registrano elevati prelievi di energia (come nel periodo estivo, in cui la richiesta di potenza, anche reattiva, è maggiore e le tensioni tendono ad abbassarsi). Inoltre si registrano talvolta situazioni locali con assenza di risorse per la regolazione di tensione.

Lo sviluppo della RTN in generale è in grado di determinare una diminuzione delle esigenze di approvvigionamento sui MSD, incrementando la magliatura della rete anche nelle zone attualmente soggette a vincoli rendendo così fruibili le risorse di produzione a porzioni più estese della rete.

Nella Figura 87, si riporta la suddivisione tra zone di mercato degli avviamenti di unità a programma, avvenuti per le suddette motivazioni tecniche. Si può osservare:

- un lieve incremento degli avviamenti a programma;
- gli avviamenti nelle zone Sicilia, Nord e Sud sono poco inferiori all'80% degli avviamenti a programma;
- significativo l'incremento degli avviamenti nella zona Sud.

In Figura 89 sono indicati gli esiti associati alle movimentazioni a programma di unità produttive nel MSD ex-ante.

In particolare l'onere associato alle movimentazioni a programma è stato valutato considerando la differenza tra il prodotto della quantità a salire per il prezzo medio a salire, che Terna riconosce alle unità movimentate, ed il prodotto tra la quantità a scendere per il prezzo medio a scendere, che Terna riceve dalle unità selezionate a scendere per bilanciare le azioni di

movimentazione e riportare in equilibrio il sistema. L'andamento del 2018, circa 1.400 Mln€, è in linea con il 2017 (1.409 Mln€) per quanto riguarda gli oneri.

Si registra invece un aumento (+9,6% 2018 vs. 2017) dei volumi associati all'MSD ex-ante (acquisti+vendite); il totale del 2018 è circa 19.185 GWh.

Dall'analisi delle stesse figure si può notare che Sud (30%) e Centro Sud (26%) contribuiscono a più del 50% degli oneri di dispacciamento, mentre il solo Nord genera circa il 20% degli oneri a fronte del 47% dei volumi.

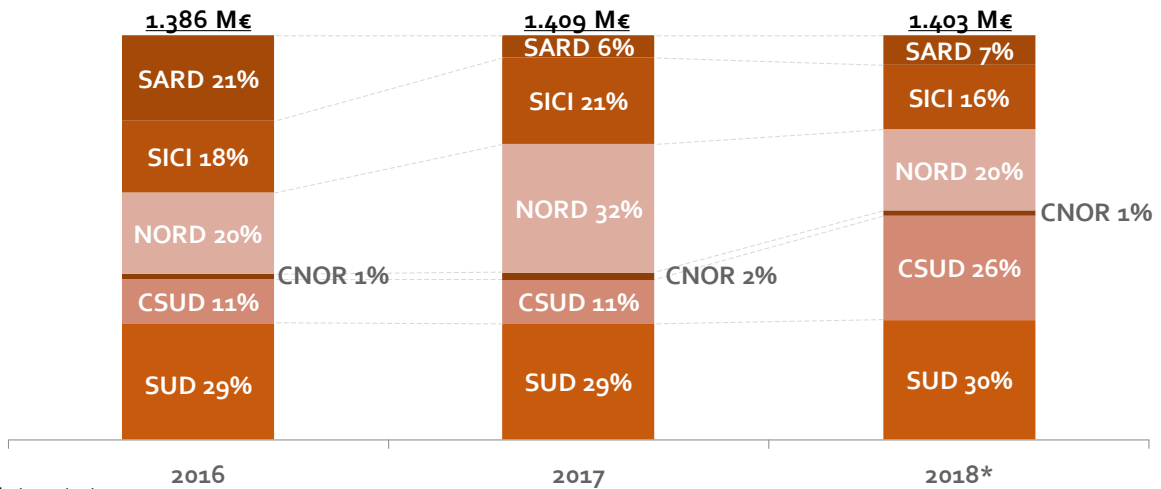
Significativo l'incremento degli oneri nella zona Centro Sud, dal 11% del 2017 al 26% del 2018.

L'analisi dell'onere medio di movimentazione zonale evidenzia nel 2018 che:

- le zone Nord, Centro Nord e Sud (-80% rispetto al 2017) si attestano sotto la media nazionale;
- Brindisi (-48% rispetto al 2017) e la Sardegna rimangono poco al di sopra della media, rispettivamente + 4 e + 13 €/MWh;
- le altre zone si collocano sopra la media nazionale, con un significativo incremento delle zone Centro Sud (+52% rispetto al 2017) e Foggia (+41% rispetto al 2017).

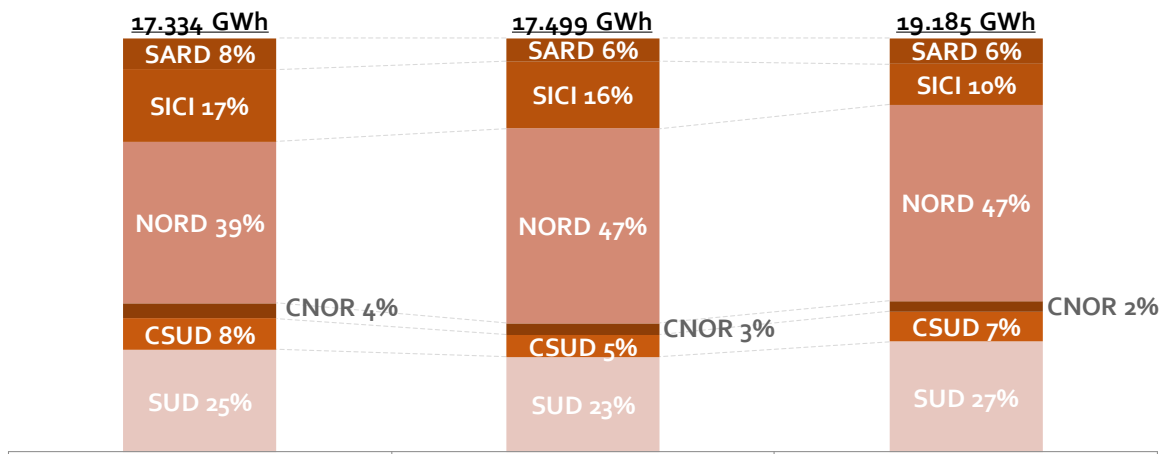
Le aree dove si registrano maggiori movimentazioni corrispondono alle aree del Paese caratterizzate da una scarsa offerta di generazione e/o da maggiori necessità di interventi infrastrutturali.

Figura 89 Movimentazioni unità produttive nel MSD ex-ante
 Oneri MSD ex-ante per zona di mercato (anni 2016, 2017 e 2018*)



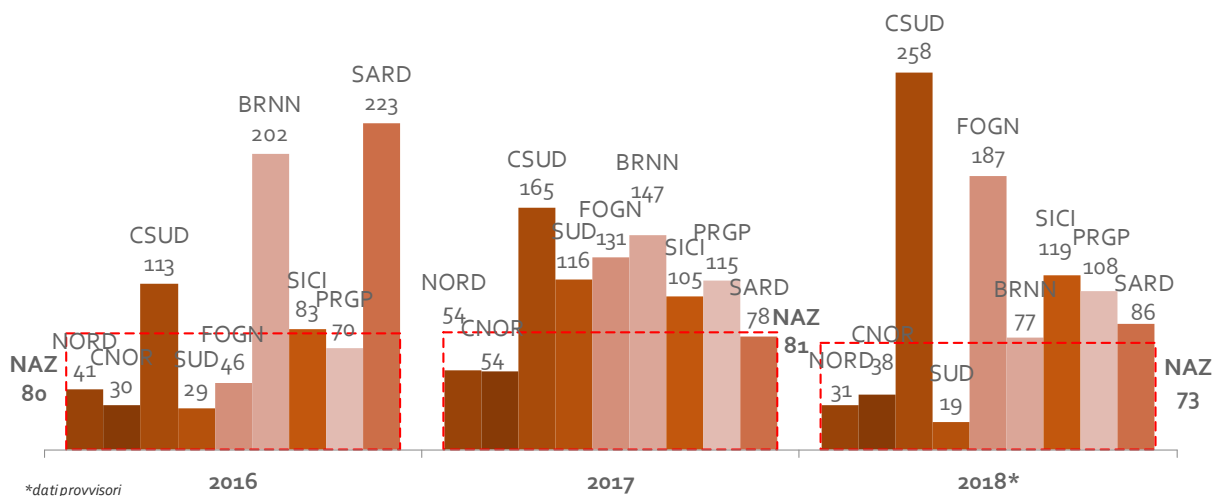
*dati provvisori

Volumi MSD ex-ante (acquisti + vendite) per zona di mercato (anni 2016, 2017 e 2018*)



*dati provvisori

Onere medio movimentazione zonale €/MWh (anni 2016, 2017 e 2018*)



*dati provvisori

2.10. IMPIANTI ESSENZIALI PER LA SICUREZZA DEL SISTEMA ELETTRICO

Gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sono gli impianti rilevanti ritenuti indispensabili, anche per periodi limitati dell'anno, per assicurare adeguati standard di gestione in sicurezza del sistema elettrico.

L'individuazione di impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico si rende necessaria laddove la configurazione della rete non consente alternative all'utilizzo degli impianti in questione. Gli impianti individuati come essenziali restano tali fino a quando l'adeguamento e lo sviluppo del sistema permettono di rimuovere le cause che ne hanno determinato l'essenzialità.

In ottemperanza a quanto previsto dall'articolo 63 dell'Allegato A alla delibera dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ex AEEGSI) n. 111/06 come successivamente modificata ed integrata, si riporta l'elenco degli impianti essenziali

per la sicurezza del sistema valido per l'anno 2018 (Figura 90). Tale elenco non è esaustivo di tutti gli impianti identificati come essenziali da Terna ai sensi dall'art.65bis.1.

Infine, ai sensi della delibera dell'AEEG ARG/elt 89/09, nell'allegato A27 del Codice di rete è indicato anche l'elenco degli impianti essenziali per le reti elettriche non interconnesse. Tale classificazione è valida fino al 31/12/2019 (cfr. Codice di rete – Allegato A.27). In Figura 91 si riporta l'elenco delle suddette unità.

Figura 90 Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Impianto 2019	Impianto 2018	Motivazione
Assemini	Assemini	La centrale, connessa alla rete 150 kV, risulta essenziale per garantire il servizio di riaccensione del sistema elettrico della regione Sardegna.
Brindisi Sud	Brindisi Sud	L'impianto di Brindisi Sud risulta essenziale per la regolazione della tensione sulla porzione di rete 400 kV dell'area sud orientale del paese. Il vincolo potrà essere mitigato mediante installazione di adeguata apparecchiatura di compensazione sincrona ed il raddoppio della linea Brindisi ENIPOWER.
Centrale elettrica di Capri	Centrale elettrica di Capri	La centrale risulta essenziale per garantire l'alimentazione in sicurezza della rete dell'Isola di Capri. Tale criticità potrà essere superata a valle della realizzazione dell'interconnessione a 150 kV delle isole campane (516 – P) e dell'intervento Riassetto rete AT penisola Sorrentina (504-P).
Fiumesanto	Fiumesanto	L'impianto di Fiumesanto risulta essenziale per garantire la presenza di un'adeguata potenza di corto circuito al nodo di Fiumesanto per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico sardo in caso di indisponibilità - anche accidentali - di altri impianti di produzione ed/o elementi di rete (vincoli a rete non integra). Il vincolo potrà essere mitigato mediante installazione di adeguata apparecchiatura di compensazione.
Flumendosa		La centrale termoelettrica di Flumendosa risulta essere essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete locale in ragione delle indisponibilità degli elementi di rete.
Iges		La centrale termoelettrica di Iges risulta essere essenziale per garantire la gestione delle congestioni sulla porzione di rete locale in ragione delle indisponibilità degli elementi di rete.
Monte Martini	Monte Martini	Il gruppo turbogas della centrale, connesso alla rete 150 kV, risulta essenziale per il piano di emergenza della città di Roma.
Ottana Biopower	Ottana Biopower	La centrale, connessa alla rete 150 kV, risulta essenziale per garantire il servizio di riaccensione del sistema elettrico della regione Sardegna.
Porcari	Porcari	La centrale risulta essenziale per garantire l'alimentazione in sicurezza ed un adeguato profilo di tensione sulla rete AT dell'area. Tali criticità saranno superate in seguito alla realizzazione della nuova SE di trasformazione 400/132 kV prevista nell'ambito dell'intervento di sviluppo "Riassetto rete 400 e 132 kV area di Lucca" (vedi intervento cod. 306-P).
Porto Empedocle	Porto Empedocle	La centrale risulta essenziale per garantire la gestione in sicurezza nell'area occidentale della Sicilia in particolare nel caso di indisponibilità di elementi di rete o unità di produzione.
Portoferraio	Portoferraio	La centrale risulta essenziale per garantire l'alimentazione in sicurezza della rete AT dell'Isola d'Elba. Tale criticità potrà essere superata a valle della realizzazione del nuovo elettrodotto 132 kV tra l'Isola d'Elba e il Continente e le relative opere connesse (vedi intervento cod. 309-P).
San Filippo del Mela	San Filippo del Mela	La centrale risulta essenziale per il soddisfacimento a programma della domanda con adeguati margini di riserva terziaria di sostituzione in ragione di indisponibilità di elementi di rete o unità di produzione.
Rosen 132 kV	Rosen 132 kV	In relazione all'evoluzione del sistema elettrico ed alla mutata disponibilità di generazione nell'area compresa tra le Province di Massa, Livorno, Lucca e Firenze, la centrale risulta essenziale per garantire adeguati margini di gestione in sicurezza della rete AT. Tali criticità saranno attenuate con la realizzazione degli interventi pianificati di Riassetto rete area Livorno (308-P) e superate con la realizzazione dell'intervento Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca (306-P).
Sulcis		La centrale termoelettrica di Sulcis risulta essere essenziale in ragione delle indisponibilità degli elementi di rete/unità di produzione della Sardegna sia per garantire il servizio di riaccensione del sistema elettrico della regione Sardegna che per la regolazione della tensione della regione Sardegna.

Figura 91 Impianti essenziali per la sicurezza delle reti non interconnesse

Isola del territorio nazionale	Nome impianto	Proprietario
Isola del Giglio	Centrale Campese	Societa' Impianti Elettrici S.I.E. Srl
Isola di Alicudi	Alicudi	Enel Produzione Spa
Isola di Capraia	Capraia - Capraia Isola	Enel Produzione Spa
Isola di Capri	Centrale elettrica di Capri	SIPPIC S.p.A.
Isola di Favignana	Impianto di Favignana	SEA Società Elettrica di Favignana S.p.a.
Isola di Filicudi	Filicudi	Enel Produzione Spa
Isola di Lampedusa	Centrale elettrica - Lampedusa	S.EL.I.S. Lampedusa S.p.A.
Isola di Levanzo	Levanzo	Impresa Campo Elettricit� I.C.EL. S.r.l.
Isola di Linosa	Centrale elettrica - Linosa	S.EL.I.S. Linosa S.p.A.
Isola di Lipari	Centrale SEL	Societ� Elettrica Liparese S.r.l.
Isola di Marettimo	Centrale elettrica - Marettimo	S.EL.I.S. Marettimo S.p.A.
Isola di Panarea	Panarea	Enel Produzione Spa
Isola di Pantelleria	Centrale elettrica - Pantelleria	S.MED.E. Pantelleria S.p.A.
Isola di Ponza	Centrale Cesarano	Societ� elettrica Ponzese S.p.A.
Isola di Ponza	Centrale Le Forna	Societ� elettrica Ponzese S.p.A.
Isola di Salina	S.Marina Salina	Enel Produzione Spa
Isola di Salina	Malfa	Enel Produzione Spa
Isola di Stromboli	Stromboli	Enel Produzione Spa
Isola di Stromboli	Ginostra Termoelettrico	Enel Produzione Spa
Isola di Ustica	Centrale Ustica	Impresa Elettrica D'Anna & Bonaccorsi s.n.c
Isola di Ventotene	Ventotene	Enel Produzione Spa
Isola di Vulcano	Vulcano termo	Enel Produzione Spa
Isole Tremiti	Centrale "Germano Giacomo"	Germano Industrie Elettriche S.r.l.



- Gli **scenari** sono un **pilastro fondante nella pianificazione** delle infrastrutture energetiche del Paese, poiché rappresentano il **riferimento per**:
 - **Sviluppare una traiettoria** verso i target energetici nazionali e europei
 - Definire un adeguato **sviluppo delle infrastrutture**
 - Testare e valutare sicurezza e adeguatezza del Sistema Elettrico
- Gli scenari europei, alla base del Piano di Sviluppo, sono il risultato di un lavoro congiunto svolto tra le due organizzazioni europee ENTSO-E e ENTSO-G. Essi rappresentano pertanto la prima applicazione, come previsto dai Regolamenti europei, di un'attività di pianificazione congiunta e sinergica tra i due settori elettrico e gas.
- Gli scenari di policy nazionale, per accompagnare la transizione verso un nuovo modello "no-carbon", richiedono ulteriori interventi di sviluppo al fine di incrementare le risorse di flessibilità disponibili per l'esercizio del sistema elettrico e lo sviluppo di nuovi sistemi di accumulo centralizzato, anche di tipo elettrochimico, per un totale di circa 6 GW, in aggiunta ai sistemi di accumulo distribuiti

3.1. INTRODUZIONE

Un elemento importante per la pianificazione di interventi di sviluppo della rete, specialmente nel medio e lungo termine, è la definizione di scenari consistenti che descrivano sia qualitativamente che quantitativamente possibili sviluppi del sistema energetico nazionale ed internazionale.

Gli scenari, infatti, sono un pilastro fondante nella pianificazione delle infrastrutture energetiche del Paese poiché rappresentano un punto di riferimento per:

- sviluppare una traiettoria verso i target energetici nazionali ed europei
- definire un adeguato piano di sviluppo delle infrastrutture di rete

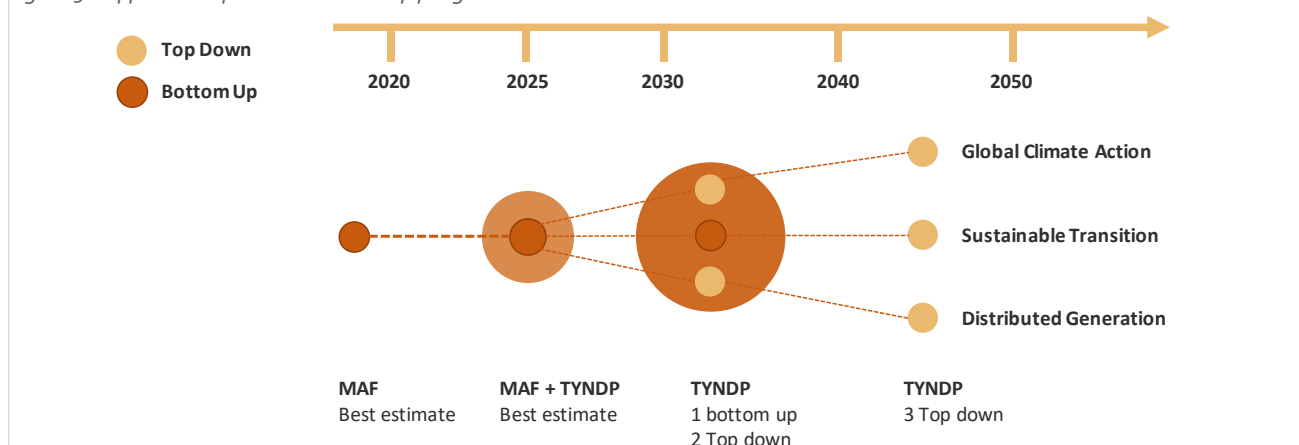
- testare e valutare la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico.

Nei paragrafi successivi verranno esposti gli scenari elaborati in ambito europeo e gli scenari di policy nazionali che consentono di delineare le principali caratteristiche dei futuri sistemi energetici a livello europeo e nazionale.

3.2. GLI SCENARI EUROPEI 2018

In ambito ENTSO – E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) gli scenari vengono elaborati ogni due anni secondo due differenti approcci: top down, che esegue un'analisi dal lato macro al lato micro (forniti direttamente da ENTSO – E) e bottom up, che giunge ad una visione complessiva partendo da un profondo livello di dettaglio (solitamente forniti dai TSO).

Figura 92 Approccio top down e bottom up per gli scenari ENTSO – E



Ai fini dell'elaborazione del TYNDP 2018, ENTSO-E ed ENTSO-G (European Network of Transmission System Operators for Gas) hanno elaborato per la prima volta degli scenari congiunti.

Gli scenari di medio – breve termine, essendo questi più vicini alla situazione reale della rete, sono di norma forniti dal TSO (Trasmission System Operator) e vengono definiti come scenari "best estimated". A livello europeo, la ripartizione tra scenari top down e bottom up è definita come descritto in Figura 92.

Dopo un percorso condiviso di raccolta dati, validazione, ottimizzazione e analisi del mercato, è stato possibile definire i seguenti scenari per l'orizzonte temporale 2030-2040:

1. Sustainable Transition (ST)
2. Distributed Generation (DG)
3. Global Climate Action (GCA)

Per l'anno orizzonte 2030 lo scenario GCA è stato sostituito da una storyline complementare – EU30 – modellizzata e predisposta da un consorzio guidato da E3Mlab e ospitato alla National Technical University of Athens (NTUA), con la collaborazione dell'International Institute for Applied System Analysis (IIASA). In particolare, lo scenario illustra il raggiungimento dei target climatici ed energetici imposti per il 2030 dall'European Council nel 2014 e prevede un efficientamento energetico pari al 30%.

Si riporta di seguito la descrizione degli scenari elaborati ai fini del Ten Year Development Plan 2018

3.2.1. Sustainable transition

Lo scenario Sustainable Transition è il risultato di una stretta collaborazione con i TSO e rappresenta l'unica storyline "Bottom-Up" tra quelle presentate dall'ENTSO.

Nello scenario ST il cambiamento climatico viene affrontato con il contributo sinergico fornito da policy makers, ETS e incentivi statali. In questo contesto, dunque, si riscontra un'ambizione collettiva nel supporto e nella partecipazione agli obiettivi europei, nel limite della sostenibilità economica delle iniziative da attuare (crescita economica moderata).

La storyline ST presenta uno scenario in cui la domanda di energia elettrica e gas è relativamente stabile o in lieve crescita: l'uso di combustibili a gas è in aumento nel settore dei trasporti e nei settori di produzione dell'energia, ma in calo negli impianti di riscaldamento degli edifici. Anche la domanda di gas è



Sustainable Transition

- Approccio bottom-up in collaborazione con i TSO nazionali
- ETS, politiche e incentivi nazionali incoraggiano azioni collettive nel rispetto dei target energetici europei
- Domanda di energia elettrica e gas stabile o in lieve aumento
- Crescita moderata nell'utilizzo di veicoli elettrici e di pompe di calore
- Diminuzione impianti a carbone bilanciata da aumento di FER e impianti a gas

in crescita nel settore dei trasporti, ma in diminuzione in ambito domestico, grazie alle misure di efficienza energetica. Inoltre, la richiesta di gas resta sempre elevata nei momenti di picco.

In un contesto di efficientamento energetico moderato, vi è un lieve calo nell'uso di impianti di riscaldamento a gas, nonostante quest'ultimo rimanga la fonte più utilizzata. Le pompe di calore ibride vengono considerate un'opzione concreta ed economicamente sostenibile per i nuovi edifici in costruzione.

Nel settore dei trasporti, invece, i bassi costi del gas e lo sviluppo di biometano conducono ad un aumento dei veicoli a gas, abilitando così la riduzione delle autovetture a benzina e il conseguente raggiungimento dei target di emissioni in atmosfera.

Infine, per quanto concerne le altre alternative, i veicoli elettrici crescono lievemente e la penetrazione dei veicoli a idrogeno nel mercato è ancora limitata. Nel settore del trasporto pesante, invece, si registra una crescita dell'utilizzo di LNG (Liquified Natural Gas).

Per far fronte all'incremento, seppur lieve, della domanda elettrica, nello scenario Sustainable

Transition si assiste a un aumento degli impianti di generazione a gas e a una contestuale diminuzione degli impianti a carbone, con una conseguente maggiore flessibilità a sostegno delle rinnovabili. In particolare, gli impianti a gas godono di una riduzione del costo del gas e impatti positivi derivanti dal meccanismo ETS, che a fronte di un aumento del prezzo della CO₂ favoriscono la riduzione delle emissioni.

3.2.2. Distributed generation

Nello scenario top-down Distributed Generation viene integrato e modellizzato il ruolo dei *prosumers*³¹, che risultano fortemente responsabilizzati nella sfida contro il cambiamento climatico e nel rispetto dei target di decarbonizzazione e sostenibilità ambientale, in un contesto di forte crescita economica.

Uno stringente schema ETS favorisce lo spiazzamento del carbone da parte del gas naturale nella generazione (Gas Before Carbon) e l'incremento della quota di mercato di bio-combustibili.

È importante sottolineare che i macro trends descritti si inseriscono in un contesto europeo caratterizzato da un forte indirizzo politico sugli aspetti climatici che promuove, accanto alle *climate actions*, le azioni dei singoli utenti.

La domanda annuale di energia elettrica aumenta nel settore del riscaldamento e nei trasporti, contestualmente però si riduce la richiesta domestica grazie al comportamento proattivo dei *prosumers* e dell'alto grado di efficienza energetica degli edifici e degli strumenti tecnologici a disposizione agli utenti.

La domanda gas registra un incremento nel trasporto, mentre in ambito domestico si assiste ad una flessione, causata sia dal maggiore utilizzo delle tecnologie di riscaldamento elettrico, sia dal miglior isolamento degli edifici. Inoltre, il gas continua ad essere richiesto nelle situazioni di picco della domanda. Anche l'utilizzo industriale di gas naturale è in diminuzione, sebbene ancora richiesto per rispondere alla domanda di picco.

Nel settore dei trasporti i veicoli elettrici e a gas risultano elementi chiave per il raggiungimento dei target di riduzione delle emissioni: da un lato il calo dei prezzi delle batterie favorisce la diffusione dei veicoli

elettrici, dall'altro si registra un incremento nel ricorso al LNG nel settore del trasporto pesante.

Per quanto concerne il riscaldamento, le pompe di calore si configurano come una concreta alternativa alle fonti fossili. In particolare, considerate le misure di efficienza energetica, i *prosumers* prediligono il ricorso a tecnologie ibride che consentono una maggiore flessibilità nella scelta della fonte energetica più adatta alle loro esigenze.



Distributed Generation

- Approccio top-down definito da ENTSO-E in allineamento con ENTSO-G
- Forte sviluppo economico abilita il ruolo strategico dei prosumers nella sfida contro il cambiamento climatico e nel raggiungimento dei target energetici europei
- Domanda di energia elettrica in forte aumento, seppur con andamenti differenti nei vari settori
- Decarbonizzazione dei trasporti guidata dalla diffusione dei veicoli elettrici
- Aumento delle pompe di calore per riscaldamento
- Sistemi di storage distribuiti abilitati da innovazione e progresso tecnologico

Lo scenario DG evidenzia un generale progresso in termini di generazione di piccola scala e storage domestico e commerciale. Infatti, le tecnologie per la generazione di piccola scala presentano costi in

³¹ Utente evoluto che da fruitore passivo della rete (consumatore) diventa produttore e consumatore di energia e parte attiva nello scambio di dati e informazioni sulla rete

solo da produzioni industriali caratterizzate da elevate emissioni.

Si ricorda che nel 2030 lo scenario GCA è stato sostituito da una storyline complementare – EUCO 30.

3.2.4. Risultati

Nei paragrafi successivi sono presentati i risultati del processo di costruzione degli scenari energetici di riferimento, analizzando i settori dell'energia elettrica e del gas non solo in termini di domanda e offerta, ma anche dal punto di vista delle emissioni di CO₂ e di ricorso alle FER. I risultati sono mostrati a livello Europeo. I dati riguardanti la domanda di energia elettrica, il mix di generazione e le emissioni di CO₂ si riferiscono all'anno climatico europeo definito "Normal".

3.2.4.1. Domanda di energia elettrica

In Figura 93 sono illustrati i valori di domanda di energia elettrica utilizzati per le analisi di mercato a livello ENTSO-E. Da notare che i valori al 2030, tengono conto anche della domanda di Israele e della Tunisia, non compresi invece al 2020 e al 2040. Nonostante tutti gli scenari presentino un generale incremento (ottenuto depurando dai valori al 2030 il contributo dei due paesi summenzionati) della domanda annuale di energia elettrica nello scenario DG si registra la più elevata richiesta (~4.500 TWh nel 2040) ed una forte crescita della flessibilità per la gestione di questo aumento, derivante essenzialmente da un incremento di veicoli elettrici e di pompe di calore.

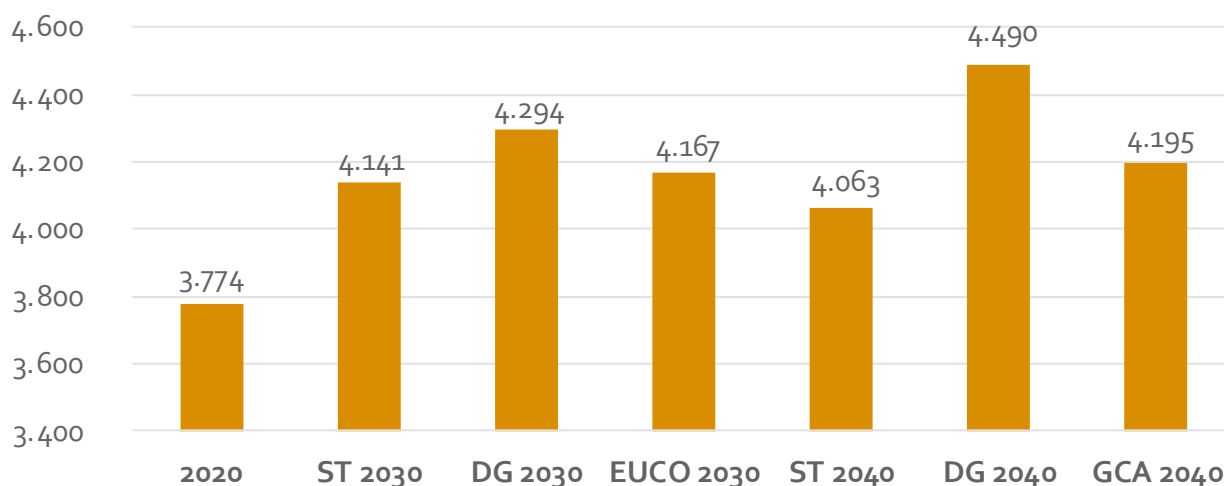
Lo scenario GCA invece presenta un valore più elevato di domanda nel 2040 (~4.200 TWh), grazie alla

Sintesi risultati attesi

- Crescita massima della domanda di energia elettrica nello scenario DG
- Differenti volumi e mix di generazione nazionali tra i paesi interconnessi con l'Italia negli scenari ST e DG al 2040
- Crescita esponenziale veicoli elettrici e pompe di calore in tutti gli scenari, con crescite massime rispettivamente in DG e GCA nel 2040
- Crescita FER per produzione energia elettrica guidata da incremento capacità impianti eolici e solari; mix di generazione basato su minore ricorso al carbone
- Copertura FER della domanda di energia elettrica superiore al 60% al 2040 in tutti gli scenari (GCA superiore al 75%)
- Scenari in linea con i target europei di decarbonizzazione; scenario GCA presenta riduzione di CO₂ >70% nel 2040 vs. 2020
- Prezzo della CO₂ in significativo aumento in tutti gli scenari; costo gas e carbone stabile o in lieve aumento

diffusione delle autovetture elettriche e delle pompe di calore. Inoltre, è importante sottolineare che questi valori sarebbero ancora maggiori se non si considerassero le misure di efficienza energetica. Lo scenario Sustainable Transition, presenta invece livelli di domanda inferiori, essendo focalizzato principalmente sullo sviluppo delle tecnologie a gas nei settori del trasporto e della generazione elettrica.

Figura 93 Domanda di energia elettrica a livello europeo (TWh)



3.2.4.2. Mix generazione nazionale

Dal mix di generazione di energia elettrica dei paesi europei analizzati nel report ENTSO (Figura 94) si evince che i due scenari ST e DG nel 2040 presentano mix di generazione differenti e volumi generati differenti.

Tenendo in considerazione soltanto i paesi interconnessi con l'Italia (Austria, Francia, Germania, Slovenia e Svizzera), la Germania e la Francia presentano volumi maggiori rispetto all'Italia in entrambi gli scenari di riferimenti al 2040.

3.2.4.3. Veicoli elettrici

Per quanto concerne i veicoli elettrici, tutti gli scenari ne evidenziano una crescita esponenziale nel periodo 2030-2040 (Figura 95). Poiché nella storyline DG viene presentata una realtà in cui il consumatore-produttore è responsabilizzato nelle tematiche nazionali di decarbonizzazione e sostenibilità ambientale, in questo scenario si registra la più alta crescita in valore assoluto di veicoli elettrici (~40M di veicoli in più tra 2040 e 2030). Il valore assoluto minore si rivela invece nello scenario ST, sia nel 2030 che nel 2040, durante il quale si assiste però ad un incremento del numero di veicoli a gas (prezzi del gas molto competitivi).

Il numero di pompe di calore elettriche cresce significativamente negli scenari EUCO 30 e GCA (rispettivamente ~+33M e ~+58M), nei quali la transizione verso riscaldamento elettrico è uno dei driver per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione, mentre è molto inferiore negli scenari ST e DG (rispettivamente ~+9M e ~+17M nel 2030; ~+18M e ~+35M nel 2040). La crescita del numero di pompe di calore ibride, invece, è più rilevante negli scenari DG e GCA.

Figura 94 Mix generazione DG 2040 e ST 2040 (ENTSO-E)

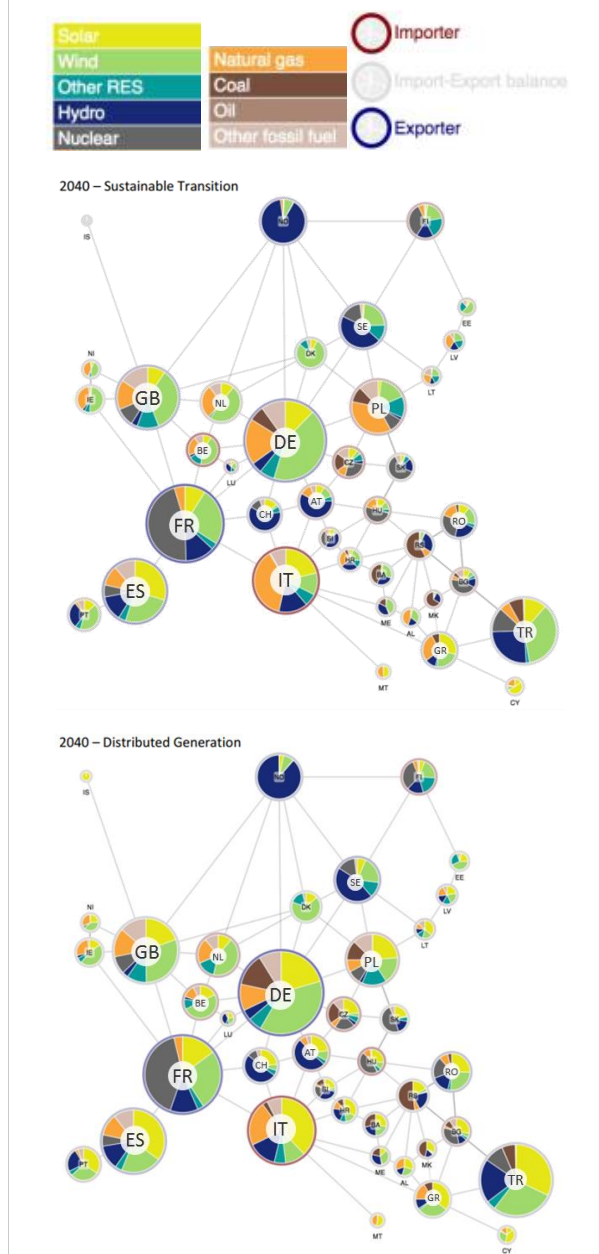


Figura 95 Incremento numero di veicoli elettrici e pompe di calore (in milioni)

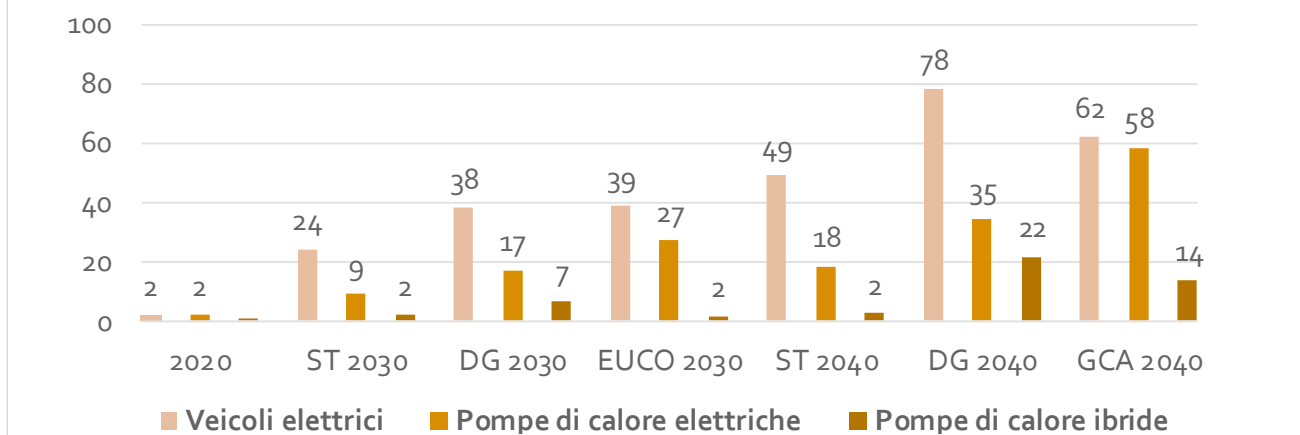
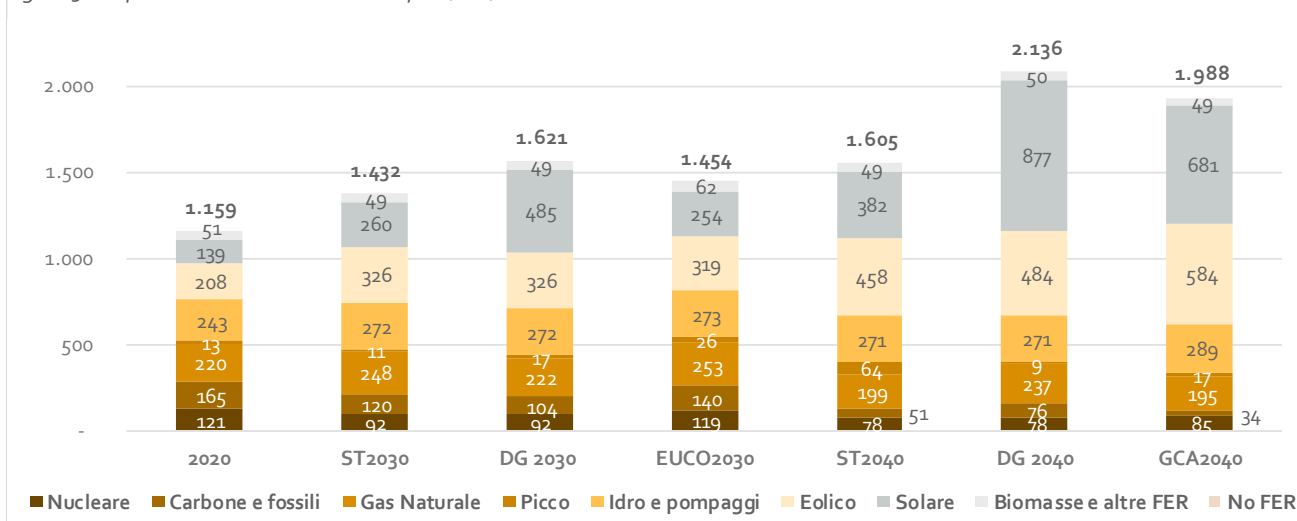


Figura 96 Capacità installata a livello europeo (GW)



3.2.4.4. Capacità installata e mix di generazione

Anche in questo caso, i valori al 2030 includono i contributi di Israele e Tunisia, a differenza degli anni orizzonte 2020 e 2040. Tutti gli scenari di riferimento evidenziano una riduzione del nucleare e del carbone (meno marcata nella storyline DG, dove nel 2030 vengono ancora generati quasi 500 TWh dal carbone). Contestualmente, si verifica un aumento della capacità installata delle fonti eolico e solare e un livello stabile dell'idroelettrico, delle biomasse e delle altre rinnovabili (Figura 96).

Il gas naturale mostra invece un andamento molto variabile in funzione delle caratteristiche proprie di ogni scenario. In particolare si riscontra una variazione

evidente nello scenario ST, dove si assiste ad un calo del prezzo del gas.

3.2.4.5. Domanda di energia elettrica coperta da FER

Le fonti di energia rinnovabile avranno un ruolo sempre più marcato nella generazione dell'energia elettrica (Figura 97), andando a coprire oltre il 60% della domanda del 2040, indipendentemente dallo scenario di riferimento. In particolare, si osserva che nel 2030 le FER coprono tra il 48% (EUCO) e il 57% della domanda (DG), mentre nel 2040 i valori oscillano tra il 64% dello scenario ST e l'80% della storyline GCA.

Facendo riferimento alle fonti eoliche e solari combinate, lo scenario ST presenta valori in lieve

Figura 97 Generazione di energia elettrica a livello europeo (TWh)

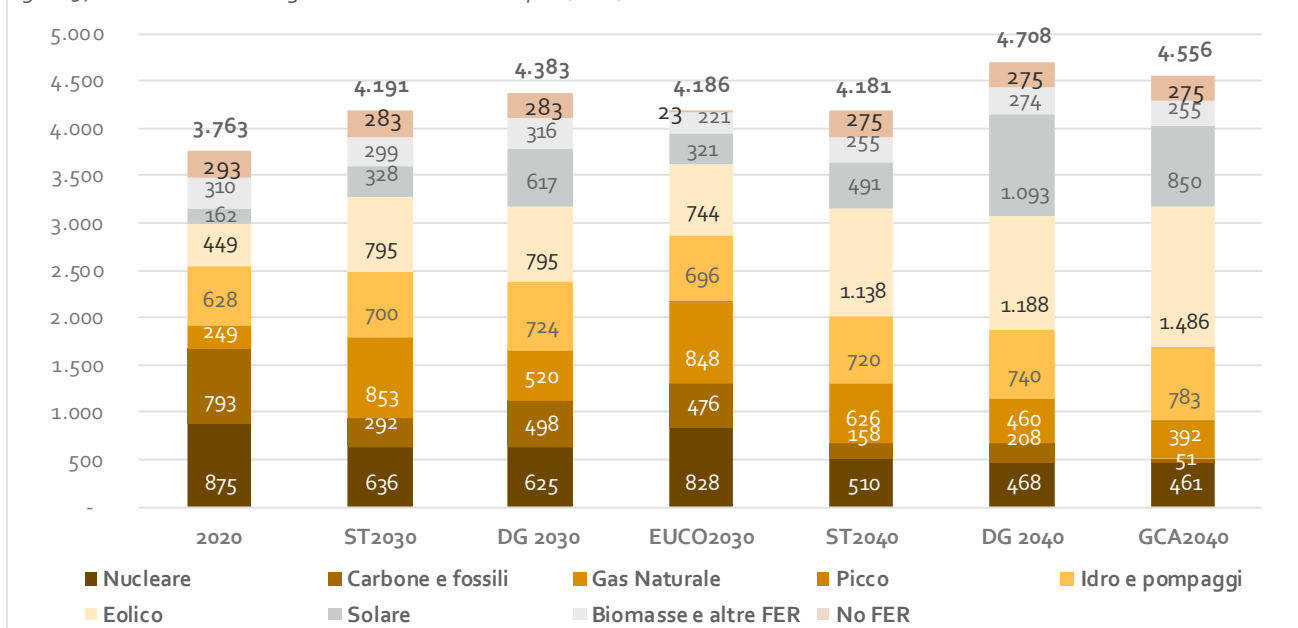
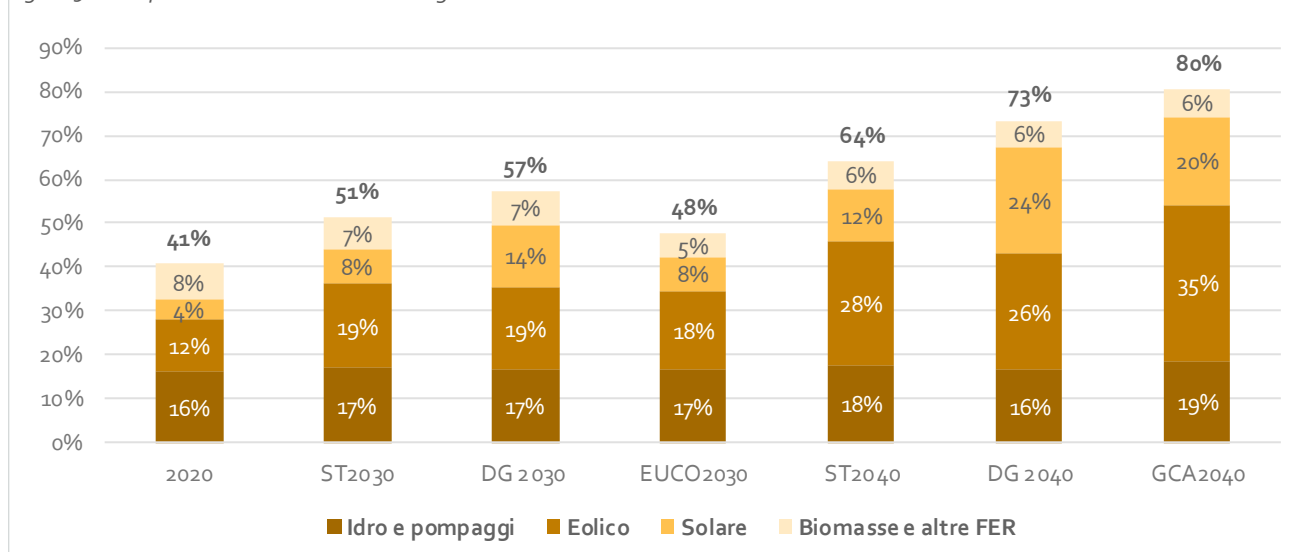


Figura 98 % copertura della domanda di energia elettrica con FER



crescita. GCA ha invece valori di produzione da fonti eoliche maggiori rispetto a DG (1.486 TWh vs. 1.188 TWh nel 2040), ma presenta una minore produzione di energia dalle fonte solare (850 TWh vs. 1093 TWh del DG). Nonostante la fonte eolica e solare abbiano lo

stesso peso in termini di capacità installata nei due scenari, il GCA presenta un maggiore produzione di energia da fonti rinnovabili grazie alla rilevanza delle fonti eoliche.

3.2.4.6. Emissioni CO₂

Il trend di utilizzo delle FER (Figura 98) è un importante indicatore per valutare l'andamento della riduzione delle emissioni di CO₂ in atmosfera. Tuttavia, nel settore dell'energia elettrica le emissioni di CO₂ dipendono in larga scala dal mix di generazione.

Il grafico (Figura 99) evidenzia come nel 2030 tutti gli scenari presentino una riduzione delle emissioni di CO₂ superiore al 15% vs. 2020, con un calo superiore al 30% in ST e DG. Nel 2040, invece, GCA è lo scenario con il più alto tasso di riduzione delle emissioni (78%), mentre negli scenari ST e DG si giunge ad una riduzione poco superiore al 50%.

In generale, quindi, tutti gli scenari sono in linea con gli obiettivi europei di decarbonizzazione previsti per il 2050.

Figura 99 Emissioni di CO₂ (Mton) del settore energetico

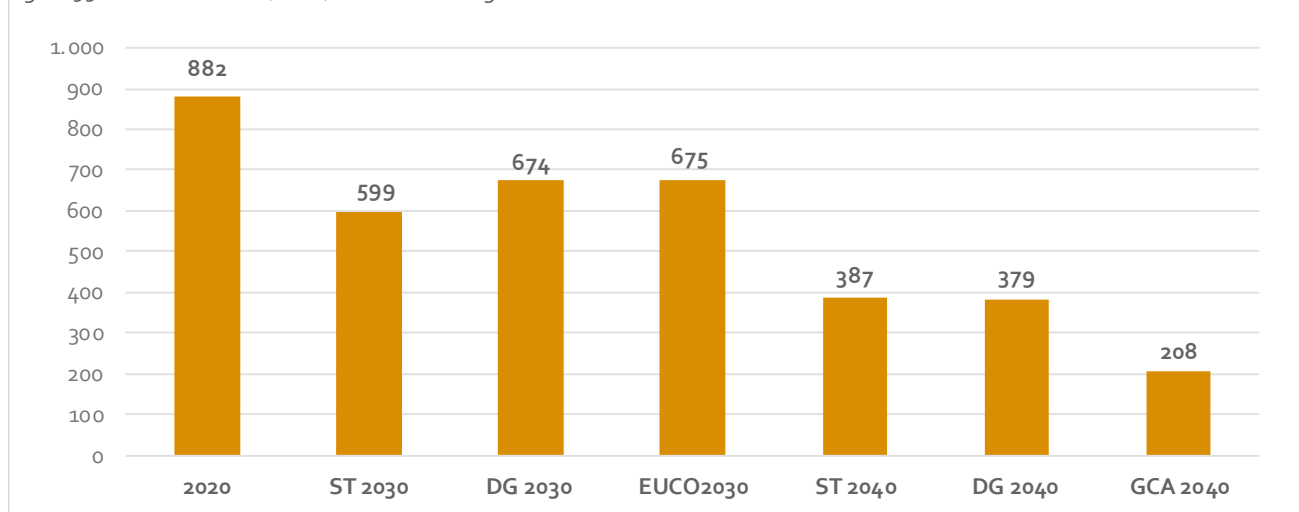


Figura 100 Prezzi commodities

	Commodity	2020	2025	2025	ST	DG	EUCO	ST	DG	GCA
			CBG	GBC	2030	2030	2030	2040	2040	2040
€/GJ netta	Nucleare	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Lignite	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	2,3	1,1	1,1	1,1
	Carbone	2,3	2,5	2,1	2,7	2,7	4,3	2,5	2,8	1,8
	Gas	6,1	7,4	7,0	8,8	8,8	6,9	5,5	9,8	8,4
	Light Oil	15,5	18,7	15,5	21,8	21,8	20,5	17,1	24,4	15,3
	Heavy Oil	12,7	15,3	12,7	17,9	17,9	14,6	14,0	20,0	12,6
	Shale Oil	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
€/ton	CO ₂	18,0	25,7	54,0	84,3	50,0	27,0	45,0	80,0	126,0

3.2.4.7. Prezzi commodities

Gli scenari ENTSO vedono tra il 2030 e il 2040 il prezzo del carbone stabile o in lieve aumento in tutti gli scenari (Figura 100), con il valore minimo registrato nel 2040 nello scenario GCA (1,8 €/net GJ). Per quanto concerne il costo del gas, il prezzo risulta in crescita tra il 2030 e il 2040 (valore minimo nel 2030 nello scenario ST pari a 5,0 €/net GJ e valore massimo nel 2040 nello scenario DG di 9,8 €/net GJ). Contestualmente il prezzo della CO₂ è in forte aumento in tutti gli scenari con un valore massimo nello scenario GCA nel 2040 (126 €/ton).

3.3. SCENARI EUROPEI 2020

ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity ed ENTSO-G - European Network of Transmission System Operators for Gas, hanno avviato nel corso dell'ultimo anno un'attività di pianificazione coordinata, al fine di massimizzare la coerenza tra le previsioni;

Anche quest'anno, prosegue la collaborazione tra gli enti con l'intento di sviluppare un set coerente e condiviso di scenari energetici, combinando e modellizzando gli input ricevuti da TSO, stakeholder, ONG e Autorità di Regolazione Nazionali. Gli ENTSO

presentano differenti scenari futuri nel contesto di decarbonizzazione indicato dall'UE, evidenziando il ruolo centrale del consumatore nell'abilitare il processo di transizione verso una maggiore sostenibilità ambientale (es: maggiore ricorso a FER, diminuzione emissioni CO₂ in atmosfera, ...).

Gli step principali del processo di costruzione degli scenari (Figura 101) sono:

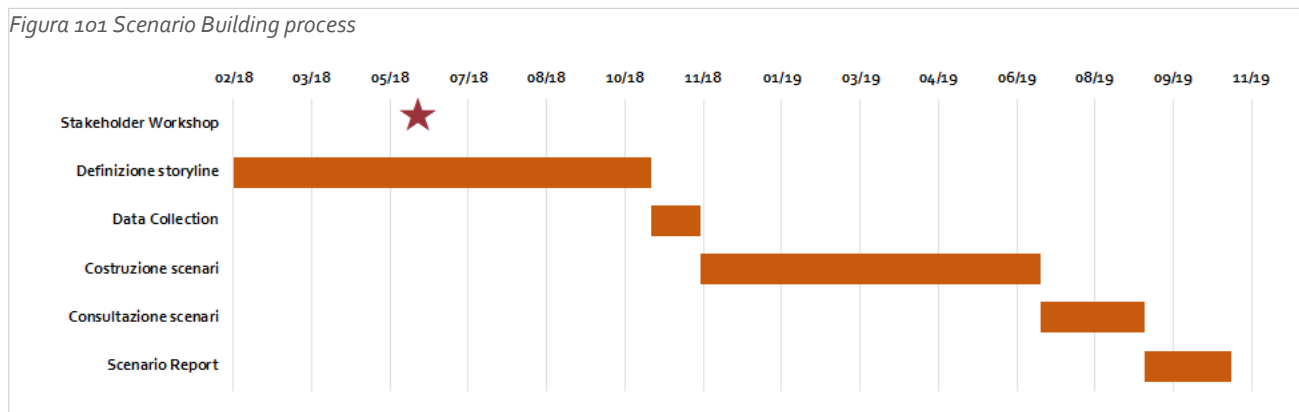
- la definizione dello storyline
- la data collection
- la costruzione degli scenari bottom-up e top-down
- la consultazione dei risultati ottenuti nei vari step.

La prima fase è terminata a settembre con la consultazione delle storyline presentate in occasione del workshop del 29 Maggio. Durante questo evento, che si è tenuto a Bruxelles, sono state presentate agli stakeholder le cinque storyline definite a livello europeo, con le rispettive matrici e le riduzioni previste di emissioni per i differenti time horizon.

Le storyline proposte per il TYNDP 2020 sono:

- National Trends (o scenario alpha – α): è l'unica storyline di tipo bottom-up, di conseguenza è

Figura 101 Scenario Building process



costruita partendo dai dati collezionati dai vari TSO, in accordo con le politiche nazionali al 2020 ed i target europei proposti al 2030;

- Global Ambition (o scenario beta – β): in questa storyline, le ambizioni di raggiungere determinati target di decarbonizzazione sono condivise a livello mondiale. È preferita una generazione di tipo centralizzata, l'economia di scala, ed è caratterizzata dalla competitività economica di tecnologie emergenti come l'eolico offshore e il Power-to-X;
- European Focus (o scenario gamma – γ): la storyline presenta una visione centralizzata a livello europeo sulle tecnologie principali e sulle policy. Riesce a raggiungere i target nel breve e medio termine seguendo la EU roadmap che raggiunge l'80% di riduzione delle emissioni al 2050;
- Distributed Energy (o scenario delta – δ): è una storyline in cui la transizione energetica è focalizzata su uno sviluppo decentralizzato dell'economia e delle tecnologie. In particolar modo, il consumer riveste sempre più il ruolo di prosumer, partecipando al mercato e fornendo un contributo significativo verso la decarbonizzazione;
- Delayed Transition (o scenario epsilon – ϵ): questa storyline descrive una situazione in cui il raggiungimento dei target di decarbonizzazione è visto come un obiettivo futuro, ben oltre i time

horizon considerati. Perciò, nonostante gli sforzi di raggiungere i target europei, lo scenario energetico risulta essere stagnante.

La seguente Figura 102 descrive l'andamento qualitativo della riduzione di emissioni per le diverse storyline e per i diversi time horizon. È possibile notare che la storyline Delayed Transition è l'unica che non raggiunge i target al 2030 e al 2050 di riduzione delle emissioni, mentre National Trends ed European Focus si assestano ad un valore dell'80% di riduzione al 2050. Le storyline più sfidanti sono invece la Global Ambition e la Distributed Energy perché puntano ad un superamento del target dell'80%, raggiungendo il 95% di riduzione delle emissioni al 2050, differenziandosi per le tecnologie adottate come principali per la transizione energetica. Nella Global Ambition si ha un focus sullo sviluppo centralizzato del sistema per il raggiungimento dei target, mentre nella Distributed Energy sono preferite tecnologie distribuite sul territorio nazionale, come è messo in evidenza dalla Figura 103.

Figura 102 Riduzione delle emissioni rispetto ai livelli del 1990 nelle cinque storyline

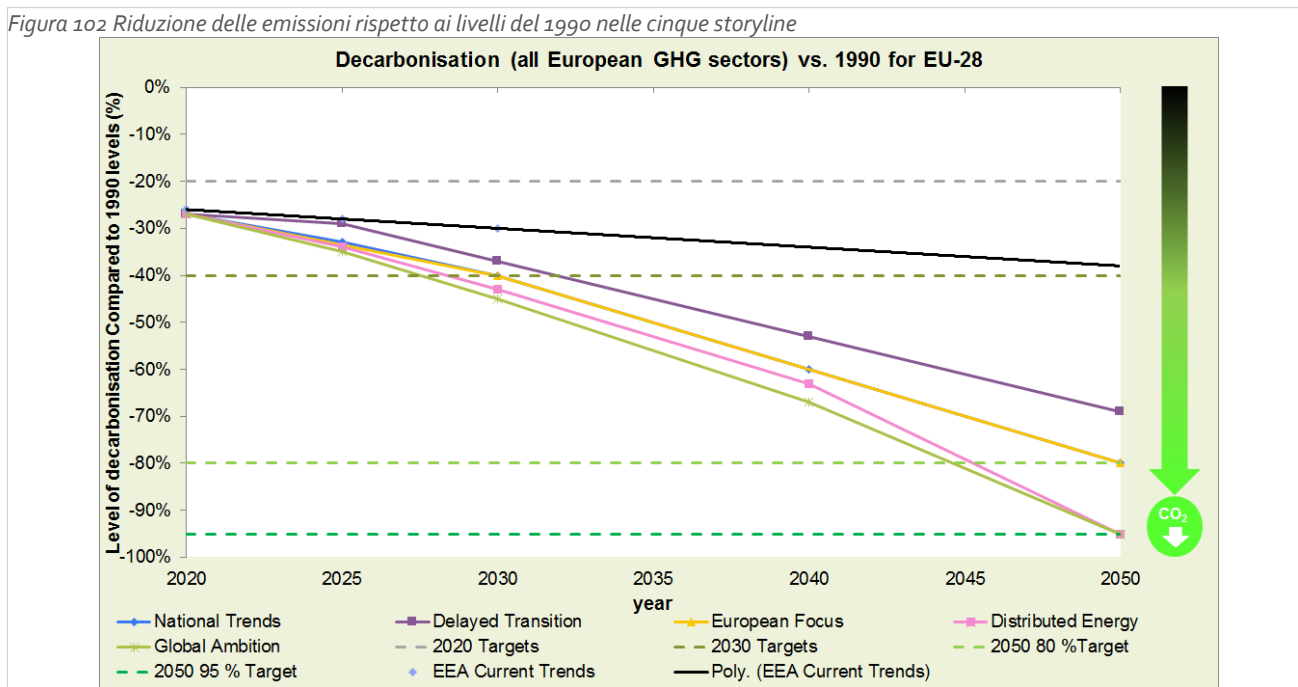
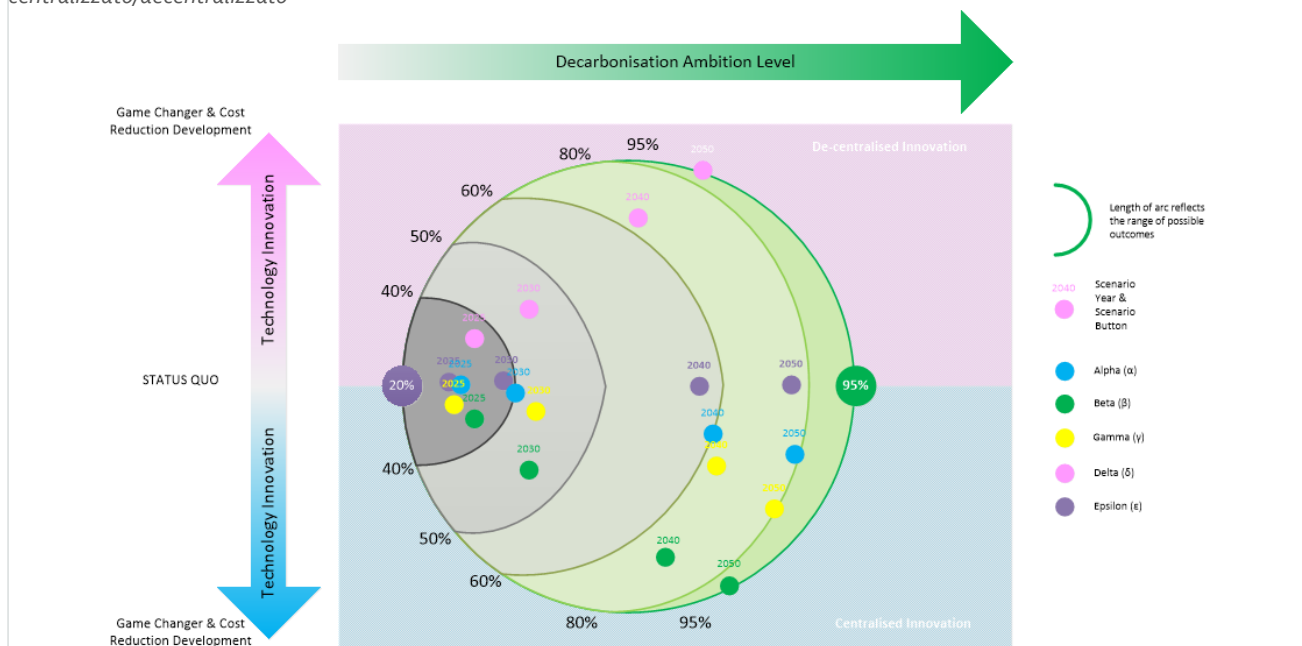


Figura 103 Confronto tra le varie storyline con focus su: raggiungimento dei target di riduzione delle emissioni e approccio centralizzato/decentralizzato



Delle storyline sopra descritte, al termine del processo di consultazione, ne sono state scelte tre per il passaggio allo step successivo di quantificazione e costruzione dello scenario. Le storyline selezionate sono: National Trends come scenario bottom-up e Global Ambition e Distributed Energy come scenari top-down.

Infine, a fine 2018, è stata completata la data collection per la costruzione dello scenario bottom-up. Il percorso si concluderà con la pubblicazione dello Scenario Report, prevista per la fine del 2019.

3.4. SCENARI NAZIONALI 2019

3.4.1. Il contesto italiano

Nell'ambito del percorso finalizzato alla lotta ai cambiamenti climatici in cui l'Unione Europea e i suoi Stati membri si sono impegnati, l'Italia ha proseguito il suo percorso di rafforzamento della sostenibilità ambientale, della riduzione delle emissioni di gas serra, dell'efficienza e della sicurezza del proprio sistema energetico.

Quanto già fatto dal sistema Italia, vincolato ai target definiti da Direttive come la 2009/28/CE, ha permesso di raggiungere e superare gli obiettivi definiti dalle stesse per l'anno obiettivo 2020, quale ad esempio la copertura dei consumi finali da parte di fonti rinnovabili (pari al 18,3% già nel 2017).

Il cammino dell'Italia verso la sostenibilità oltre il 2020 seguirà il solco tracciato dalla Strategia per un'Unione dell'energia - basata sulle cinque dimensioni quali decarbonizzazione (incluse le rinnovabili), efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato dell'energia completamente integrato, ricerca, innovazione e competitività - e dal nuovo quadro per l'energia e il clima 2030 approvato dal Consiglio europeo nelle conclusioni del 23 e 24 ottobre 2014 e successivi provvedimenti attuativi.

In tale contesto si inserisce il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (Piano Integrato), il quale, definendo obiettivi e misure per ciascuna delle cinque dimensioni dell'energia, intende *"dare attuazione a una visione di ampia trasformazione dell'economia, nella quale la decarbonizzazione, l'economia circolare, l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali rappresentano insieme obiettivi e strumenti per una economia più rispettosa delle persone e dell'ambiente"*.

L'8 Gennaio 2019 il Ministero dello Sviluppo Economico ha inviato alla Commissione Europea la **Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima**, come previsto dal Regolamento per la Governance dell'Unione dell'Energia e dell'azione per il clima (n.2018/1999). Il documento, elaborato con la collaborazione di MiSE, MATTM, MIT, GSE, RSE, ISPRA, ENEA, Politecnico di Milano e ARERA, sarà sottoposto a consultazione pubblica e a Valutazione Ambientale Strategica (VAS). Nel corso del 2019 verrà elaborata la versione definitiva del Piano Integrato, tenendo conto dei risultati sia delle consultazioni svolte dall'Italia sia della VAS, e delle osservazioni pervenute dalla Commissione Europea.

3.4.2. Obiettivi generali del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima

Alla luce del contesto italiano e dei risultati ottenuti, nel Piano Integrato vengono indicati i seguenti obiettivi generali:

- accelerare il processo di decarbonizzazione;
- continuare a garantire la sicurezza e la continuità della fornitura energetica;
- rendere cittadini e imprese protagonisti e beneficiari della transizione energetica;
- favorire l'evoluzione del sistema energetico, in particolare nel settore elettrico, da un assetto centralizzato a uno distribuito basato prevalentemente sulle fonti rinnovabili;
- promuovere sia l'elettrificazione dei consumi, in particolare nel settore civile e nei trasporti, sia l'efficienza energetica in tutti i settori, come strumento per la tutela dell'ambiente, il miglioramento della sicurezza energetica e la riduzione della spesa energetica per famiglie e imprese;
- sostenere attività di ricerca e innovazione per sviluppare soluzioni innovative che agevolino la transizione energetica;
- adottare misure che riducano i potenziali impatti negativi della trasformazione energetica, soprattutto dal punto di vista della tutela ambientale;
- continuare il processo di integrazione del sistema energetico nazionale in quello dell'Unione.

A questi si aggiungono precisi obiettivi specifici, relativi a ciascuna delle cinque dimensioni dell'energia.

3.4.3. Obiettivi e misure per le cinque dimensioni dell'energia

Il Piano Integrato individua priorità di azione e misure per il raggiungimento degli obiettivi di Sistema fissati per il 2030 nelle cinque dimensioni dell'energia.

In particolare si suggerisce l'adozione di politiche e misure "orizzontali" e "settoriali", quest'ultime specificatamente declinate per ciascuna delle cinque dimensioni dell'energia con lo scopo di raggiungere gli obiettivi prefissati in ciascuna dimensione.

Le 5 dimensioni dell'energia in cui si struttura il Piano energia e clima sono:

1. Decarbonizzazione
2. Efficienza energetica

3. Sicurezza energetica
4. Mercato interno dell'energia
5. Ricerca, innovazione e competitività

1. Dimensione della decarbonizzazione

In termini di **riduzione delle emissioni di gas per effetto serra** si possono distinguere due macro-categorie. La prima è rappresentata dai cosiddetti **settori non ETS** (trasporti, residenziale, terziario, industria non ricadente nel settore ETS, agricoltura e rifiuti), per la quale è stato fissato un target a livello nazionale di **-33% al 2030** rispetto al 2005. La seconda, composta dalle industrie energetiche, dai settori industriali energivori e dall'aviazione, corrisponde ai cosiddetti **settori ETS**. Per quest'ultima non esistono target nazionali ma si prende come riferimento il target stabilito a livello europeo in termini di emissione di gas serra, che prevede al **2030 una riduzione del 43%** rispetto al 2005. Tale obiettivo dovrebbe risultare in un livello dei prezzi della CO₂ più elevato rispetto a quello degli ultimi anni.

Per i settori ETS contribuiranno al raggiungimento dell'obiettivo prefissato:

- il phase-out dal carbone, programmato entro il 2025,
- la significativa accelerazione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica nei processi di lavorazione.

Nei settori trasporti e civile (residenziale e terziario), si prevede di raggiungere i target prefissati principalmente combinando misure per l'efficienza e l'impiego delle rinnovabili.

Per quanto concerne **le rinnovabili**, l'obiettivo nazionale di penetrazione di energie **rinnovabili sul totale dei consumi lordi complessivi è stato fissato al 30% al 2030** e tale obiettivo è declinato per i diversi settori³² come descritto di seguito:

Settore Elettrico. Si prevede di accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili, promuovendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica entro il 2025, con un primo significativo step al 2023, a favore di un mix basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas. In particolare, per il settore elettrico, le misure previste nel Piano Integrato saranno finalizzate a sostenere la realizzazione di nuovi impianti e la salvaguardia e il potenziamento del parco

di impianti esistenti. Per raggiungere gli obiettivi di penetrazione delle rinnovabili al 2030 per il settore elettrico (**quota FER sui consumi elettrici lordi finali 55,4%**), sono stati identificati come interventi prioritari:

- per i piccoli impianti, principalmente la promozione dell'autoconsumo, incluse le configurazioni multiple (comunità energetiche rinnovabili), l'introduzione di procedure semplificate per la costruzione, la messa in esercizio e la gestione degli impianti, l'autorizzazione all'aggregazione ai fini della partecipazione alle procedure di accesso agli incentivi sull'energia immessa in rete;
- per i grandi impianti, principalmente meccanismi di gara competitiva, adottando un approccio di neutralità tra gruppi di tecnologie con strutture e livelli di costi affini, eventualmente con meccanismi di salvaguardia, e promozione dei contratti a lungo termine (PPA);
- per piccoli e grandi impianti, principalmente l'individuazione delle aree adatte alla loro realizzazione, con un approccio che mira a prediligere il contenimento del consumo del suolo e dell'impatto paesaggistico e ambientale e l'individuazione di strumenti ad hoc per incentivare nuovi impianti basati su tecnologie innovative;
- per la salvaguardia e il potenziamento degli impianti esistenti, principalmente l'introduzione di procedure autorizzative semplificate per revamping e repowering.

Riscaldamento e raffrescamento. Le pompe di calore (elettriche e gas) ad alto rendimento rivestiranno un ruolo centrale ai fini del raggiungimento del target (**quota FER sui consumi lordi finali nel settore termico, ovvero per riscaldamento e raffrescamento, pari al 33%**), soprattutto a fronte del miglioramento tecnologico atteso nel settore e delle misure incentivanti a sostegno previste (es. Conto Termico). Inoltre, a causa degli impatti emissivi di impianti di riscaldamento a biomasse solide, sarà favorita l'installazione di nuovi impianti di riscaldamento a biomasse ad alta qualità ambientale e ad alta efficienza, considerando anche la possibilità che siano introdotte limitazioni a installazioni ex-novo nelle aree caratterizzate da situazioni critiche sotto il profilo della qualità dell'aria. Al fine di stimolare il rinnovo dei vecchi impianti con tecnologie efficienti e a ridotte emissioni,

³² La ripartizione è indicata nel PNICE come suscettibile di revisione in fase di redazione della versione finale del documento.

saranno introdotti requisiti prestazionali più stringenti per l'accesso agli incentivi dei generatori di calore a biomassa. Infine, sono previsti margini di sviluppo per il solare termico e per il teleriscaldamento.

Trasporti. Per il conseguimento del target per il settore trasporti previsto nel Piano Integrato (**quota FER sui consumi lordi finali per i trasporti 21,6%**³³), sarà necessario aggiornare le quote obbligatorie di immissione in consumo di biocarburanti normali e avanzati, congiunto a meccanismi di incentivazione per tali tipologie di biocombustibili e per il biometano. Inoltre, nei prossimi anni, la penetrazione dell'auto elettrica sarà sostenuta da specifiche misure e rivestirà un ruolo sempre più importante per il raggiungimento dei target rinnovabili nel settore, con l'obiettivo di 6 milioni di auto elettrificate al 2030, di cui 1,6 milioni di veicoli elettrici puri al 2030.

2. Dimensione della efficienza energetica

L'Italia intende perseguire un obiettivo indicativo di **riduzione dei consumi al 2030 pari al 43% dell'energia primaria e al 39,7% dell'energia finale** rispetto allo scenario di riferimento "PRIMES 2007"³⁴.

Lato consumi finali, il Piano Integrato prevede un target di riduzione dei consumi finali minimo dello 0,8% annuo nel periodo 2021-2030, calcolato in base al triennio 2016-2018.

Per raggiungere tali target, il Piano Integrato individua i settori con maggiore potenziale di efficientamento e gli interventi con un opportuno rapporto costo beneficio secondo un'ottica di minimizzazione dei costi di sistema.

I settori maggiormente interessati da interventi di efficientamento risultano il settore civile (residenziale e terziario) e dei trasporti.

L'Italia si propone di raggiungere i target in termini di risparmi di energia finale al 2030 per mezzo dei seguenti meccanismi:

- lo schema d'obbligo dei Certificati Bianchi;
- le detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica e il recupero del patrimonio edilizio esistente;
- il Conto Termico per l'incentivazione delle rinnovabili termiche e degli interventi di

efficientamento energetico nelle Pubbliche Amministrazioni;

- il Fondo nazionale per l'efficienza energetica;
- un set di misure nel settore trasporti, finalizzate allo spostamento della mobilità passeggeri privata verso la mobilità collettiva e/o smart mobility, del trasporto merci da gomma a rotaia e all'efficientamento dei veicoli insieme a strumenti finalizzati a promuovere l'utilizzo di carburanti alternativi e la diffusione dei veicoli elettrici.

In particolare nel settore edilizio sono previste specifiche misure che consentono di perseguire la riqualificazione energetica insieme alla ristrutturazione edilizia, sismica, impiantistica ed estetica di edifici e quartieri.

3. Dimensione della sicurezza energetica

La sicurezza del settore gas e del settore elettrico sono considerate nel Piano Integrato strettamente collegate, in quanto si evidenzia che i due sistemi sono, e saranno ancor più, fortemente interdipendenti soprattutto in vista del ruolo minoritario che avrà il carbone nel sistema energetico nazionale futuro (phase-out del carbone al 2025), con la produzione di energia elettrica che sarà sostanzialmente assicurata da fonti rinnovabili e gas.

In generale, in un contesto di crescente complessità e richiesta di flessibilità del sistema energetico, per la sicurezza dell'approvvigionamento si intende perseguire, da un lato, la riduzione della dipendenza dalle importazioni mediante l'incremento delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica e, dall'altro, la diversificazione delle fonti di approvvigionamento. In particolare, sono stati delineati i seguenti obiettivi nazionali per garantire la sicurezza del sistema energetico:

- incrementare la diversificazione delle fonti di energia dei relativi approvvigionamenti da paesi terzi, nell'ottica di ridurre la dipendenza dalle importazioni di energia;
- aumentare la flessibilità del sistema energetico nazionale;
- affrontare limitazioni o interruzioni di approvvigionamento di una fonte di energia, nell'ottica di accrescere la resilienza dei sistemi energetici regionali e nazionali.

³³ Il target relativo al settore trasporti fissato nel Piano Integrato è superiore in termini numerici a quanto previsto a livello comunitario (14%)

³⁴Scenario tendenziale ottenuto dal modello PRIMES, modello del sistema energetico europeo utilizzato per gli scenari europei e di tutti i Paesi Membri.

Al fine di garantire la sicurezza energetica del Paese e raggiungere gli obiettivi definiti per il 2030, il Piano Integrato espone obiettivi e misure specifiche sia per il Sistema elettrico che per il Sistema gas.

Sistema elettrico: l'obiettivo è di dotare il sistema di strumenti innovativi e infrastrutture per:

- garantire l'adeguatezza e il mantenimento degli standard di sicurezza del sistema;
- limitare l'overgeneration (target limite 1 TWh) e garantire la flessibilità del sistema elettrico anche grazie allo sviluppo tecnologico, in un contesto di crescente penetrazione delle FER;
- promuovere la resilienza del sistema verso eventi meteo estremi;
- semplificare e velocizzare le procedure autorizzative per l'esecuzione degli interventi necessari per il sistema elettrico.

Per conseguire i suddetti obiettivi, il Piano Integrato prevede le seguenti misure:

- Capacity Market: introduzione di un meccanismo di mercato che consentirà al TSO di approvvigionarsi a medio-lungo termine di risorse, anche estere, necessarie a garantire la sicurezza e l'adeguatezza del sistema con procedure trasparenti, concorrenziali e meno onerose per la collettività, in particolare valorizzando soluzioni tecnologicamente avanzate e a basso impatto ambientale, escludendo gli impianti a carbone;
- potenziamento della rete elettrica: programmazione e realizzazione delle opere di sviluppo della rete (nuovi elettrodotti e potenziamento di tratti esistenti) sia in Italia che con l'estero (interconnessioni), già previste nei piani del TSO;
- resilienza: per aumentare la capacità della rete elettrica di far fronte ad eventi meteo estremi, si prevede di incrementare gli investimenti di potenziamento della rete e di rafforzare i sistemi di gestione e controllo dei parametri di rete (frequenza, tensione e potenza di corto circuito), prevedendo anche l'ottimizzazione dei meccanismi di coordinamento tra i diversi soggetti istituzionali ed europei, vista la crescente interconnessione delle reti di trasmissione;
- sistemi di accumulo: sviluppo della capacità di accumulo, intendendo storage sia idroelettrico che elettrochimico, per un totale di circa 6 GW al 2030, aggiuntivi ad accumuli distribuiti accoppiati agli impianti di generazione, e incremento dell'utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti;

- cybersecurity: adeguamento delle misure nazionali, prevedendo anche un maggiore coordinamento con gli altri paesi UE e una crescente collaborazione con università, istituti di ricerca e con il settore privato;
- nuovi modelli di coordinamento transfrontaliero con gli altri TSO in materia di informazioni e azioni riguardo alla prevenzione dei rischi, alla gestione delle possibili criticità del sistema e alla predisposizione di misure di solidarietà in caso di emergenza. In tal senso dovrà essere definito e periodicamente aggiornato il Piano per la preparazione ai rischi;
- semplificazione e velocizzazione delle procedure autorizzative per l'esecuzione delle opere necessarie per garantire la sicurezza, la flessibilità e l'adeguatezza del sistema (es. interventi di potenziamento e ammodernamento della rete elettrica di trasmissione e distribuzione e nuovi impianti di accumulo), rafforzando la consultazione e l'informazione degli stakeholders, nonché la sensibilizzazione delle popolazioni locali.

Sistema gas: In considerazione delle ipotesi di crescita delle rinnovabili e di phase-out del carbone, il gas ricopre un ruolo rilevante nella transizione energetica in quanto utilizzato come risorsa di flessibilità e back-up del sistema elettrico. La sicurezza degli approvvigionamenti presenta tuttavia dei rischi dovuti alla presenza di un margine di sicurezza esiguo in caso di assenza della principale fonte di approvvigionamento (produttori russi) e in presenza di una situazione di freddo eccezionale. Pertanto, il Piano Integrato evidenzia come nel settore gas l'obiettivo principale sia quindi quello di garantire un sistema complessivamente più sicuro, flessibile e resiliente, in grado di fronteggiare un contesto di mercato tendenzialmente più incerto e volatile, e di supportare il forte sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili, garantendo la copertura della domanda di energia soprattutto in relazione ai picchi di domanda coincidenti con bassi livelli di produzione delle fonti rinnovabili.

Gli elementi che concorreranno al raggiungimento di tali obiettivi sono:

- l'incremento della diversificazione delle fonti di approvvigionamento, attraverso l'ottimizzazione dell'uso delle infrastrutture esistenti e lo sviluppo del mercato del GNL;
- il miglioramento della flessibilità del sistema nazionale rispetto alle fonti di

approvvigionamento, tramite l'ammodernamento della rete di trasporto del gas, anche ai fini dell'aumento dei suoi standard di sicurezza e controllo, secondo quanto previsto nei Piani decennali di sviluppo delle società di trasporto;

- il miglioramento del margine di sicurezza in caso di elevati picchi di domanda;
- il coordinamento dei piani di emergenza nazionali con quelli degli altri Paesi che sono collegati ai medesimi corridoi di approvvigionamento fisico.

4. Dimensione del mercato interno

Mercato elettrico e gas:

I principali obiettivi menzionati dal Piano Integrato per l'energia e il Clima relativamente alla dimensione del mercato interno sono:

- incrementare il grado di integrazione dei mercati;
- incrementare la flessibilità del sistema;
- mantenere adeguati margini di adeguatezza e sicurezza del sistema energetico, con specifico riferimento al settore elettrico;
- ridurre il gap tra i prezzi italiani dell'energia e i prezzi dei Paesi Europei, in modo tale da promuovere la competitività del sistema Italia;
- introdurre misure a contrasto della povertà energetica.

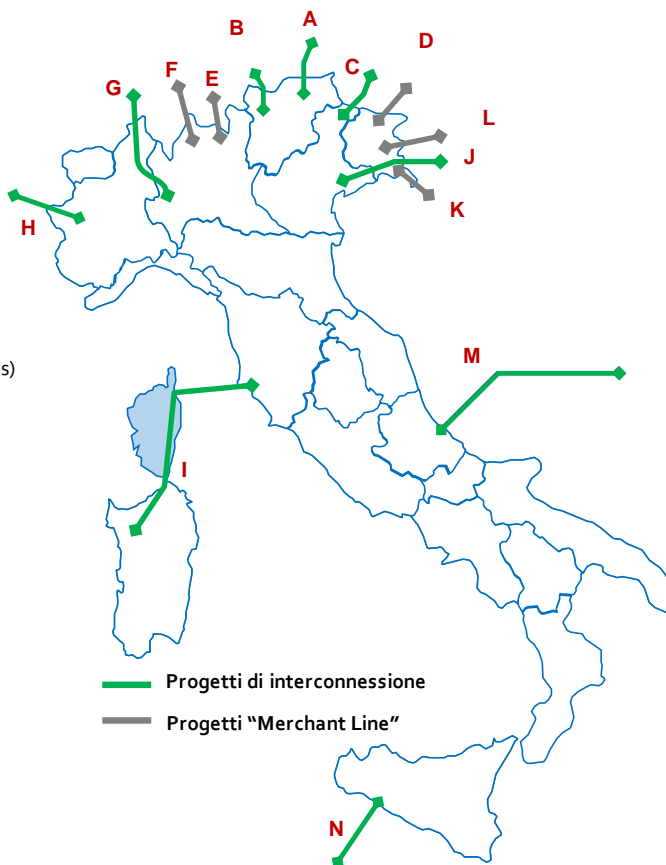
Per il conseguimento dei suddetti obiettivi, sono previste le seguenti misure:

- potenziamento delle linee elettriche transfrontaliere, con esplicito riferimento ai progetti di interconnessione segnalati in Figura 104;
- potenziamento della rete elettrica di trasmissione nazionale. In particolare, i principali rinforzi di rete menzionati nel Piano Integrato sono rappresentati in Figura 105;
- necessità di dotare la RTN dei dispositivi in grado di aumentarne la controllabilità e la stabilità (es. compensatori sincroni, reattanze e FACTS);
- proseguimento dello sviluppo del market coupling;
- introduzione di meccanismi volti a mantenere disponibile una significativa quota di capacità di generazione termoelettrica al fine di garantire i necessari margini di riserva per l'esercizio in sicurezza del sistema a fronte dell'elevata capacità FER attesa per i prossimi anni;
- accelerazione dell'approvazione dei Piani di Sviluppo;

- estensione della metodologia analisi costi benefici, che tenga conto anche dell'impatto ambientale; coordinamento con la pianificazione dei DSO;
- sviluppo di sistemi di accumulo (sia idroelettrico sia elettrochimico), funzionali alla gestione in sicurezza ed efficienza della RTN e all'integrazione FER, per il contenimento dell'overgeneration, con la valutazione di un nuovo quadro regolatorio e di un nuovo modello di mercato;
- promozione di un'ampia partecipazione ai diversi mercati dell'energia elettrica e dei servizi di tutte le risorse disponibili - compresi gli accumuli, le rinnovabili, la domanda;
- maggiore flessibilizzazione del parco di generazione termoelettrica soprattutto estendendo la partecipazione al mercato a nuove risorse flessibili (es. aggregatori di domanda, maggior coinvolgimento di generazione distribuita e lo sviluppo di nuovi sistemi di accumulo);
- sviluppo dell'autoproduzione, sia in configurazioni individuali sia collettive, accelerando il processo di regolazione dei nuovi assetti;
- riguardo alla povertà energetica, si valuteranno, a integrazione delle misure proposte, sostegni specifici per interventi di efficienza e di installazione di impianti a fonti rinnovabili in autoconsumo;
- nel settore gas, l'incremento della diversificazione delle fonti di approvvigionamento, attraverso l'ottimizzazione dell'uso delle infrastrutture esistenti e lo sviluppo del mercato del GNL;
- nell'ambito di un modello di central dispatch, previsto un ruolo più attivo dei DSO e nuovi modelli di cooperazione tra il TSO e i DSO.

Figura 104 Principali progetti di interconnessione merchant line

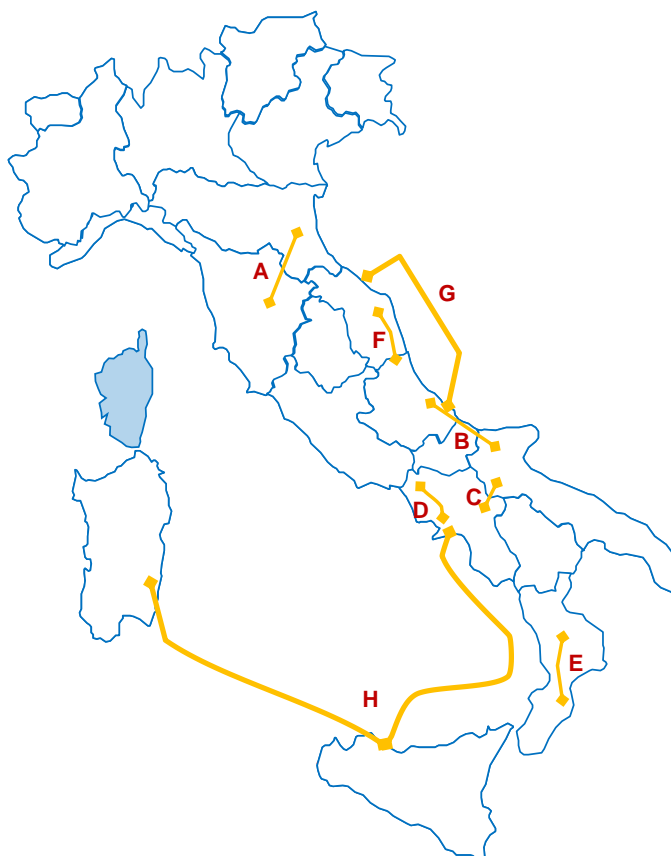
- A) Prati – Steinach
- B) Reschenpass project (220 kV Nauders - Glorenza)
- C) Lienz - Veneto 220 kV
- D) ML Wurlmlach - Somplago
- E) ML Castasegna - Mese
- F) Greenconnector project (HDVC Verderio - Sils)
- G) S Giacomo project* (All'Acqua - Pallanzeno/Baggio)
- H) Italy - France (HVDC Piossasco - Grand'Ile)
- I) HVDC SACO₃
- J) Italy - Slovenia (HDVC Salgareda - Bericevo)
- K) ML Zaule – Dekani
- L) ML Redipuglia – Vrtojba
- M) HVDC Montenegro - Italia
- N) Interconnessione HVDC Italia - Tunisia (D)



*progetto in corso di rivisitazione

Figura 105 Principali rinforzi di rete Nazionali

- A) Elettrodotta 380 kV Colunga – Calenzano
- B) Elettrodotta 380 kV Foggia – Villanova
- C) Elettrodotta 380 kV Bisaccia – Deliceto
- D) Elettrodotta 380 kV Montecorvino-Avellino Nord- Benevento
- E) Riassetto della rete Nord Calabria
- F) Riassetto della rete AAT/AT medio Adriatico
- G) HVDC tra le sezioni di mercato Centro Sud e Centro Nord, connesso ai nodi elettrici di Villanova (o Villavalle) e Fano (o Porto Tolle)
- H) Cavo HVDC Sardegna-Sicilia-Centro Sud*



* In valutazione dal MiSE e dall'ARERA

5. Dimensione della ricerca, innovazione e competitività

Nel Piano integrato per il Clima e l'energia sono menzionati tre criteri su cui si fonderà l'azione su ricerca e innovazione nel settore energetico:

- la finalizzazione delle risorse e delle attività allo sviluppo di processi, prodotti e conoscenze che abbiano uno sbocco nei mercati aperti dalle misure di sostegno all'utilizzo delle tecnologie per le rinnovabili, l'efficienza energetica e le reti;
- l'integrazione sinergica tra sistemi e tecnologie;
- la consapevolezza che il 2030 rappresenti una tappa del percorso di profonda decarbonizzazione del sistema energetico.

In particolare, l'Italia partecipa attivamente al programma internazionale "Mission Innovation", nato dalla COP21 con l'obiettivo di promuovere l'innovazione tecnologica a supporto della transizione energetica e finanziare progetti di ricerca in ambito "cleantech". In particolare, l'Italia si è impegnata a incrementare il valore delle risorse pubbliche dedicate agli investimenti in ricerca e sviluppo in ambito clean energy da 222 Milioni di Euro nel 2013 a 444 Milioni di Euro nel 2021;

Inoltre, l'Italia partecipa inoltre al programma SET-Plan, focalizzato su investimenti a livello UE, nazionale e regionale e su investimenti privati per finanziare la ricerca e l'innovazione nel settore energetico. Il principale strumento del SET-Plan è il programma Horizon 2020, il cui budget stanziato a livello europeo per il periodo 2014-2020 è pari a circa 6 Miliardi di Euro.

3.4.4. Scenari definiti a supporto del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima

3.4.4.1. Introduzione e overview scenari nazionali: scenario "base" e di "policy"

Sono stati definiti due scenari a supporto del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, classificati come "di riferimento" ("Scenario Base") e "di policy" ("Scenario PNEC"):

- gli scenari "di riferimento" proiettano in un'evoluzione tendenziale l'andamento delle grandezze esaminate "congelando" le decisioni politiche ad una certa data. Possono essere utilizzati come benchmark per valutare gli effetti

di uno scenario "di policy" e rispetto ad esso vengono stimati costi e benefici degli interventi di politica energetica;

- gli scenari "di policy" aiutano ad individuare gli interventi necessari a raggiungere determinati obiettivi.

Dunque, a livello di pianificazione per singolo Stato Membro, per l'Italia lo scenario PNEC corrisponde allo scenario di policy nazionale, a supporto della Proposta di Piano nazionale Integrato per l'Energia e il Clima, con lo scopo di quantificarne gli obiettivi strategici.

La definizione degli scenari nazionali, a loro volta, è basata su una serie di driver fondamentali (es. evoluzione del PIL e Valori Aggiunti settoriali, popolazione e prezzi internazionali delle fonti fossili) che, per il Piano Integrato fanno riferimento allo scenario "PRIMES 2016 (EUref2016)"³⁵, come suggerito dalla Commissione Europea.

L'evoluzione prevista dei principali driver è la stessa sia per lo scenario BASE sia per lo scenario PNEC.

3.4.4.2. Obiettivi di penetrazione FER

Nell'ambito del Clean Energy for All Europeans package, la Direttiva (UE) 2018/2001 definisce l'obiettivo vincolante per l'UE in materia di energia rinnovabile fissando per il 2030 il target del 32% di consumo energetico finale lordo europeo soddisfatto da fonti rinnovabili.

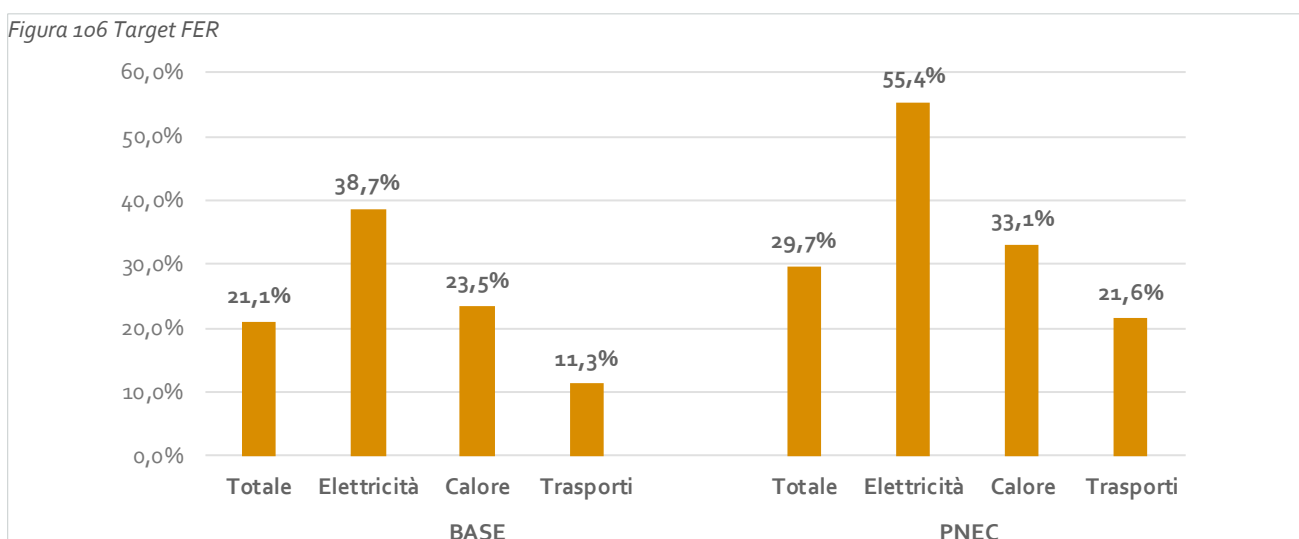
³⁵ Scenario elaborato con lo strumento modellistico PRIMES

È previsto che ogni Stato Membro apporti un contributo ai fini del raggiungimento del suddetto target comunitario. L'Italia intende perseguire un obiettivo di copertura, nel 2030, pari al 30% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili, delineando un percorso di crescita sostenibile delle FER con la loro piena integrazione nel sistema energetico nazionale. Negli scenari nazionali BASE e PNEC vengono presentati differenti livelli di penetrazione delle FER sui consumi lordi finali di energia. Lo scenario di policy PNEC, infatti, prevede al

3.4.4.3. Variabili macroeconomiche di input (esogene)

Nelle elaborazioni del Piano Integrato si è fatto ricorso alle proiezioni dei prezzi internazionali dei combustibili fossili (Figura 107) raccomandati dalla Commissione Europea³⁷. Le proiezioni di prezzo delle commodity energetiche sui mercati internazionali, utilizzate dalla Commissione Europea, sono il risultato di simulazioni effettuate col modello di equilibrio parziale del sistema energetico globale PROMETHEUS sulla base dell'evoluzione della domanda globale, delle risorse e riserve di carbone, petrolio e gas, e dei relativi costi di

Figura 106 Target FER



2030 un ratio del 29,7%³⁶ di FER sui consumi energetici finali, che si riduce al 21,1 % nello scenario BASE, a politiche attuali.

Con particolare riferimento al settore elettrico, lo scenario di policy PNEC ipotizza che il 55,4% del consumo di elettricità provenga da FER elettriche, rapporto che nello scenario base si riduce al 38,7% (Figura 106).

estrazione. Il prezzo della CO₂ per il settore ETS è un risultato dello scenario EUreference 2016, quantificato col modello europeo PRIMES, utilizzato per gli scenari europei e di tutti i Paesi membri. Gli stessi valori sono stati raccomandati dalla CE per la realizzazione del Piano Integrato.

Figura 107 Proiezioni prezzi internazionali combustibili fossili

Evoluzione dei prezzi internazionali delle commodity energetiche (€'13/GJ)						
	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Petrolio	9,2	11,6	13,2	14,5	15,1	16,0
Gas (PCS)	6,6	7,5	8,1	8,8	9,4	9,7
Carbone	2,0	2,2	2,7	3,2	3,4	3,5
Evoluzione del prezzo della CO ₂ (€'13/t di CO ₂)						
	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Settore ETS – Scenario PNEC	7,5	15,0	22,5	33,5	42,0	50,0

³⁶ Nel Piano Integrato viene specificato che tale valore non deve essere ritenuto in contrasto con il contributo del 30% che l'Italia ritiene di fornire per il raggiungimento dell'obiettivo comunitario.

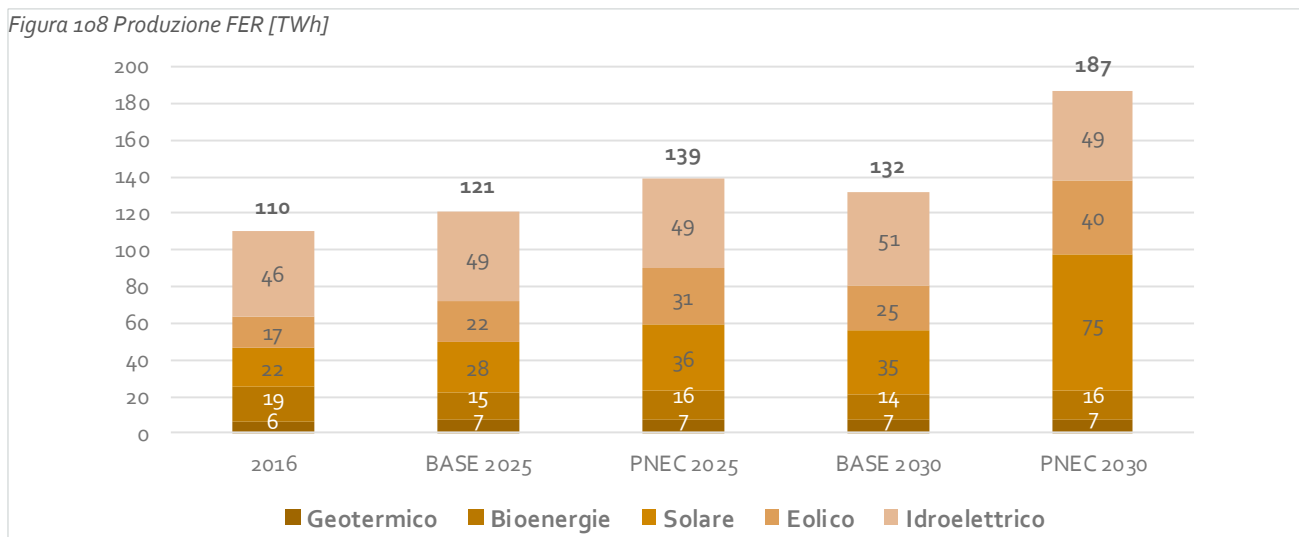
³⁷ Sezione "Recommended international fossil fuel prices values as provided in 2017 (without updated deflators, exchange rates etc and using old conversion rates for units of energy)"

3.4.4.4. Generazione energia elettrica

Il settore della generazione elettrica vede la presenza sempre maggiore di fonti rinnovabili, al 2030, con 187 TWh nello scenario di policy vs. 132 TWh nello scenario BASE (Figura 108). La crescita della penetrazione FER sarà sostenuta principalmente dalla sempre maggiore

Pertanto, in virtù di vari fattori quali l'incremento della capacità installata e il miglioramento delle performance degli impianti, nello scenario policy PNEC si prevede una notevole crescita della produzione al 2030, raggiungendo circa 75 TWh di generazione solare (circa +240 % v.s. 2016) e circa 40 TWh di generazione eolica (circa +135% v.s. 2016).

Figura 108 Produzione FER [TWh]



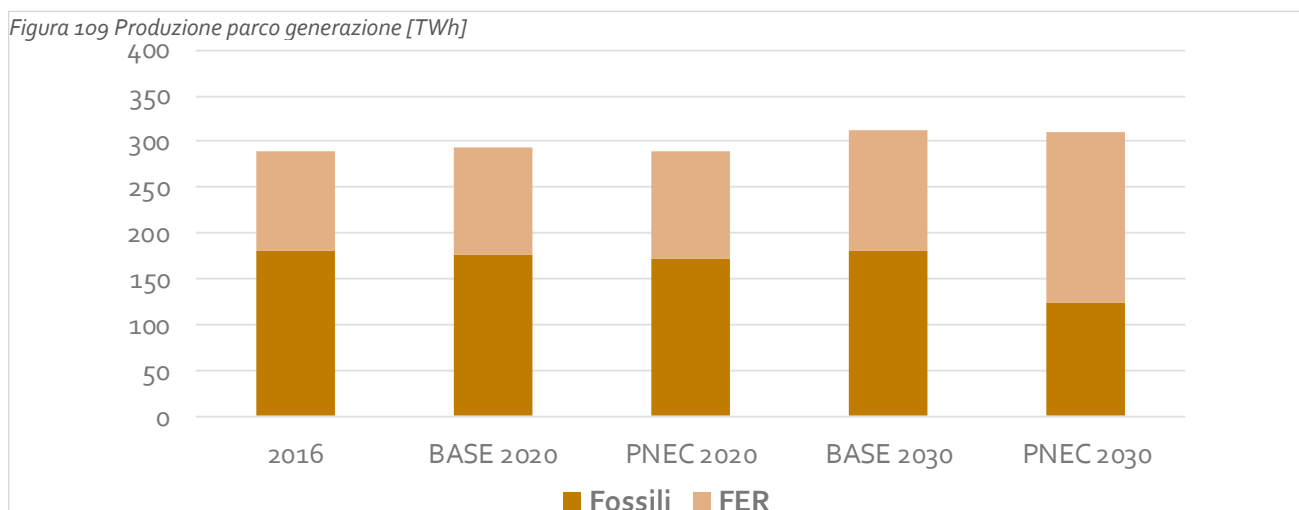
diffusione di fonti rinnovabili non programmabili, principalmente impianti fotovoltaici ed eolici, il cui sviluppo è legato al loro significativo potenziale incrementale tecnicamente ed economicamente sfruttabile e alla potenziale riduzione dei costi di tali tecnologie.

Inoltre, la preservazione congiunta al potenziamento mediante revamping e repowering degli impianti esistenti, in particolare eolici, forniranno un contributo non trascurabile al raggiungimento degli obiettivi rinnovabili fissati al 2030.

A fronte di tali stime, il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima prevede che la progressiva espansione della generazione FER sarà gestita anche attraverso l'impiego di rilevanti quantità di sistemi di accumulo, sia direttamente connessi alla rete (accumuli elettrochimici e pompaggi) sia associate agli impianti di generazione stessi (accumuli elettrochimici). Per contro, nello scenario PNEC è prevista una continua riduzione della generazione da fonte fossile.

Lo scenario BASE, invece, prevede al 2030 un minor contributo delle FER, 25 TWh per l'eolico (+47% vs

Figura 109 Produzione parco generazione [TWh]



2016) e 35 TWh per il solare (+59% vs 2016), comportando pertanto un maggior contributo della generazione convenzionale rispetto allo scenario PNEC (Figura 109).

Infatti nello scenario BASE la produzione FER al 2030 presenta un minore trend di crescita, risultando superiore del 20% rispetto al 2016. Invece nello scenario di policy la produzione da FER elettriche cresce del 70% rispetto ai valori del 2016, in larga parte per il contributo di fonti rinnovabili non programmabili. Rispetto allo scenario BASE, nello scenario di policy PNEC si hanno circa 55 TWh aggiuntivi di produzione da FER.

3.5. DECLINAZIONE SCENARI PER LA SIMULAZIONE TERNA

3.5.1. Introduzione

In questo paragrafo vengono presentati gli scenari energetici utilizzati da Terna per la descrizione delle linee di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale. Gli scenari utilizzati per le simulazioni **sono una declinazione puntuale**, realizzata da Terna, delle previsioni elaborate dall'associazione dei TSO europei (scenari ENTSO) e del policy maker nazionale (scenario PNEC). Gli scenari vengono illustrati con un orizzonte temporale che riguarda il 2030, in coerenza con il periodo di estensione del Piano di Sviluppo di Terna, ovvero dieci anni.

Per un'efficace attività di pianificazione della rete di trasmissione, Terna ha considerato l'evoluzione del sistema elettrico nel suo complesso selezionando 3 scenari di riferimento:

- Sustainable Transition (ENTSO)
- Distributed Generation (ENTSO)
- Scenario PNEC (Piano Nazionale integrato per l'Energia e il Clima)

Con particolare riferimento allo Scenario PNEC si precisa che lo stesso rappresenta una declinazione Terna dello Scenario elettrico incluso nel Piano Integrato.

Gli scenari Europei utilizzati ai fini del presente Piano, fanno riferimento agli scenari elaborati, a partire dal 2016, per il TYNDP 2018³⁸.

Tenuto conto della natura biennale degli scenari, il 2016 rappresenta l'anno di riferimento.

La scelta degli scenari Sustainable Transition e Distributed Generation risponde ai requisiti richiesti per le analisi costi benefici come previsto dalla delibera 627/16/eel/r dell'ARERA, che prevede che i nuovi interventi infrastrutturali di Terna vengano valutati rispetto a:

- tre anni orizzonte:
 - un anno oggetto di studio di breve-medio termine (indicativamente tra i 3 e i 6 anni successivi all'anno del Piano decennale);
 - un anno oggetto di studio di medio-lungo termine (indicativamente tra i 7 e gli 11 anni successivi all'anno del Piano decennale);
 - un anno oggetto di studio di lungo termine, individuato in coerenza con il TYNDP di ENTSO-E.
- almeno due scenari differenziati (c.d. "contrasting scenarios") utilizzati dal gestore della rete "al fine di contemperare le incertezze associate ad orizzonti temporali più lunghi".

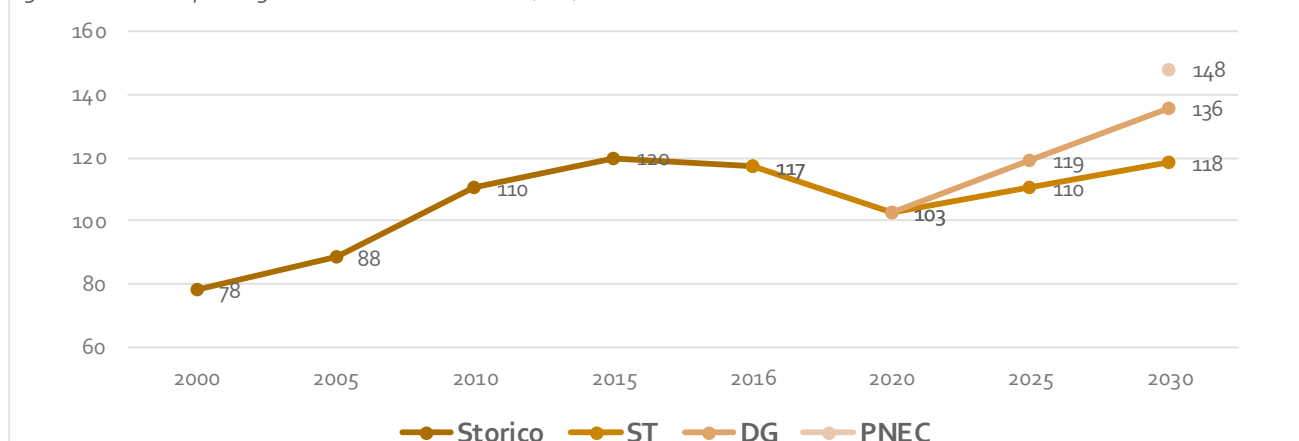
In aggiunta ai requisiti richiesti dalla delibera dell'Autorità, il Piano di Sviluppo presenta le analisi di sistema e verifica l'analisi costi benefici per alcuni interventi infrastrutturali strategici anche per lo scenario nazionale PNEC, essendo quest'ultimo l'espressione della volontà del policy maker nazionale.

Gli scenari di riferimento utilizzati presentano differenti ipotesi di domanda e generazione elettrica, a partire dagli obiettivi definiti a livello europeo e nazionale. Per quanto concerne la domanda elettrica, lo scenario ST prevede una stabilità o lieve aumento della domanda con differenze a seconda dei settori di riferimento, mentre nello scenario DG è atteso un incremento della domanda nel settore dei riscaldamenti e dei trasporti, compensato però dal modello prosumer e dell'efficienza energetica. La declinazione dello scenario PNEC, con phase-out completo al 2025, invece, pone un obiettivo del 30% di copertura della domanda con fonti rinnovabili, con una penetrazione delle FER elettriche pari al 55,4%.

Dal punto di vista dei razionali sottostanti alla generazione elettrica, lo scenario di policy prevede una dismissione di 8 GW della capacità installata di carbone. Gli scenari europei ENTSO presentano invece ipotesi differenti: se da un lato lo scenario ST ipotizza una crescita della generazione a gas con un parziale spiazzamento del carbone per l'incremento del prezzo della CO₂, dall'altro lo scenario DG ipotizza una

³⁸<https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/scenario-report/>

Figura 111 Trend capacità generazione lorda installata (GW)



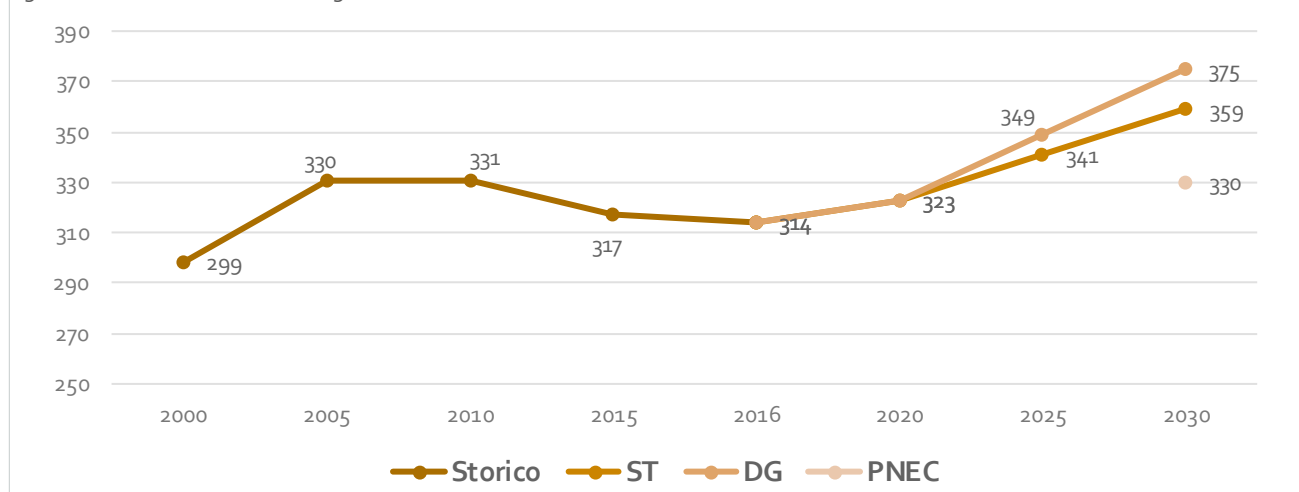
riduzione del costo tecnologico, portando alla diffusione della generazione di piccola taglia e al contemporaneo sviluppo di batterie.

3.5.2. Domanda di energia elettrica

Dopo la riduzione della domanda elettrica nel periodo della crisi finanziaria dal 2009 al 2015 (Figura 110) si è registrata nell'ultimo anno una stabilizzazione dei consumi (317 TWh nel 2015 e 314 TWh nel 2016).

Guardando all'orizzonte temporale del 2030 si osserva come tutti gli scenari di riferimento presentino una ripresa della domanda di energia elettrica. Lo scenario europeo Distributed Generation proietta la domanda più elevata in assoluto (pari a 375 TWh al 2030) con un CAGR '16-'30 pari a +1,3%. Nello scenario Sustainable Transition (ST), invece, è attesa una domanda di ~360 TWh al 2030 (CAGR '16-'30 +1,0%), inferiore del 4% rispetto allo scenario DG. Infine, lo scenario PNEC indica un valore di energia richiesta dalla rete al 2030

Figura 110 Trend domanda di energia elettrica (TWh)



pari a ~330 TWh³⁹ ('16-'30 +0,3%), inferiore di 45 TWh (-12%) rispetto allo scenario DG.

3.5.3. Capacità di generazione lorda

Dopo il forte sviluppo della capacità di generazione nel periodo tra il 2000 e il 2015 (+2,6% CAGR), nel 2016 si è registrata una riduzione del saldo netto tra nuova capacità e decommissioning (-3GW di capacità installata).

A conferma di questo trend, nei prossimi anni e fino al 2020 è attesa una riduzione della capacità di generazione lorda installata in tutti gli scenari europei e nazionali (103 GW, 2020) (Figura 111).

Nel periodo tra il 2020 e il 2030 gli scenari di riferimento mostrano una nuova crescita della capacità lorda installata, seppur con tecnologie e trend differenti a seconda dello scenario (Figura 112).

Il valore massimo si registra nello scenario PNEC del phase-out completo (147 GW), mentre il valore minimo è atteso nello scenario Sustainable Transition con una capacità installata pari a circa 118 GW. Dal punto di vista tecnologico, le FER avranno un ruolo centrale nella crescita della capacità installata (circa 93 GW nello scenario PNEC con una copertura della domanda pari al 55,4%): in particolare, il solare registra il maggior sviluppo (25 GW in ST, 47 GW in DG e 51 GW nello scenario PNEC vs. 19 GW nel 2016). Il contributo delle fonti rinnovabili nel parco di generazione previsionale al 2030 nello scenario di policy PNEC risulta ulteriormente sostenuto dalle assunzioni di producibilità di eolico e fotovoltaico, molto più sfidanti

rispetto ai dati storici. Sul lato della generazione termoelettrica, invece, si assiste ad un progressivo decommissioning, con una progressiva riduzione delle tecnologie a carbone (9 GW nel 2016, 6 GW in ST, 3 GW in DG e 0 GW nello scenario PNEC).

Infine, è interessante osservare come al 2030 lo scenario di policy PNEC presenti contemporaneamente il più elevato valore di capacità lorda installata (147 GW) e il minimo valore di energia elettrica richiesta dalla rete (330 TWh). Per risolvere questa apparente contraddizione, è necessario far riferimento all'ipotesi PNEC sul saldo netto import/export di energia elettrica da cui si evince che l'elevato valore di capacità installata è compensato dall'ipotesi di riduzione del saldo netto import/export di energia elettrica sulla frontiera nord (28 TWh vs. 37 TWh nel 2016).

Negli altri scenari (Figura 113), invece, l'apporto netto di energia elettrica importata è in crescita rispetto al 2016 (+37% nello scenario ST e +94% nello scenario DG).

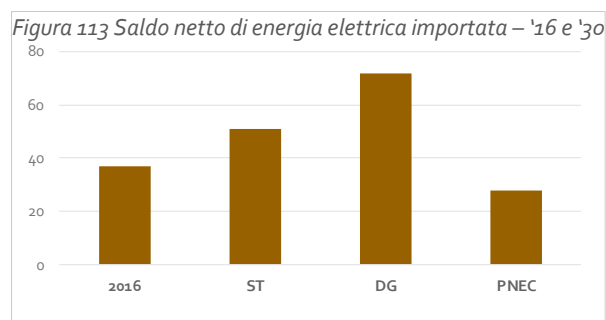
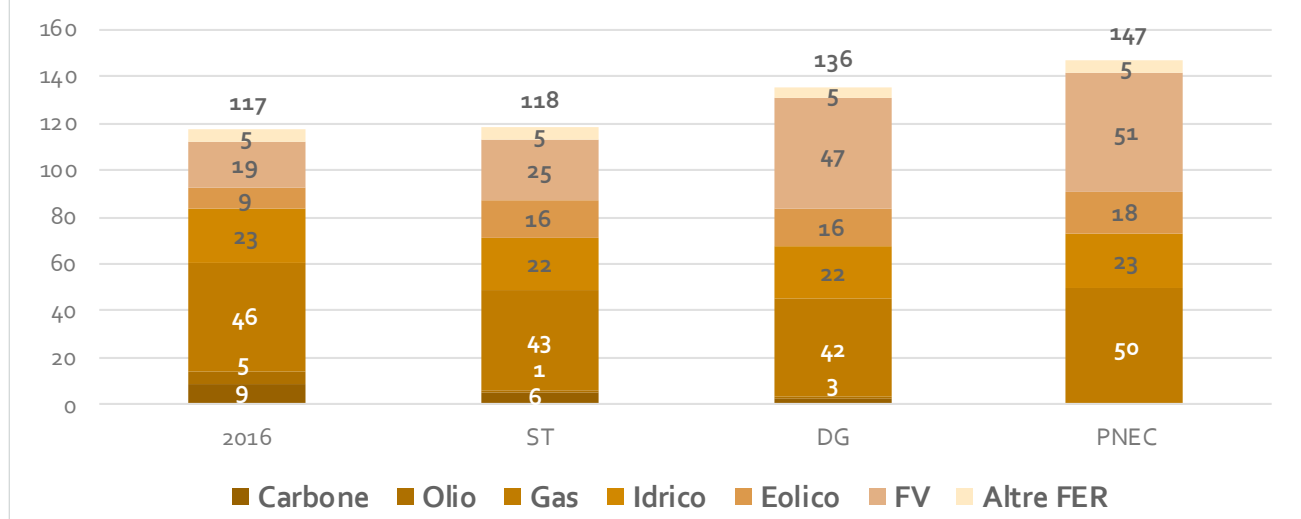


Figura 112 Capacità di generazione lorda installata (GW) al 2016 e al 2030



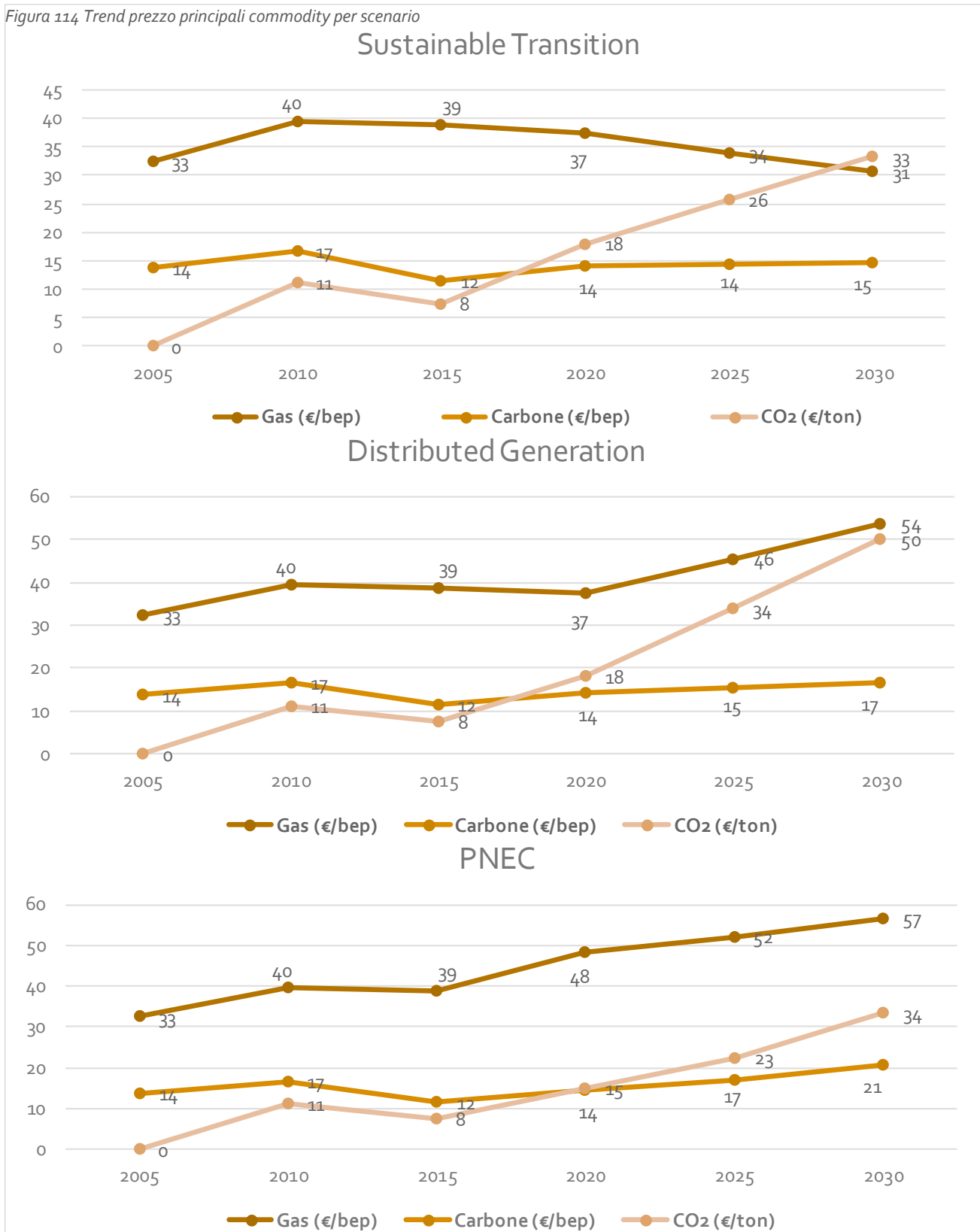
³⁹ Stima Terna derivata dal valore di Consumo Interno Lordo di energia elettrica dello scenario PNEC al 2030 di 337,3 TWh

3.5.4. Prezzo delle commodity

Guardando al 2030, i due scenari di riferimento individuati presentano differenti prezzi delle principali commodity (Figura 114). In particolare, il prezzo della

CO₂ è in crescita in tutti gli scenari e raggiunge il suo valore massimo nel 2030 nello scenario Sustainable Transition (84€/ton vs. 8€/ton nel 2015). Il carbone, invece, ha un andamento stabile: dopo una crescita tra il 2005 e il 2010 e un successivo calo tra il 2010 e il 2015,

Figura 114 Trend prezzo principali commodity per scenario



guardando al futuro ci si attende una leggera crescita. Per quanto riguarda il prezzo del gas, in tutti gli scenari è previsto un incremento con il valore massimo raggiunto nello scenario PNEC, con un prezzo al 2030 pari a 57 €/BEP.

3.5.5. Confronto con la SEN 2017

Rispetto alla Strategia Energetica Nazionale (SEN), adottata il 20 Novembre 2017, il nuovo scenario di policy italiano (PNEC) conferma nella sostanza i principali valori delle commodity, con l'eccezione dei prezzi della CO₂ al 2030 (Figura 115) ipotizzati in rialzo rispetto a quanto previsto nel precedente documento di policy.

Una delle principali differenze, invece, è rappresentata dal target FER ipotizzato maggiore (Figura 116) nello scenario PNEC, sia sul totale dei consumi finali lordi sia per le declinazioni del target complessivo nei diversi settori.

Per quanto concerne il settore elettrico, al 2030 lo scenario PNEC prevede un valore leggermente superiore di energia elettrica richiesta dalla rete (330 TWh del PNEC vs 324,5 TWh SEN₂₀₁₇) e di conseguenza una generazione leggermente superiore (310 TWh PNEC vs 304 TWh SEN₂₀₁₇), essendo l'import invariato tra i due scenari nazionali (pari a circa 28 TWh) (Figura 117).

Relativamente alla generazione di energia elettrica, si può osservare un lieve aumento del contributo delle FER (dal 55% al 55,4% sui consumi elettrici finali lordi) (Figura 118), con un valore complessivo di produzione che passa da 184 TWh prodotti dello scenario SEN ai 187 TWh dello scenario PNEC.

Occorre evidenziare che l'incremento della produzione da FER non è supportato da una crescita dell'installato FER nello scenario PNEC rispetto allo scenario SEN 2017 (Figura 119), a causa di un valore di producibilità media ipotizzato più alto.

Figura 115 Prezzi commodity

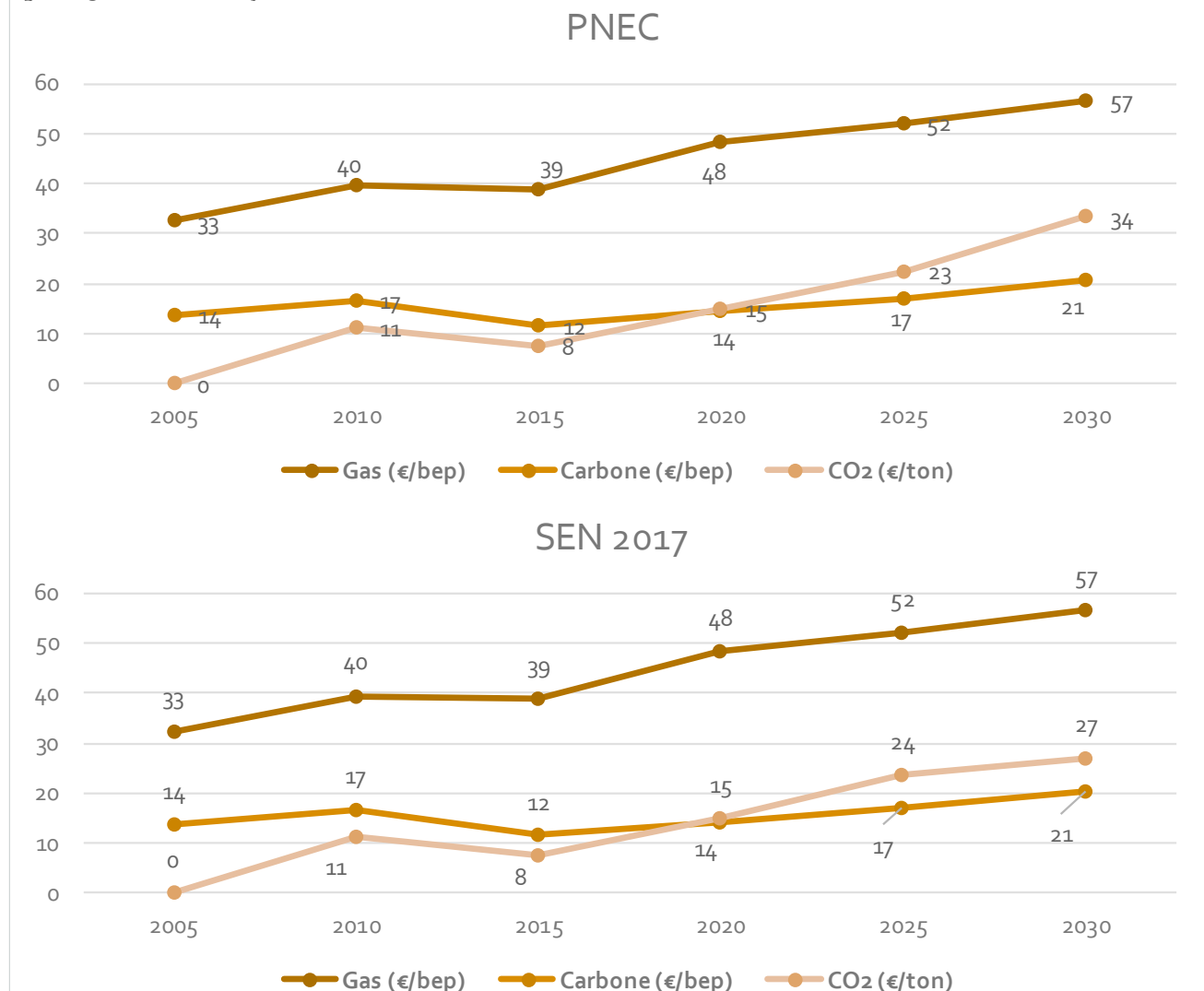


Figura 116 Confronto target FER

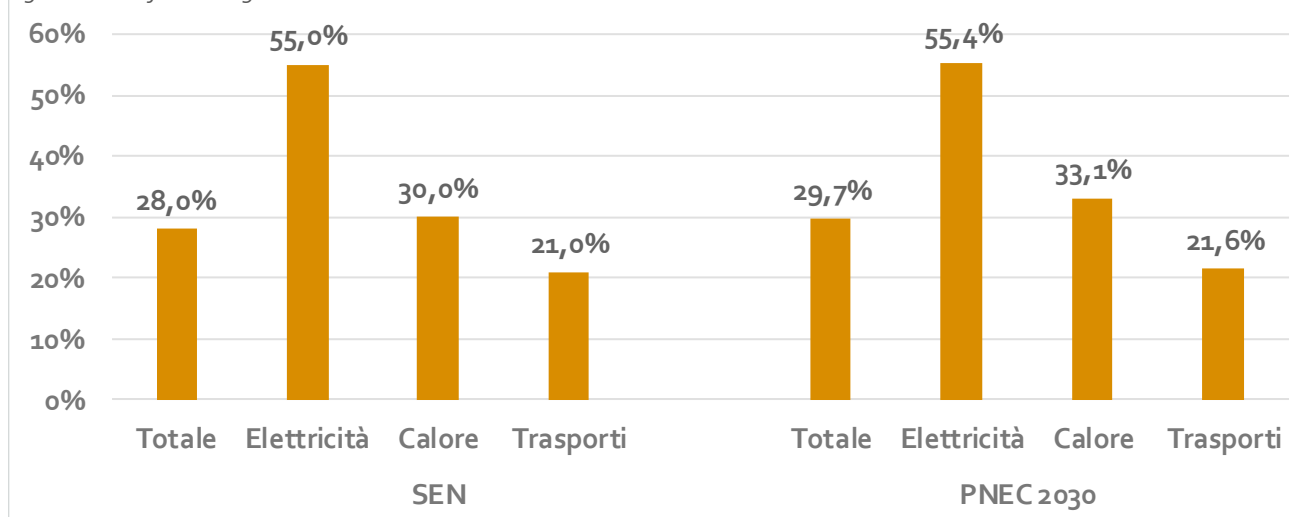


Figura 117 Generazione Parco Elettrico [TWh]

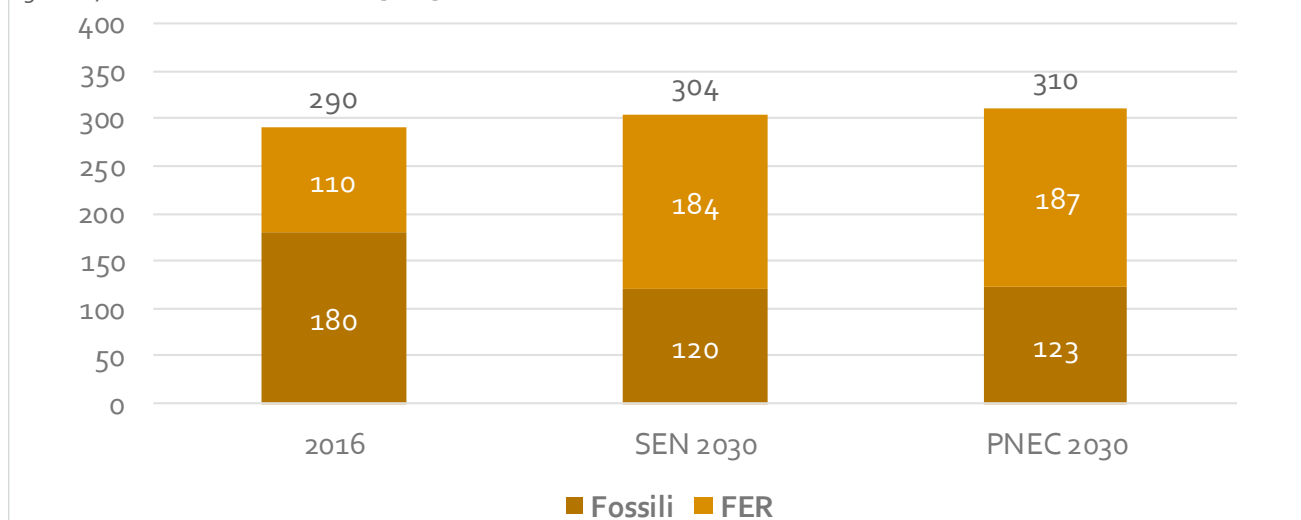


Figura 118 Generazione FER [TWh]

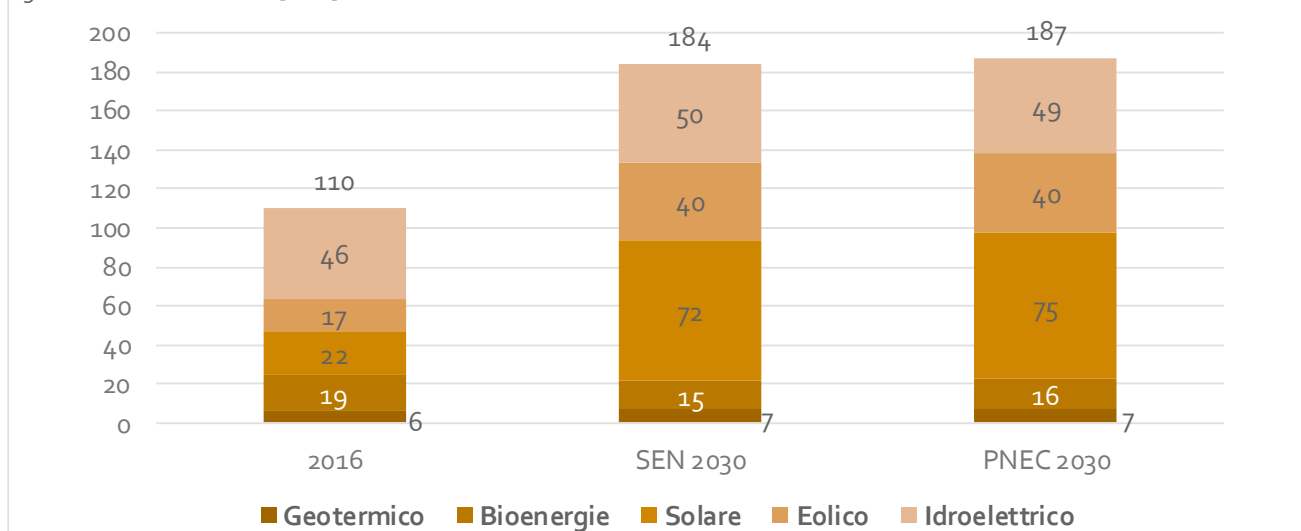
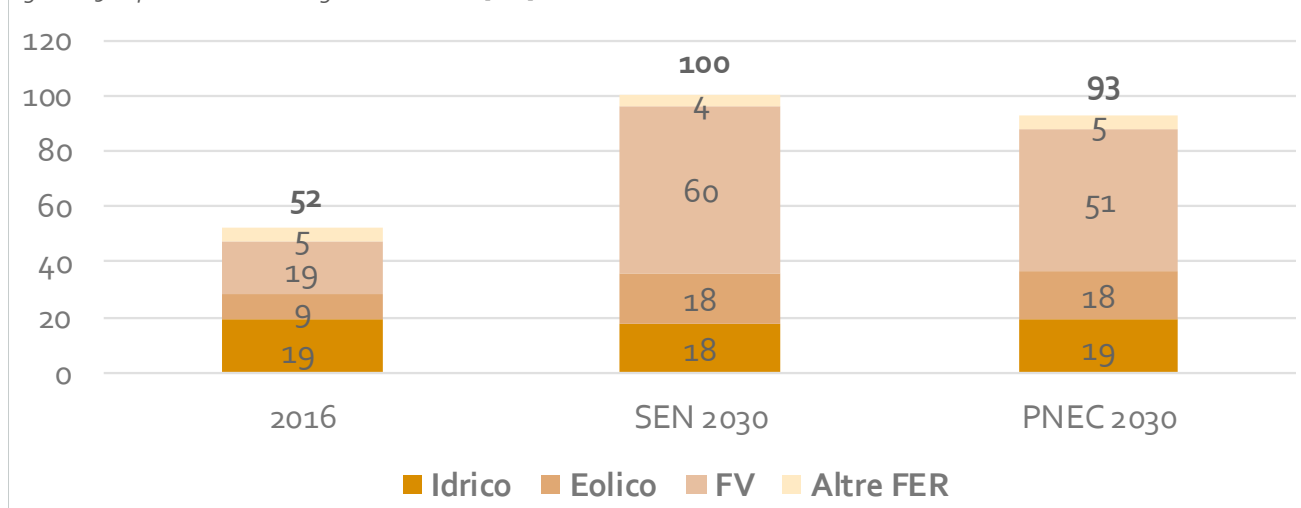


Figura 119 Capacità installata di generazione FER [GW]



In Figura 120 sono riportati i valori di capacità di generazione lorda installata.

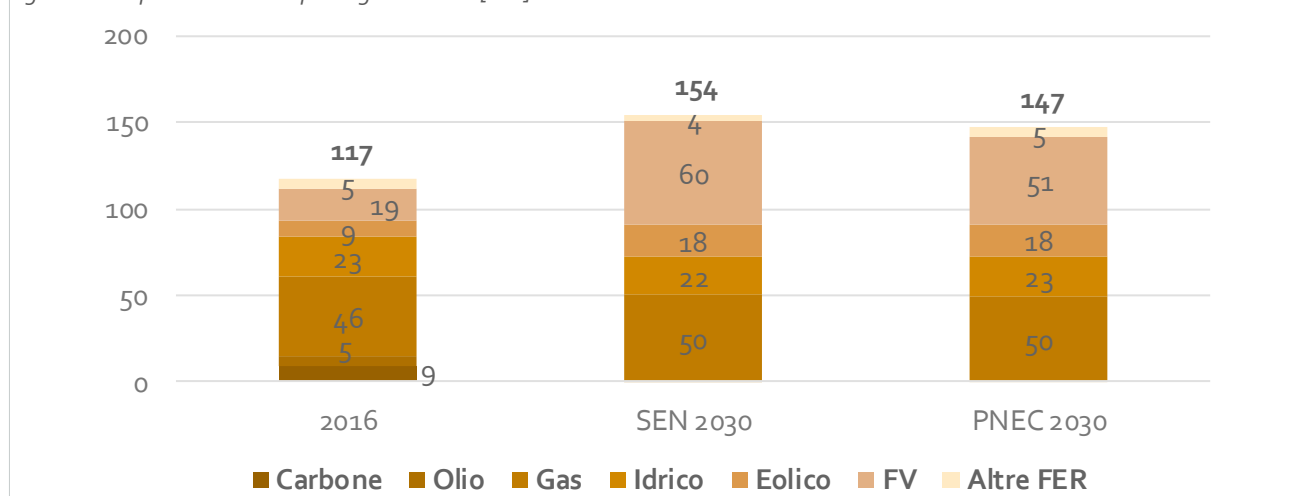
Relativamente al parco termoelettrico, un elemento comune ai due scenari è l'ipotesi di phase-out completo degli impianti alimentati a carbone al 2025. Per realizzare questa azione in condizioni di sicurezza, entrambi gli scenari prevedono di attuare in tempo utile piani di intervento indispensabili per gestire la quota crescente di FER elettriche e completarli con ulteriori interventi in termini di infrastrutture e impianti, tra cui anche nuovi sistemi di accumulo. In tale ambito, il nuovo scenario PNEC prevede al 2030 6 GW di nuovi sistemi di accumulo centralizzato, anche di tipo elettrochimico, aggiuntivi ad accumuli distribuiti accoppiati agli impianti di generazione, per

un totale di circa 1 GW in più rispetto a quanto previsto nella SEN 2017.

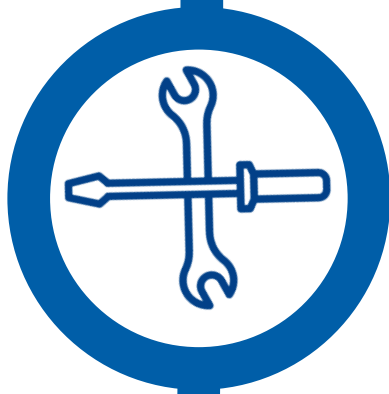
Infine, con riferimento al sistema energetico della Sardegna il Piano Integrato conferma quanto già indicato nella SEN2017, ovvero che l'obiettivo della decarbonizzazione presenta problematiche con riferimento alla gestione in sicurezza della rete e richiede pertanto specifici interventi infrastrutturali:

- una nuova interconnessione elettrica Sardegna-Sicilia-Continente⁴⁰
- capacità di generazione a gas, o capacità di accumulo per 400 MW
- installazione di nuovi compensatori nell'isola

Figura 120 Capacità installata parco generazione [GW]



⁴⁰ In corso di valutazione dal MiSE e dall'ARERA



4. NECESSITÀ DI SVILUPPO



- Il Piano di Sviluppo riflette le esigenze di sviluppo ed adeguamento della rete elettrica nazionale in relazione alla evoluzione del sistema elettrico nel suo complesso, in atto e prospettica. Il seguente capitolo presenta gli interventi **previsti sulla rete elettrica di carattere prioritario**, finalizzati a:
 - garantire la sicurezza e l’affidabilità di esercizio della rete nel medio e nel lungo periodo
 - potenziare la capacità di interconnessione con l’estero
 - ridurre le congestione interzonali e le limitazioni del mercato, nonché favorire la piena integrazione e l’utilizzo della produzione da fonti rinnovabili
 - migliorare la qualità e continuità del servizio e della fornitura
- Le simulazioni di mercato su rete previsionale evidenziano un incremento delle ore di congestione su alcune sezioni in particolare sulla sezione da CentroSud a CentroNord
- Le interconnessioni si confermano fattore abilitante all’integrazione dei mercati europei

4.1. ESIGENZE DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

Le esigenze di sviluppo rete vengono identificate attraverso un’analisi basata:

- sullo stato della rete (descritto al Capitolo 2)
- sui risultati di simulazione condotte su scenari previsionali (descritti al Capitolo 3) e diversi anni orizzonte (2025 e 2030)

La Figura 121 descrive sinteticamente le principali caratteristiche degli scenari sopra elencati in termini di fabbisogno netto e capacità fotovoltaica ed eolica installata a livello nazionale.

Le simulazioni vengono effettuate attraverso un simulatore di mercato PROMEDGRID (di proprietà CESI Spa, già utilizzato in ambito ENTSO – E ai fini delle analisi per il Ten Year Development Plan). Il simulatore di mercato esegue analisi su scenari previsionali con durata annuale attraverso la programmazione ottima del dispacciamento orario del parco di generazione idro-termoelettrico, mentre per le risorse non programmabili vengono utilizzati profili di generazione imposti per zona e tecnologia. Tali simulazioni consentono la stima dei costi di esercizio delle unità di generazione e il prezzo orario dell’energia nelle diverse zone di mercato e, di conseguenza, il surplus dei produttori e dei consumatori nonché le

Figura 121 Fabbisogno netto [TWh/anno] e capacità solare ed eolica installata [GW] a livello nazionale nei diversi scenari di Piano

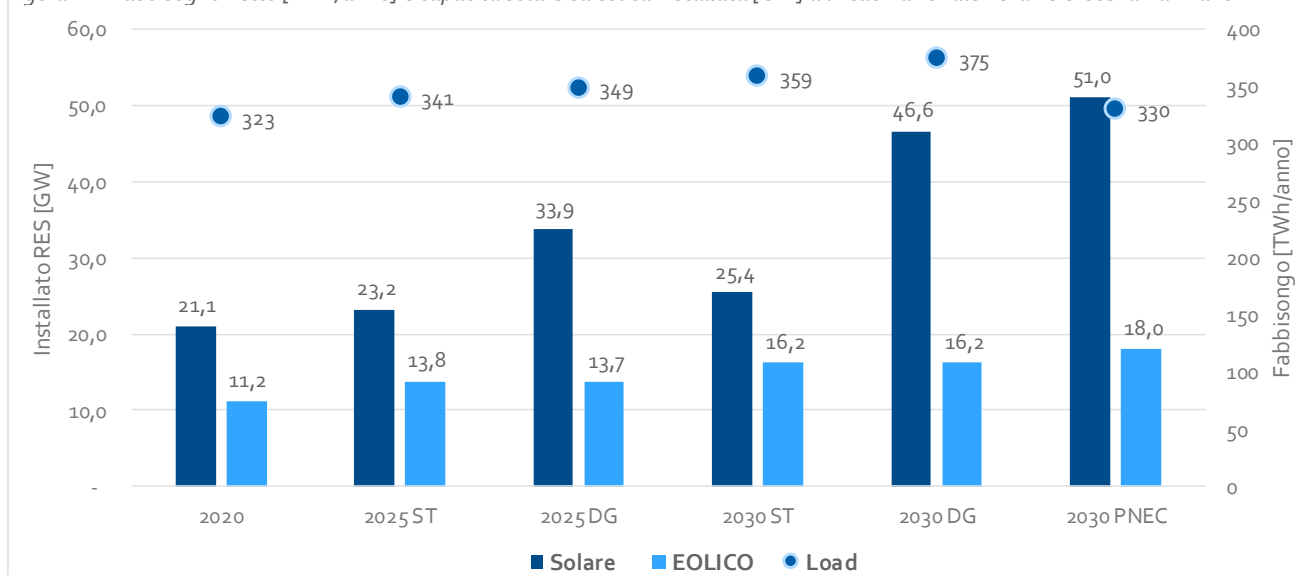
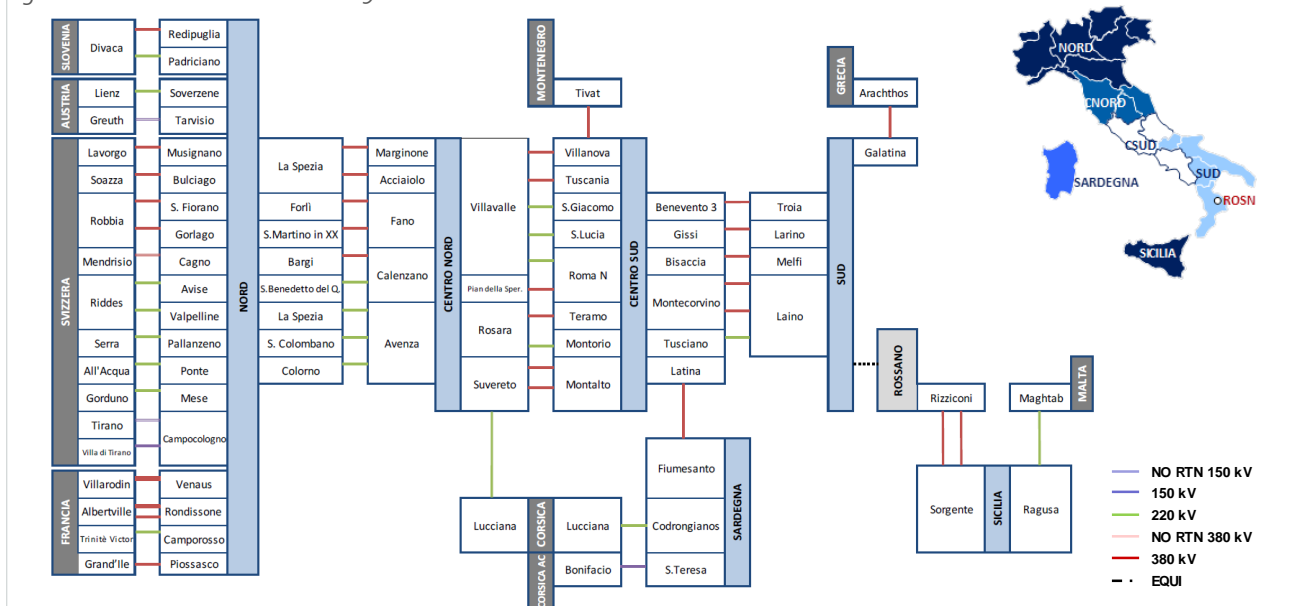


Figura 122 Struttura zonale anno 2019



Delibera 386/2018/R/eel Disposizioni in merito alla suddivisione della rete rilevante in zone, in esito al processo di revisione svolto ai sensi del regolamento UE 2015/1222 (CACM)



Con la deliberazione 386/2018 del 12 luglio scorso, l’Autorità ha deliberato in merito alla suddivisione della rete rilevante in zone, rimuovendo, rispetto alla configurazione zonale attuale, i tre poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Priolo, lasciando invariato il polo di Rossano e spostando i punti di dispacciamento relativi alla centrale di Gissi nella zona Centro Sud.

Tali modifiche della configurazione zonale non comportano impatti significativi sui risultati ottenuti con le simulazioni in presenza di tutti i poli di produzione limitata.

rendite da congestione tra le zone di mercato (*Social Economic Welfare*).

Ai fini delle simulazioni è stata adottata quale rete di riferimento la rete attuale i cui valori dei limiti di transito tra le zone di mercato (Figura 122) sono riportati nel documento “Valori dei limiti di transito tra le zone di mercato - rev. 24 del 7 dicembre 2018”⁴¹, individuati a rete integra e variabili in funzione della stagionalità (periodo invernale e estivo) e del fabbisogno residuo zonale (ove presente), inteso come differenza tra fabbisogno e produzione fotovoltaica della zona esportatrice, che per alcune sezioni influenza il limite di transito.

La Figura 123 riporta il numero annuo di ore di saturazione attuale 2018 e previsionale per un anno

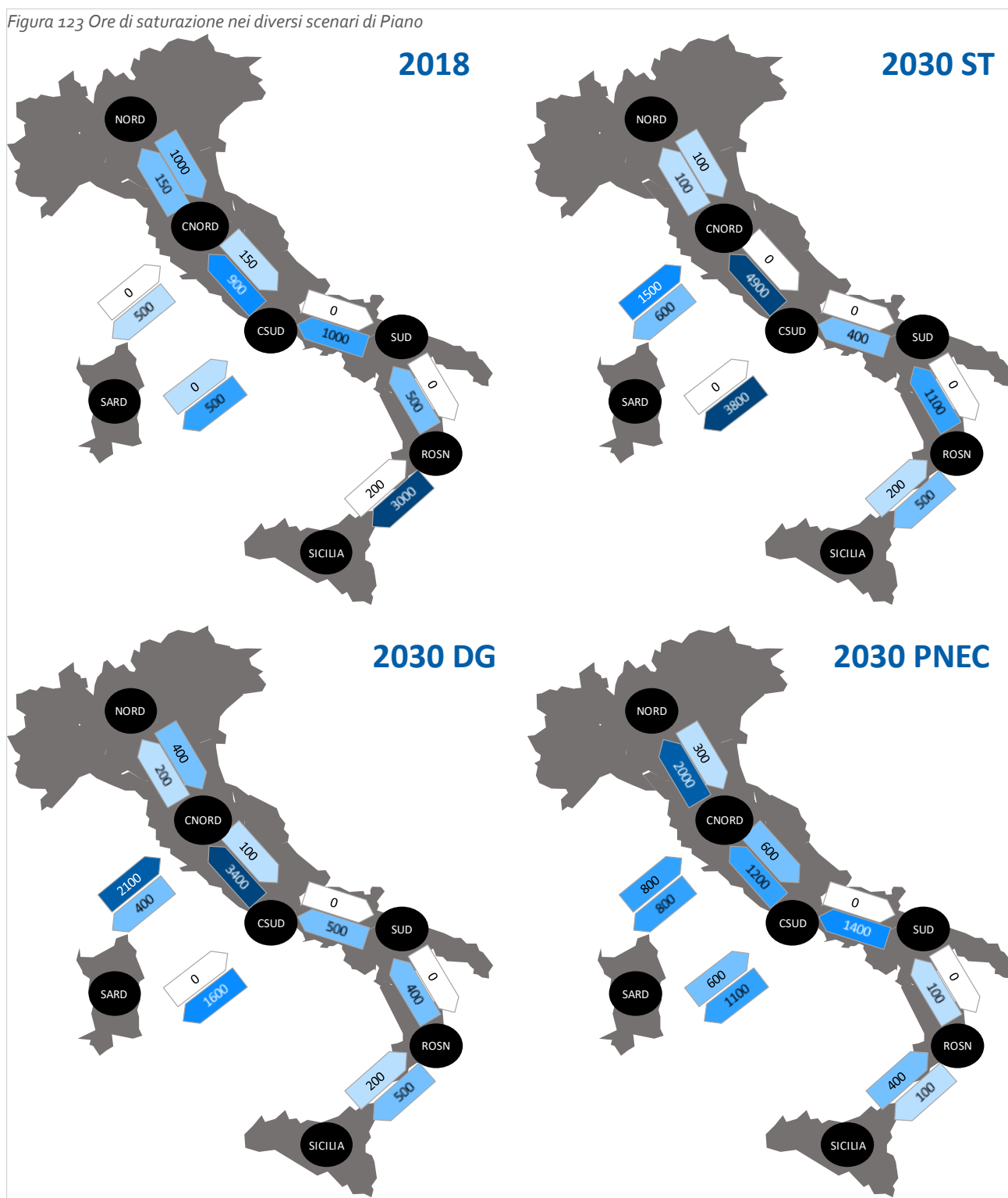
orizzonte e scenari analizzati sulle sezioni della rete italiana.

La sezione che risulta maggiormente interessata dall’incremento delle ore di congestione attese in tutti gli scenari previsionali è la sezione da CentroSud a CentroNord. L’incremento di produzione da fonti rinnovabili localizzata principalmente nell’area Sud del Paese determina un incremento dei flussi di energia da sud a nord che, in assenza di rinforzi, trovano su questa sezione il vincolo limitante. Appare quindi evidente e prioritaria la necessità di aumentare la capacità di trasporto su detta sezione e più in generale di tutta la dorsale da sud a nord (coinvolgendo quindi anche le sezioni Sud/CentroSud – CentroNord/Nord). Questo perché solamente attraverso uno sviluppo coordinato delle capacità di trasporto su tutte le sezioni intermedie si potranno ottenere le condizioni necessarie per il deflusso della generazione rinnovabile

41

<http://www.terna.it/SistemaElettrico/MercatoElettrico/ProceduradiValutazioneLimitiLimitiditransitoareteintegra.aspx>

Figura 123 Ore di saturazione nei diversi scenari di Piano



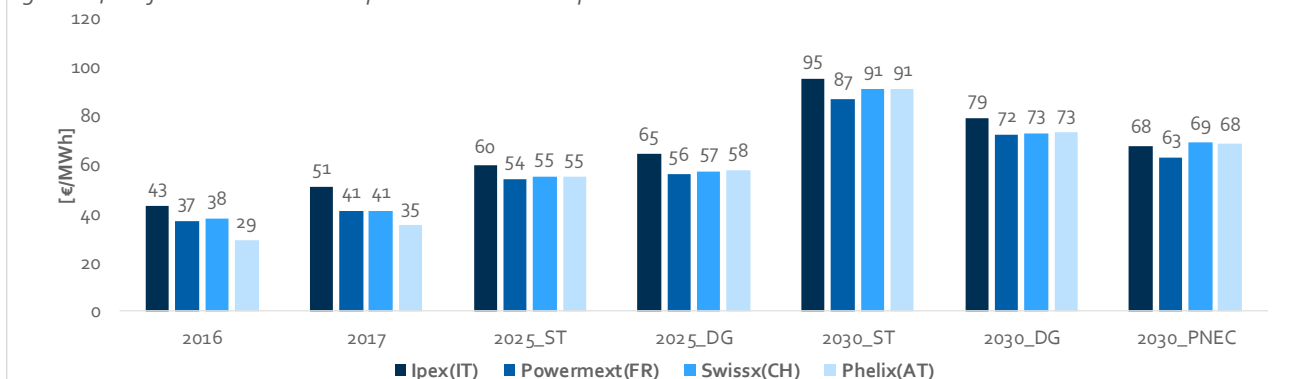
prodotta nelle regioni meridionali e il contestuale sfruttamento della capacità di generazione termoelettrica ad alto rendimento presente nelle stesse regioni.

Analogamente sulla sezione CentroSud/ Sardegna si registra un incremento delle ore di saturazione

determinato dalla maggiore competitività degli impianti ubicati sul Continente.

Anche le ore di saturazione sulla sezione tra Sardegna e CentroNord risultano in crescita, coerentemente al

Figura 124 Confronto delle Borse Europee nei diversi scenari previsionali



dato già evidenziato per la sezione CentroSud – CentroNord, essendo la Sardegna un valido percorso alternativo per evacuare potenza da sud verso nord sulla rete di trasmissione nazionale.

Relativamente alla sezione Rossano – Sicilia, si osserva che per tutti gli scenari analizzati le simulazioni evidenziano una netta diminuzione delle ore attese di saturazione rispetto al dato del 2018. L’incremento di capacità di transito tra Sicilia e Continente apportato dalla Sorgente – Rizziconi a partire dalla seconda metà dell’anno 2016 ha consentito di ridurre le ore di saturazione tra le due zone di mercato rispetto al 2015 (anno in cui si registrava un numero di ore di congestione superiore a 6000 ore/anno).

Per quanto riguarda la previsione dei prezzi zonali e del PUN si osserva che in termini assoluti i livelli di prezzo dell’energia elettrica risultanti dalle simulazioni sono strettamente correlati alle ipotesi dei prezzi di combustibili e dei permessi di emissione considerate

negli specifici scenari, tuttavia costituiscono un valido riferimento e possono dare utili indicazioni sui trend previsti in termini differenziali.

Come evidenziato nella Figura 124, i prezzi attesi in assenza di sviluppo della rete registrano un differenziale di prezzo positivo tra l’IPEX e le altre principali Borse Europee. Tale differenziale risulta in riduzione in esito alle simulazioni effettuate su rete previsionale (come riportato nel capitolo 6) per effetto della maggiore capacità di scambio con l’estero, e in particolare sulla frontiera settentrionale confermando il beneficio atteso dalle nuove interconnessioni di riduzione del differenziale di prezzo. Interessante anche notare l’andamento del fabbisogno residuo, differenza tra il fabbisogno di energia e la produzione prevista di eolico e fotovoltaico, nei diversi scenari del Piano di Sviluppo.

A tale scopo, la Figura 125 mostra il valore medio orario sui diversi anni orizzonte.

Figura 125 Valore medio orario del fabbisogno residuo residuo (Fabbisogno-Prd.Solare-Prod.Eolica)

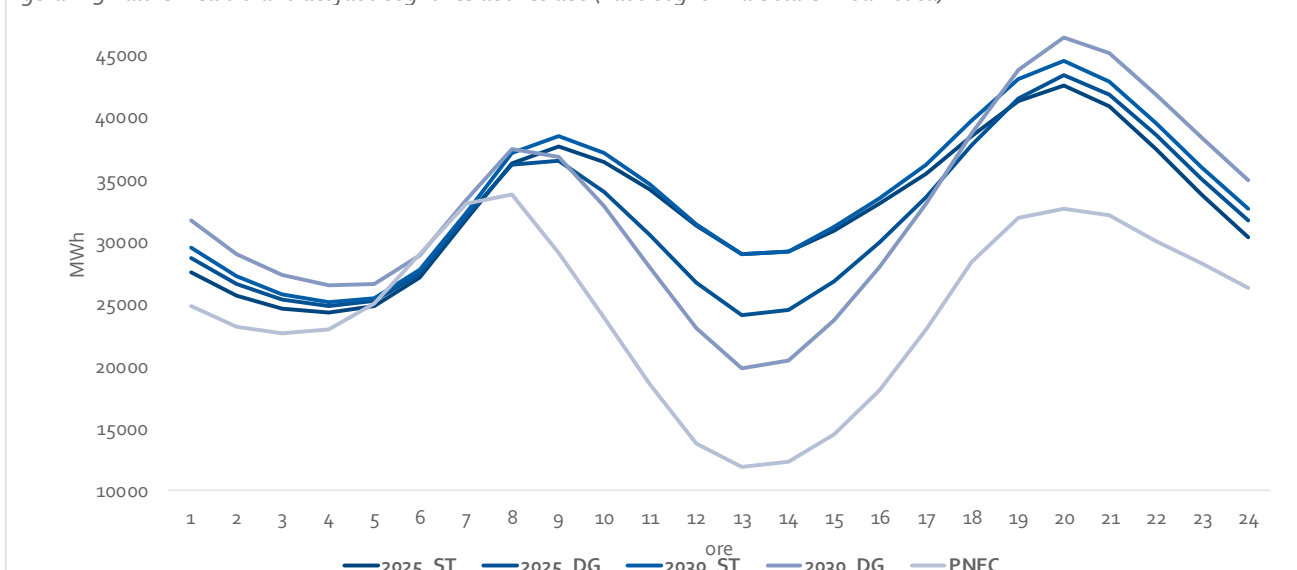
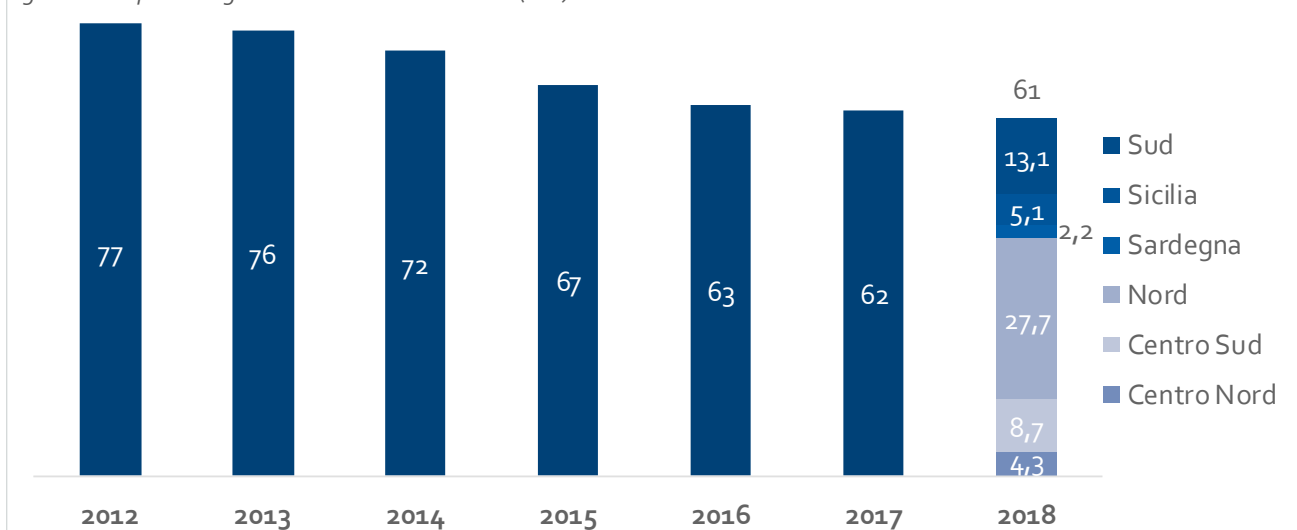


Figura 126 Capacità di generazione termica installata (GW) in Italia 2012-2018

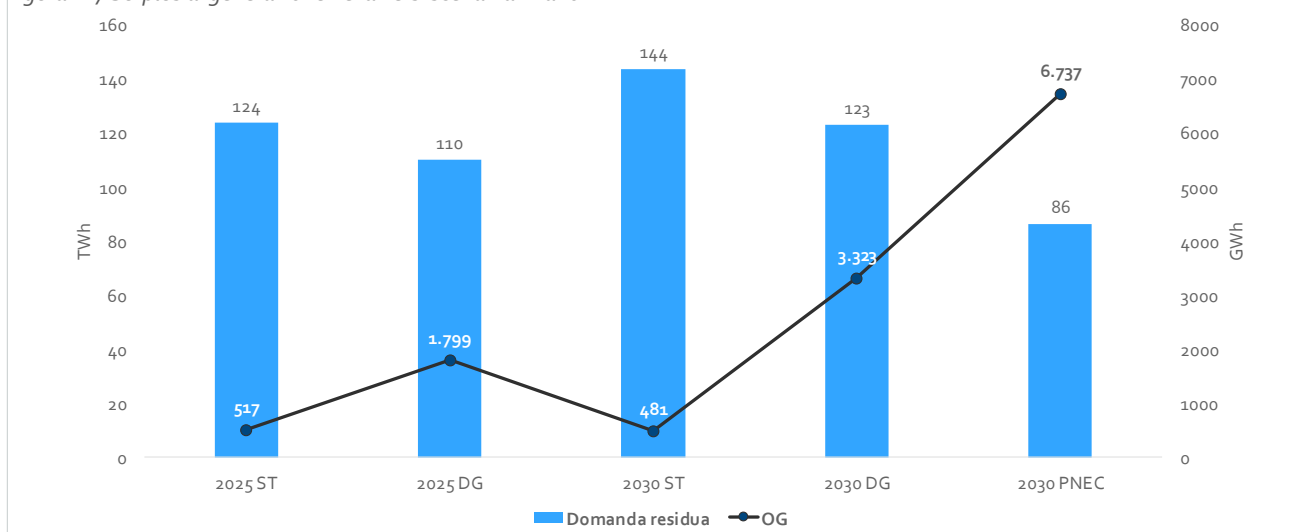


È possibile notare che ad una riduzione marcata del carico residuo estesa all'intera finestra giornaliera, si associa un incremento della rampa di carico da sostenere da parte degli impianti tradizionali nelle ore serali della giornata; tale fenomeno è uno dei fattori alla base del progressivo decommissioning del parco termico convenzionale che ha portato in soli 5 anni la dismissione di 15 GW di impianti termici (Figura 126).

L'incremento della capacità di scambio tra le zone di mercato italiane e con le zone estere accompagnato dalla realizzazione di nuovi sistemi di accumulo permette di ridurre l'overgeneration.

L'aumento di capacità installata da fonte rinnovabile determina in alcune porzioni di rete congestioni tali da rendere necessario ridurre la produzione rinnovabile (cosiddetto fenomeno dell'overgeneration). Se nello scenario 2020 tale surplus di generazione risulta essere pari a circa 600 GWh/anno, nello scenario DG, caratterizzato da una alta penetrazione rinnovabile, la overgeneration risulta superiore a 5 TWh/anno (Figura 127).

Figura 127 Surplus di generazione nei diversi scenari di Piano



4.2. ULTERIORI REQUISITI DELLA RETE

Il sistema elettrico nazionale e, più in generale, quello europeo, sono attualmente soggetti ad una profonda trasformazione, destinata a durare nei prossimi anni.

In un contesto di libero mercato, il processo di pianificazione del sistema elettrico deve misurarsi con significativo grado di incertezza riguardo: evoluzione dei consumi e del ruolo dei consumatori stessi, espansione della generazione distribuita, tempo di entrata in esercizio e localizzazione di impianti termoelettrici di produzione di nuova generazione, politiche energetiche nazionali e comunitarie, decommissioning di impianti di generazione a tecnologie obsolete, evoluzione dei prezzi dei combustibili fossili e delle commodity, sviluppo di tecnologie volte ad integrare la produzione da fonte rinnovabile e per il controllo della rete in tempo reale.

Appare evidente come il Gestore di rete, nella fase di pianificazione, debba contemplare tutte queste variabili e, al tempo stesso, garantire un elevato standard di affidabilità del sistema: la valutazione dei requisiti di adeguatezza, flessibilità e stabilità ricopre un ruolo centrale.

La flessibilità di un sistema elettrico può essere definita come la capacità del sistema stesso di impiegare le sue risorse per far fronte alle variazioni della domanda di carico e della generazione variabile. Essa si configura come una proprietà del sistema nell'assorbire dette variazioni mirando a un funzionamento sicuro ed efficiente che garantisce un esercizio prossimo alle condizioni nominali di tensione e frequenza in ogni nodo della rete.

Un'infrastruttura di rete flessibile risulta di primaria importanza nell'ottica di garantire una sempre maggiore penetrazione della generazione da fonti rinnovabili, realizzando elevati livelli di sicurezza, efficienza e qualità del servizio. In tal senso, le altre leve su cui il Gestore può agire attinenti alla flessibilità dell'infrastruttura sono rappresentate da:

- ricostruzione e ripotenziamento di linee di trasmissione (ad esempio attraverso la sostituzione dei conduttori esistenti con conduttori ad alta temperatura in grado di gestire intensità di corrente significativamente maggiori rispetto ai limiti attuali);
- sviluppo e messa in esercizio di tecnologie per il controllo/gestione della rete in tempo reale (DTR, telecontrolli, dispositivi FACTS, e sistemi di regolazione rotante), provvedendo anche ad

incrementare il livello di interconnessione attraverso collegamenti in corrente continua;

- promuovere modelli di mercato che consentano di rispondere alle nuove esigenze del sistema ed un impiego ottimale delle risorse mirando a favorire una sempre maggiore integrazione della produzione da energia rinnovabile.

Nel presente capitolo si riportano alcune analisi specifiche condotte sugli scenari previsionali, inerenti a:

- potenza di corto circuito
- flessibilità di sistema
- inerzia

4.2.1. Potenza di corto circuito

Il decennio passato ha visto l'irruzione nella scena energetica della Generazione Distribuita che ha rivoluzionato non solo il mondo della Produzione ma anche quello della Trasmissione e della Distribuzione determinando il passaggio:

- da poche grandi centrali prevalentemente concentrate in AAT (400 – 220 kV) a tante piccole produzioni diffuse nelle reti MT e BT (da 20 kV a 400 V);
- da centrali in grado di rispettare un programma di produzione prestabilito (produzione costante) a unità di generazione a carattere spesso aleatorio e discontinuo (produzione variabile);
- da centrali rotanti in grado di assicurare una elevata inerzia a unità di generazione in larga parte statiche senza inerzia;
- da impianti di generazione dotati di un'ampia gamma di servizi di rete (regolazioni automatiche della frequenza e della tensione, insensibilità agli abbassamenti di tensione, rifiuto del carico, ...) a produzioni con servizi limitati;
- da impianti monitorati in tempo reale ad impianti privi di misure dirette sull'entità della produzione erogata.

Generazione Distribuita (GD) è un termine che richiede qualche precisazione, così come lo richiede il termine Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) spesso utilizzato come sinonimo di Generazione Distribuita. La GD e le FER comprendono produzioni collocate sia sulle reti AT che sulle reti MT/BT.

Le sfide correlate allo sviluppo della GD, collocata soprattutto in media e bassa tensione, sono molteplici: modifica strutturale dei flussi di potenza, regolazione della tensione, regolazione della potenza, condizioni di

avviamento, rampe di presa di carico, interferenza col piano di alleggerimento, ruolo in riaccensione della rete a seguito di black-out. Questo paragrafo mira ad evidenziare gli aspetti correlati alla riduzione della potenza di cortocircuito e ai buchi di tensione perché da essi dipende la qualità del servizio e la capacità del sistema di superare disturbi su larga scala.

Noto che un sistema è tanto più sensibile al fenomeno delle microinterruzioni quando più bassa è la sua potenza di corto circuito, nell'ultimo decennio si registra una progressiva crescita del fenomeno legata al peso crescente assunto dagli impianti fotovoltaici e al decommissioning del parco termico convenzionale.

La GD, nella quale sono predominanti gli impianti fotovoltaici, possiede una ridotta capacità di fornire corrente di cortocircuito. Essa è enormemente più bassa di quella fornita dai generatori rotanti convenzionali: mentre un generatore sincrono può erogare al massimo una I_{cc} di 5 ÷ 6 volte la corrente nominale, la I_{cc} degli inverter degli impianti FV tipicamente non supera il valore di 1,1 volte la corrente nominale. Ne consegue che la potenza di cortocircuito delle reti AAT ed AT si riduce progressivamente man mano che i generatori sincroni vengono soppiantati dalle nuove unità di generazione e, corrispondentemente, si allarga l'area del disturbo di tensione conseguente al guasto.

Un cortocircuito nella rete BT non produce effetti apprezzabili sulla tensione delle reti MT, così come un cortocircuito nelle reti MT è pressoché inavvertito nelle reti AT. La stessa cosa non può dirsi sugli effetti di un cortocircuito nelle reti AAT ed AT. Un guasto trifase nella rete a 400 kV non solo è avvertito in tutte le reti di livello inferiore situate nelle immediate vicinanze del punto di guasto ma ha effetti depressivi sulla tensione a chilometri di distanza e la propagazione dei disturbi generati è tanto più ampia quanto minore è la potenza di cortocircuito (P_{cc}) nel punto di guasto.

Per verificare l'effetto in termini di potenza di corto circuito di un differente mix produttivo sono state condotte analisi secondo l'Allegato A8⁴² del Codice di rete di Terna⁴³ e la CEI EN 60909-0 volte a rilevare la potenza di corto circuito e il profilo delle tensioni nei nodi della rete italiana a 400 kV e 220 kV a fronte di cortocircuiti trifase in determinati punti della rete.

Sono stati presi a riferimento due scenari:

- Scenario 2008 con penetrazione delle FER ancora contenuta (capacità installata eolica circa 3,5 GW e capacità installata solare inferiore a 0,5 GW) ed elevata presenza del parco macchine rotanti convenzionali;
- Scenario 2030 con un'elevata capacità produttiva del parco eolico e solare (circa 16 GW e 47 GW rispettivamente) ed ulteriore riduzione delle centrali termiche.

Al fine di non alterare il confronto nei vari scenari lo sviluppo atteso della rete non è stato incluso nel modello.

L'impatto del cortocircuito è stato esaminato dal punto di vista dell'estensione degli effetti, ovvero in base alla caduta di tensione provocata nei nodi al contorno del punto di applicazione. Si riportano i risultati relativi a tre casi significativi, diversi tra loro per ubicazione geografica:

- a) Cortocircuito trifase nel nodo a 220 kV di Villasor (Sardegna): passando dallo scenario 2008 allo scenario 2030 si rileva una riduzione generale del livello di tensione di guasto su tutta la rete isolana con riduzioni medie di oltre 20% V_n nelle stazioni periferiche dell'isola.
- b) Cortocircuito trifase nel nodo 400 kV di Galatina (Puglia): anche in questo caso il buco di tensione si allarga passando da uno scenario all'altro con spostamento del raggio di cortocircuito 80% V_n da nodi come ad esempio Taranto (scenario 2008) ad altri più lontani come ad esempio Matera (scenario 2030).
- c) Le caratteristiche della rete e l'evoluzione del sistema elettrico sono diversi nel nord Italia dove la maggiore magliatura delle linee e l'interconnessione con la rete europea attenuano le differenze tra le aree di cortocircuito negli scenari considerati. Il cortocircuito nella stazione elettrica di Sandrigo 400 kV ha un impatto sulle stazioni al contorno minore del cortocircuito in una stazione del sud Italia e con minore variazione tra gli scenari 2008 e 2030.

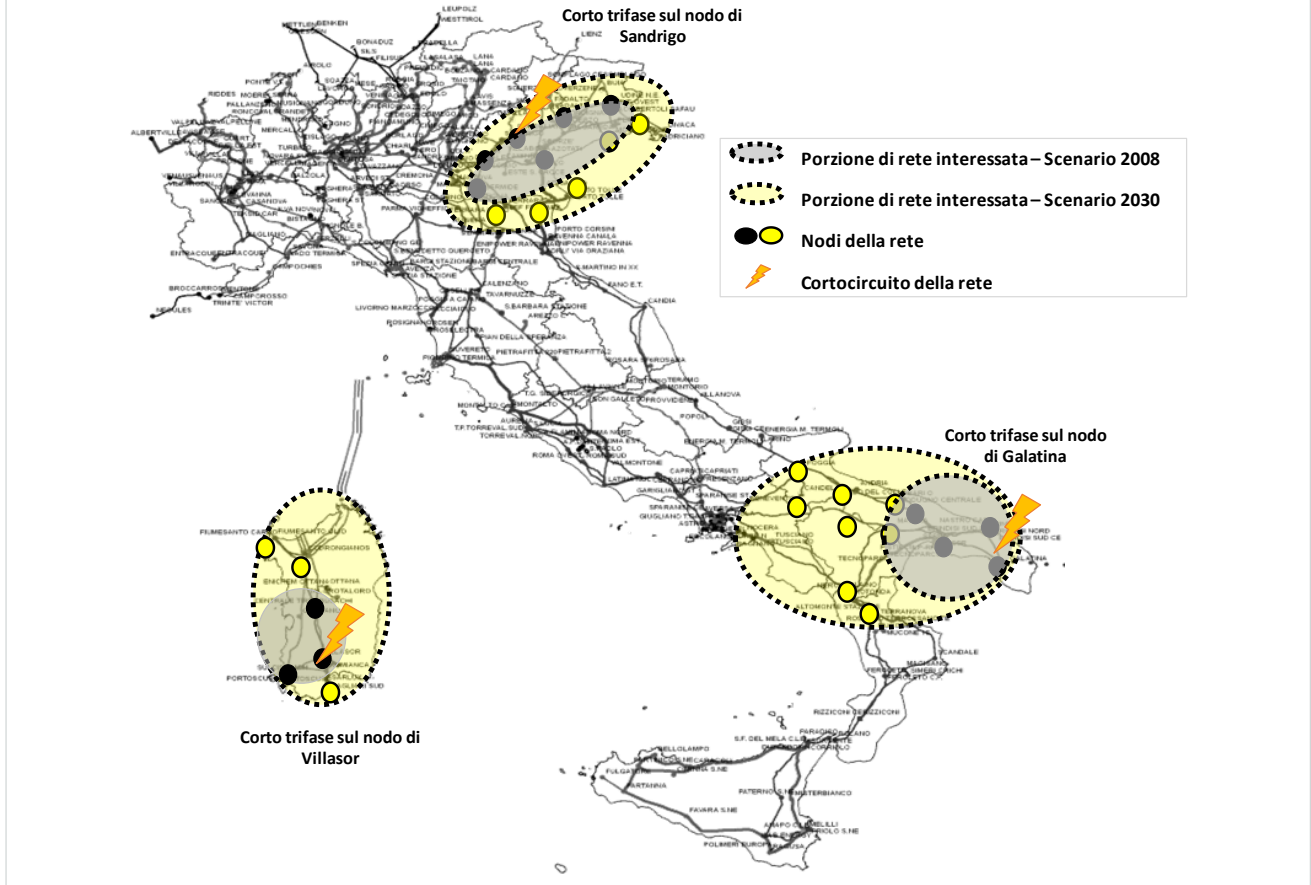
Nella Figura 128 è schematizzato il confronto tra le aree in cui, su cortocircuito trifase, le tensioni si riducono tra il 60% e l'80%. I cerchi grigi rappresentano l'impatto del modello del 2008, mentre quelli gialli rappresentano l'impatto di un cortocircuito in uno scenario ad alta penetrazione FER con orizzonte temporale 2030.

⁴² "Correnti di corto circuito e tempo di eliminazione dei guasti negli impianti delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV"

⁴³ <http://www.terna.it/SistemaElettrico/CodicediRete.aspx>

Tra le misure mitigative previste dal gestore di rete si riportano dispositivi di compensazione reattiva già previsti e riportati nel paragrafo 4.3 o apparecchiature di tipo FACTS (STATCOM, SVC,...) che non intervengono direttamente sulla potenza di cortocircuito al nodo, essendo connessi al sistema attraverso componenti di elettronica di potenza ma hanno la capacità di intervenire sul controllo della tensione e stabilizzare le tensioni localmente.

Figura 128 Aree di influenza Corto Circuito trifase: confronto scenario 2008 vs scenario 2030



4.2.2. Flessibilità di sistema

In questo paragrafo è presentata una metodologia di valutazione dei requisiti di flessibilità del sistema attraverso il calcolo di alcuni indici, ampiamente trattati in letteratura⁴⁴. Essi si focalizzano sulle risorse che presentano maggiore variabilità nell'esercizio del sistema e sulla penetrazione sempre più rilevante di componenti elettronici di potenza.

Gli indicatori più significativi per una valutazione di massima della flessibilità del sistema sono:

- "RES Load Penetration Index" (*RLPI*), definito come la massima copertura oraria del carico da generazione non dispacciabile (energia eolica e solare).

$$RLPI(t) = \max\left(\frac{W(t) + S(t)}{L(t)}\right)$$

dove, al tempo t (con $t=1, 2, \dots, 8760$):

- $L(t)$ è il carico "load";
- $W(t)$ è la produzione eolica "wind";
- $S(t)$ è la produzione solare "solar".

- "Renewable Energy Penetration Index" (*REPI*), definito come il valore medio della domanda coperta da generazione eolica e solare.

$$REPI = \frac{\sum_{t=1}^{8760} W(t) + S(t)}{\sum_{t=1}^{8760} L(t)}$$

- Non-Synchronous Penetration Ratio (*SNSP*), per il monitoraggio dell'evoluzione dell'inerzia nell'ambito della transizione verso un sistema a ridotte emissioni (decarbonizzazione).

$$SNSP(t) = \frac{W(t) + S(t) + HVDC(t)_{import}}{L(t) + HVDC(t)_{export}}$$

dove:

- $HVDC(t)_{import/export}$ è la potenza importata ed esportata attraverso interconnessioni in corrente continua al tempo t (con $t=1, 2, \dots, 8760$).

Le analisi sono state condotte per gli scenari di piano ST e DG all'anno orizzonte 2030, considerando le due diverse configurazioni di rete

- In assenza di interventi previsti nel Piano di Sviluppo (without);
- In presenza degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo (with).

Figura 129 Indicatori per la valutazione dei requisiti di flessibilità del sistema

Scenari	Indici		
	<i>RLPI(t)</i>	<i>REPI</i>	<i>SNSP(t)</i>
2018	0,61	0,13	0,13
ST 2030 (in presenza di tutti gli interventi pianificati)	0,78	0,18	0,27
ST 2030 (in assenza di tutti gli interventi pianificati)	0,69	0,18	0,21
DG 2030 (in presenza di tutti gli interventi pianificati)	1,01	0,25	0,35
DG 2030 (in assenza di tutti gli interventi pianificati)	0,41	0,08	0,11

⁴⁴ M. Poncela, A. Purvins, and S. Chondrongiannis, "Pan-European Analysis on Power System Flexibility", *Energies*, July 2018

E. Lannoye, D. Flynn, M. O' Malley, "Evaluation of power system flexibility", *IEEE Trans. On Power Syst.* vol. 27, pp. 922-31, 2012

G. Papaefthymiou, K. Dragoon, "Toward 100% renewable energy systems: Uncapping power system flexibility", *Energy Policy*, no. 92, pp. 69-82, 2016

L. Michi et al. Transmission network expansion planning: towards enhanced renewable integration. In: *2018 AEIT International Annual Conference*. IEEE, 2018. p. 1-5.

Successivamente, gli indici calcolati su orizzonte previsionale sono confrontati con gli stessi valutati per l'anno 2018. Nella Figura 129 sono rappresentati i risultati ottenuti.

Entrambi gli scenari sono caratterizzati da un incremento della generazione rinnovabile, più rilevante nello scenario DG rispetto all'ST.

- In assenza degli interventi di sviluppo programmati, si registra un significativo decremento del valore degli indici nello scenario DG, proprio per effetto del consistente parco FER installato;
- In presenza degli interventi di sviluppo programmati si evidenzia il significativo beneficio

degli stessi, tanto maggiore quanto più elevata è la presenza di FER.

Le percentuali di incremento dei benefici associati allo sviluppo della rete sono sintetizzati nella Figura 130.

Infine, si riporta in Figura 131 il profilo settimanale della curva di carico residuo nello scenario DG 2030 in assenza e presenza degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo.

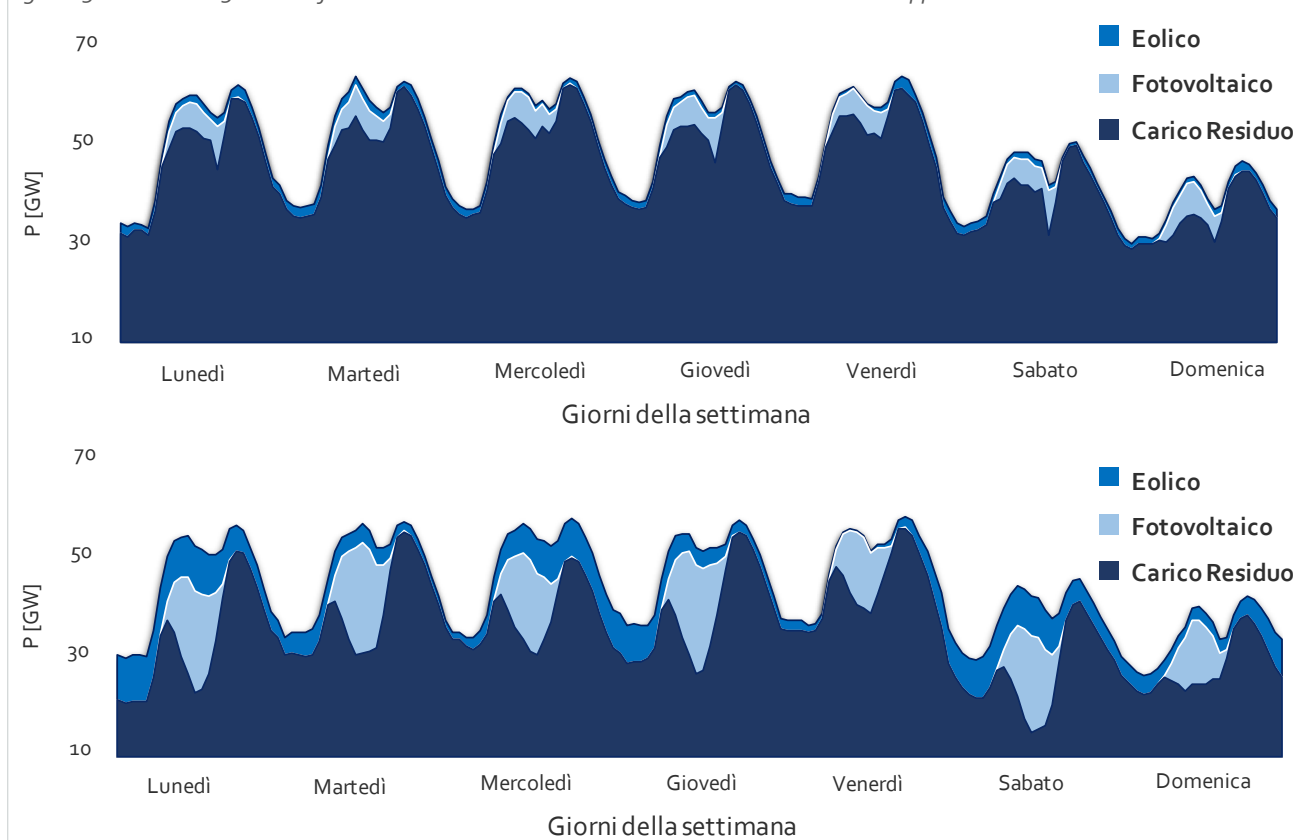
4.2.3. Inerzia del Sistema⁴⁵

La penetrazione di generazione da fonti rinnovabili di tipo fotovoltaico ed eolico non convenzionali in sostituzione o sovrapposizione a generazione termoelettrica e idroelettrica convenzionali pone alcune sfide al sistema in termini di adeguatezza e sicurezza. La generazione non convenzionale è caratterizzata dalla aleatorietà della potenza generata con una sostanziale impossibilità non solo di controllo ma anche di previsione, se non a brevissimo termine. Inoltre la connessione della generazione non convenzionale al sistema, mediata da dispositivi

Figura 130 incremento benefici

Variazione degli indici rispetto al Consuntivo			
Scenari	RLPI (t)	REPI (t)	SNSP (t)
ST 2030	+28%	+38%	+108%
DG 2030	+66%	+92%	+170%

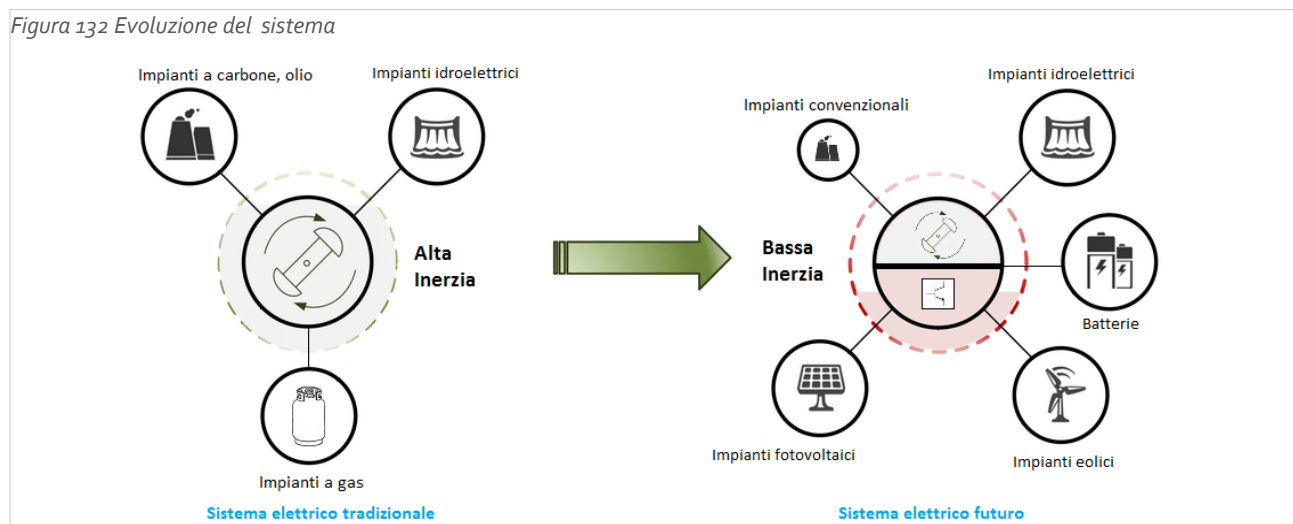
Figura 131 Scenario 2030 DG Profilo di carico residuo settimanale senza e con interventi di sviluppo della RTN



⁴⁵ Il presente paragrafo riporta alcune evidenze emerse da studi congiunti nell'ambito del progetto di ricerca tra Terna e Dipartimento di Energia Galileo Ferraris/ Energy Center - Lab del Politecnico di Torino, coordinato dal Prof. E.Bompard e in

collaborazione con il Prof. E.Carpaneto, il Prof. G. Chicco e l'Ing. C. Mosca.

Figura 132 Evoluzione del sistema



elettronici di potenza (Power Electronics Interfaced Generation - PEIG), disaccoppia, dal punto di vista del sincronismo, il generatore e il sistema, riducendo l'inerzia al crescere della quota di generazione non convenzionale da fonte rinnovabile (Figura 132). Questa generazione, non disponendo di energia cinetica immagazzinata, comporta una riduzione della potenza di cortocircuito del sistema rispetto ai sistemi attuali, con problemi operativi e di gestione dei componenti.

La variabilità e l'aleatorietà emergente della generazione non convenzionale, che va a sommarsi a quella tradizionale dei carichi, e la riduzione dell'inerzia risultano sfidanti per l'esercizio del sistema elettrico di trasmissione.

L'incremento della penetrazione FER comporta una riduzione del numero di unità convenzionali in servizio e quindi delle risorse con capacità di regolazione di frequenza e tensione, con possibili problemi di stabilità del sistema.

In tale prospettiva, si rende più che mai necessario affrontare il tema della stabilità del sistema elettrico anche in fase di pianificazione delle rete elettrica nazionale con l'obiettivo di intercettare, fornendo un'indicazione quantitativa, anche se aggregata, criticità relative alla stabilità di frequenza stante l'alea correlata a scenari di così lungo termine ed il livello di approssimazione nei dati di partenza.

La stabilità di un sistema di potenza rappresenta la sua capacità, per una data condizione operativa, di recuperare uno stato di equilibrio a seguito di un disturbo, mantenendo la maggior parte delle variabili del sistema all'interno di valori ammissibili. Un disturbo si verifica quando il sistema elettrico subisce un

inatteso cambiamento in generazione, domanda, configurazione o tensione, dovuto a fenomeni esterni, come nel caso di condizioni meteorologiche avverse, o interni al sistema, come nel caso di scatti di generatori.

La stabilità dinamica rappresenta l'attitudine del sistema elettrico a non essere sede di oscillazioni persistenti a seguito di una perturbazione, mentre la stabilità statica rappresenta l'attitudine del sistema elettrico a rimanere stabile a seguito di piccole perturbazioni e variazioni lente di carico o generazione.

La stabilità del sistema elettrico può essere divisa in diverse tipologie sulla base della natura fisica indicata dalle principali variabili soggette ad instabilità. In particolare si distinguono stabilità di tensione, stabilità di frequenza e stabilità d'angolo.

La crescente penetrazione di generazione non convenzionale impatta in modo più o meno marcato tutte le tipologie di stabilità. In particolare, la riduzione di inerzia è critica per la stabilità di frequenza che è cruciale in quanto variazioni di frequenza oltre i limiti di ammissibilità possono comportare scatto di generatori, separazioni di sistema in isole, guasti a cascata e blackout.

La frequenza di un Sistema è determinata dalla velocità dei generatori sincroni direttamente accoppiati tra loro per il tramite della rete elettrica. Quando la generazione e la domanda sono bilanciate, la frequenza rimane costante. Nel caso in cui si verifichi uno sbilanciamento, per esempio a causa della perdita di un generatore o di carico, questo tende a essere bilanciato istantaneamente dell'energia cinetica immagazzinata nelle masse rotanti dei gruppi turboalternatori. L'energia cinetica esprime, in senso

elettrico, l'inerzia del sistema intesa come l'attitudine del sistema stesso a equilibrare sbilanciamenti tra generazione e carico, per così dire "naturalmente" e prima dell'intervento delle logiche di controllo delle macchine.

Al verificarsi di uno sbilanciamento tra generazione e carico, la derivata della velocità di rotazione delle macchine e quindi della frequenza dipende della quantità totale di energia immagazzinata nelle masse rotanti sincrone che esprime l'inerzia del sistema. Quando l'inerzia del sistema è alta, una maggiore quantità di energia è presente nelle masse rotanti e la variazione di frequenza è più contenuta, per un dato disturbo, ed è questa una delle ragioni principali per cui si interconnettono le reti elettriche nazionali tra di loro. L'inerzia di un turbo alternatore può essere espressa come:

$$H = \frac{J \omega_n^2}{2 S_n}$$

dove:

- J è il momento d'inerzia del rotore della macchina rotante;
- ω_n la velocità angolare nominale (assunta costante), S_n la potenza apparente nominale della macchina;
- H rappresenta la quantità di tempo per il quale un generatore può fornire la potenza nominale usando solo l'energia cinetica accumulata nelle masse rotanti, passando dalla velocità nominale alla velocità nulla, ed è espressa in secondi.

Il moto di ciascuna macchina rotante è governato dalla "swing equation":

$$\frac{d \frac{J \omega_n^2}{2}}{dt} = P_m - P_e$$

dove:

- P_m è la potenza meccanica;
- P_e è la potenza elettrica.

Il primo membro dell'equazione rappresenta la derivata dell'energia cinetica accumulata nelle masse rotanti, funzione della costante di inerzia. Assumendo che il sistema presenti lo stesso valore della frequenza in ogni suo punto, tutte le unità possono essere aggregate in una singola unità, definendo la costante di inerzia dell'intero sistema come:

$$H_{sys} = \frac{\sum_{i=1}^N H_i S_{n,i}}{\sum_{i=1}^N S_{n,i}}$$

dove:

- H_i rappresenta la costante di inerzia;
- $S_{(n,i)}$ la potenza nominale del generatore i -esimo;
- N è il numero totale di generatori sincroni nel sistema.

Si può definire in questo modo l'energia cinetica del sistema sommando l'energia cinetica di ogni singolo generatore

$$E_k = \sum_{i=1}^N H_i S_{n,i}$$

La *swing equation* di un sistema di potenza con più generatori può essere espresso in modo aggregato come:

$$2 E_k \frac{df}{dt} = P_g - P_l$$

dove:

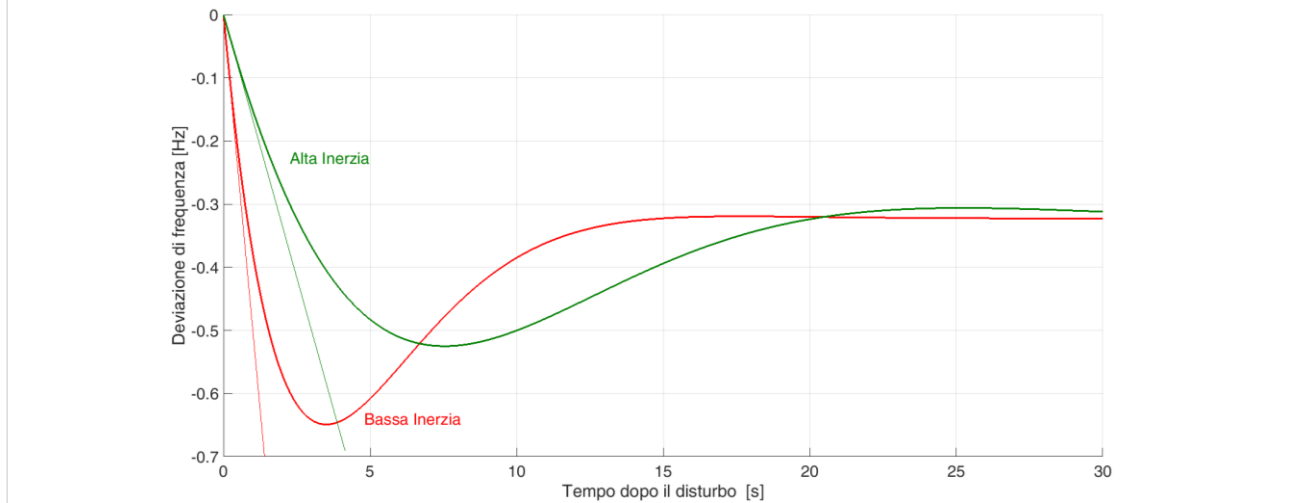
- P_g è la potenza totale generata;
- P_l è la potenza totale del carico;
- $\frac{df(t)}{dt}$ rappresenta la derivata della frequenza.

La riduzione di inerzia influenza la stabilità di frequenza e il suo effetto può essere valutato considerando due parametri:

- ROCOF (Rate of Change of Frequency, derivata di frequenza iniziale all'istante in cui si verifica lo sbilanciamento)
- Massima escursione di frequenza (differenza tra il minimo/massimo valore raggiunto e il valore nominale distinta in zenith, nel caso in cui si verifichi un fenomeno in sovralfrequenza e nadir, nel caso in cui si verifichi un fenomeno in sottofrequenza).

Il ROCOF e la massima escursione di frequenza dipendono dall'ampiezza dello sbilanciamento e dall'inerzia del sistema come rappresentato in Figura 133. La risalita della frequenza, a valle dello sbilanciamento, dipende dalla regolazione primaria.

Figura 133 Risposta in frequenza per perdita di generazione nel caso di un rapporto pari a 3 tra alta e bassa inerzia con incidente pari a 0.1 pu della potenza del sistema (fonte: Simulazioni Politecnico Torino, 2018)



Un'analisi semplificata degli impatti della penetrazione prevista, alla luce degli scenari considerati, del rinnovabile non convenzionale sulla stabilità in frequenza del sistema elettrico è stata condotta con le seguenti ipotesi semplificative:

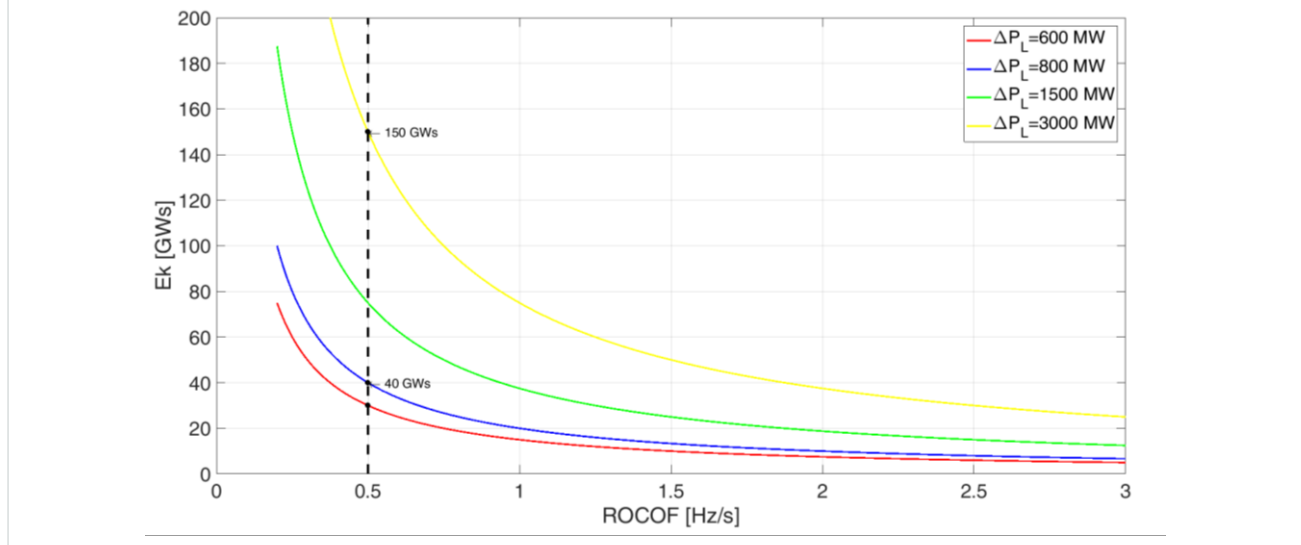
- Sistema Europeo interconnesso e scatto di un gruppo di generazione come incidente di riferimento pari a 3000 MW (valore corrispondente dell'unità di produzione più grande)
- Sistema nazionale separato dal sistema europeo interconnesso rispetto unicamente all'inerzia del parco di generazione nazionale e scatto di un

gruppo di generazione come incidente di riferimento pari a 800 MW (valore corrispondente dell'unità di produzione più grande)

- ROCOF massimo ammissibile pari a 0.5 Hz/s⁴⁶

In Figura 134 è rappresentata, per diversi valori di sbilanciamento ΔP_L rappresentativi dell'incidente di riferimento il valore di energia cinetica necessaria al sistema, per diversi valori di ROCOF desiderati; viene evidenziato il limite di 0.5 Hz/s, sulla base delle linee guide ENTSO-E, che individua per i diversi valori di incidente di riferimento presi in considerazione (600,

Figura 134 Andamento minima energia cinetica nel sistema (fonte: Politecnico Torino, 2018)



⁴⁶ Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe – Requirements and impacting factors – RGCE System Protection & Dynamics Sub Group – ENTSO-E

https://docstore.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/RGCE_SPD_frequency_stability_criteria_v10.pdf

800, 1500, 3000 MW), la minima energia cinetica richiesta al sistema.

Le analisi effettuate non tengono, invece, conto della stabilità d'angolo, di tensione/reattivo e dei sistemi di difesa.

L'energia cinetica varia ora per ora con la composizione del parco di generazione. In Figura 135 sono riportate per i due scenari la curva di durata dell'energia cinetica, utile per evidenziare la consistenza temporale di eventuali problemi legati al minimo valore di energia cinetica e di inerzia nel sistema, l'andamento della frequenza ed del ROCOF.

I valori di ROCOF e nadir calcolati dalle simulazioni usando il modello aggregato non destano particolari preoccupazioni per la stabilità di frequenza del sistema sincrono europeo negli scenari previsionali 2030.

Secondo le linee guida ENTSO-E, tutti i gestori delle reti di trasmissione sono obbligati a condurre degli studi per identificare una metodologia per la definizione della minima quantità di energia cinetica nel proprio sistema.

Nell'ipotesi semplificativa di considerare il sistema nazionale (sistema Italia) come un equivalente monosbarra, la minima energia cinetica necessaria è pari a 40 GWs per la perdita di un gruppo da 800 MW come riportato nella Figura 135.

In Figura 136 si riportano le curve di durata di energia cinetica, l'andamento della frequenza e del ROCOF relative al Sistema Italia.

Per lo scenario ST2030 e DG2030, il minimo valore di energia cinetica raggiunge il valore di 38 GWs e 39 GWs, che rappresenta un valore prossimo al valore limite per mantenere ROCOF a 0.5 Hz/s perlomeno per alcune ore dell'anno.

Quale misura mitigativa per contrastare la riduzione di inerzia del sistema, incrementando l'energia cinetica, Terna ha già programmato l'installazione di una serie di compensatori sincroni.

Noto, infatti, che un compensatore da 500 MVA fornisce al sistema una energia cinetica di 500 MWs (costante di inerzia pari a 2 sec⁴⁷) nel caso degli scenari in esame, in caso di un incidente di riferimento di 800 MW per raggiungere il valore minimo di 40 GWs,

sarebbero necessari 2000 MWs, che potrebbero essere forniti da 4 compensatori sincroni in parallelo.

⁴⁷ D.P. Kothari, I.J. Nagrath, Modern Power System Analysis, New Delhi, Tata McGraw Hill, 2009

P. Kundur, Power System Stability and Control, New York, US McGraw-Hill, 1994

Figura 135 EUROPA – Curva di durata dell'energia cinetica, Frequenza di nadir e ROCOF per gli scenari ST e DG2030 (fonte: dati ENTSO-E, TYNDP - simulazioni Politecnico Torino, Terna, 2018).

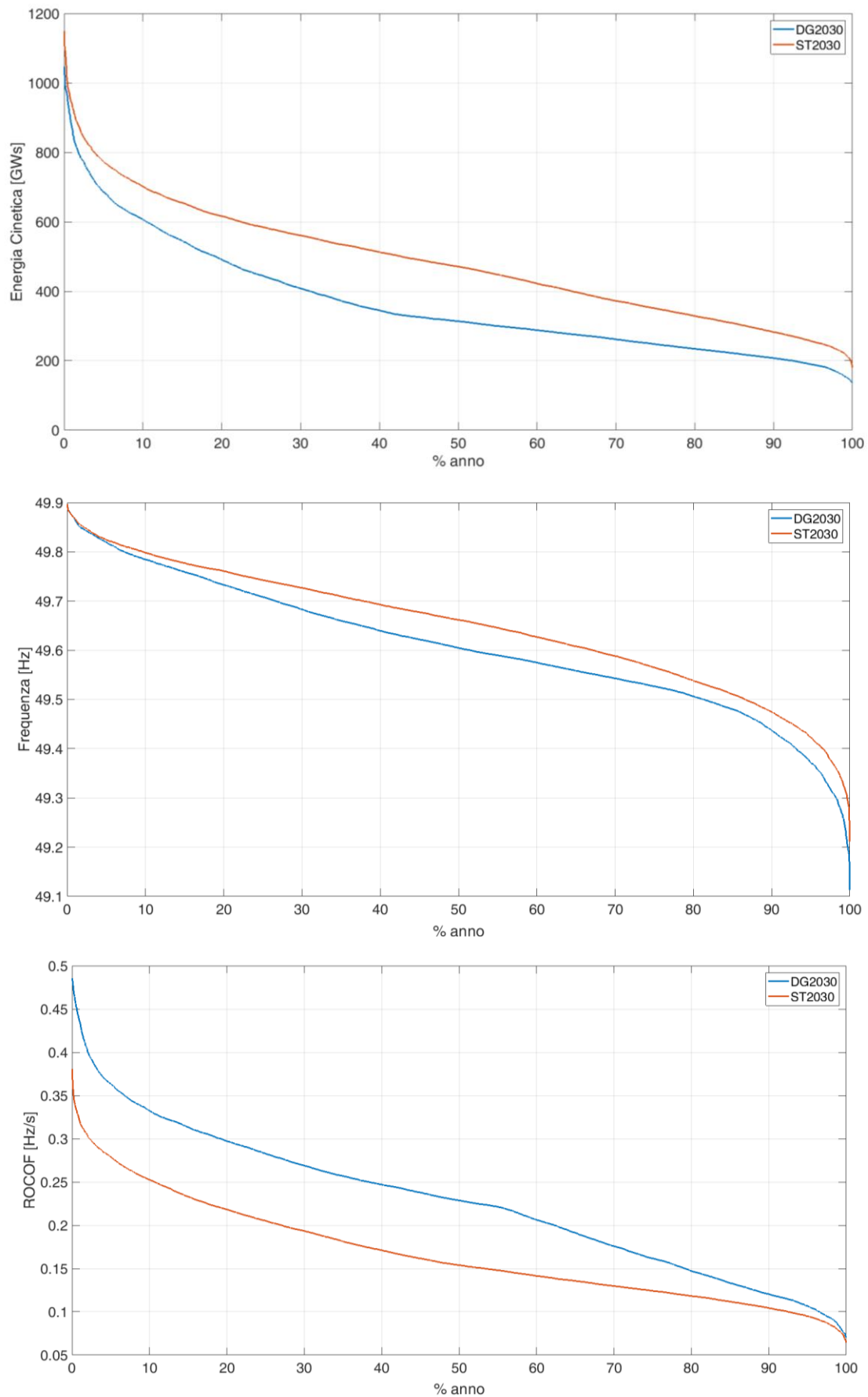
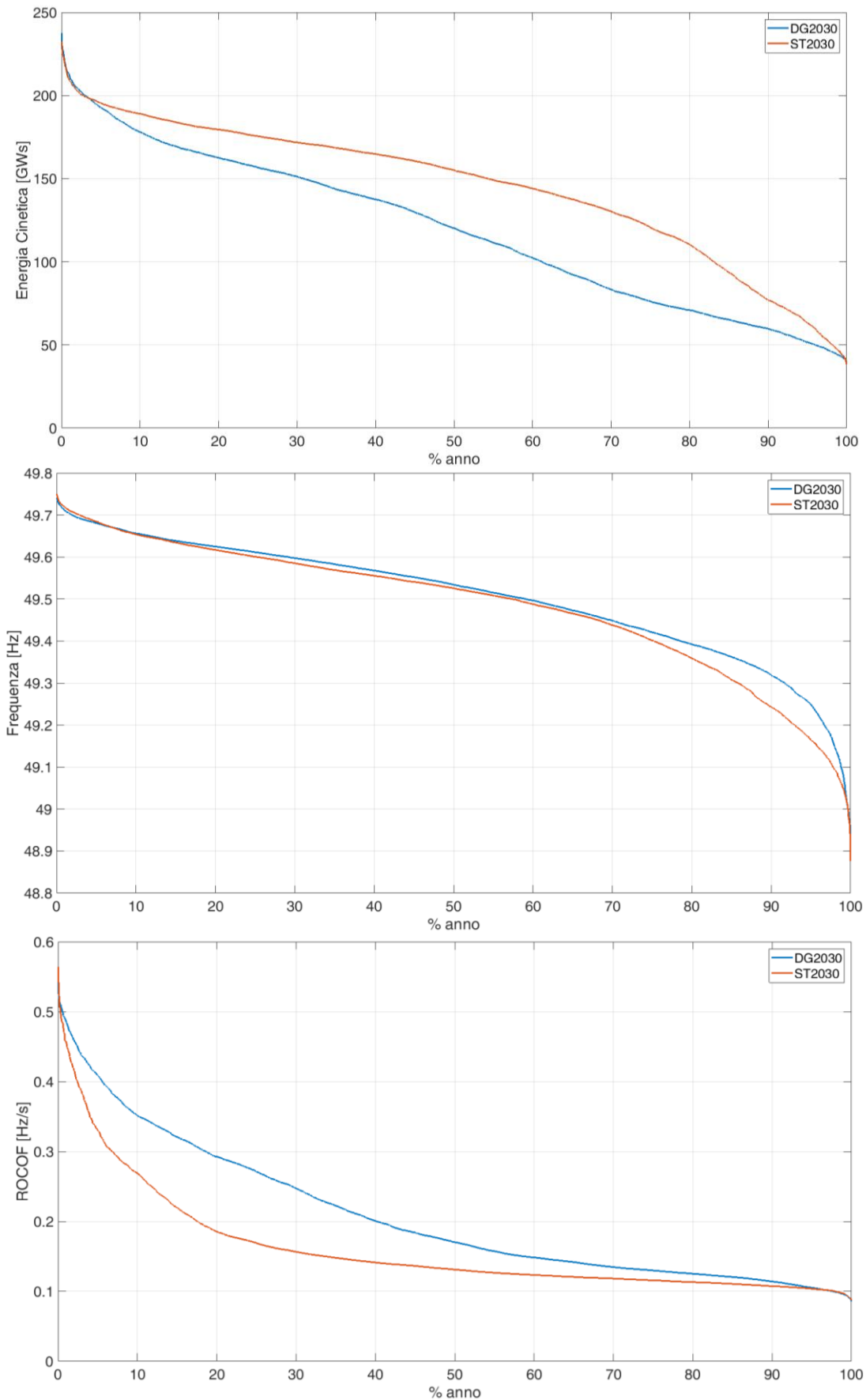


Figura 136 Sistema Italia - Curva di durata dell'energia cinetica, Frequenza di nadir e ROCOF per gli scenari ST e DG2030 (fonte: dati ENTSO-E, TYNDP - simulazioni Politecnico Torino, Terna, 2018)



4.3. QUALITÀ, SICUREZZA E RESILIENZA

4.3.1. Interventi di incremento sicurezza, qualità e resilienza

Il sistema elettrico di trasmissione può definirsi sicuro quando il suo funzionamento è garantito anche rispetto al "criterio N-1": a fronte di guasti di singoli componenti di rete, il sistema deve permanere nello stato normale (ante guasto) oppure evolvere in uno stato di allerta che non presenti né violazioni dei limiti operativi fissati nel Codice di rete né disalimentazione del carico.

Il potenziamento di asset esistenti e la realizzazione di nuovi interventi di sviluppo, unitamente alla normale attività di esercizio e mantenimento della rete, contribuiscono a garantire che la condizione illustrata in precedenza sia soddisfatta ed a tale scopo sono finalizzati gli interventi riportati in Figura 137.

Sono inoltre previste numerose attività, nell'ambito del Piano di Sviluppo, finalizzate ad assicurare un livello adeguato di sicurezza anche attraverso la rimozione dei vincoli di esercizio; rientrano in questa casistica gli interventi che interessano:

- vincoli di esercizio sulla rete che non garantiscono, in determinate condizioni di carico e produzione o in occasione di indisponibilità per manutenzione, la sicurezza e continuità del servizio (Figura 138);
- elettrodotti in AT a più di due estremi, ossia linee sulle quali sono presenti una o più derivazioni rigide (Figura 139).

Sempre nell'ambito di un processo volto a garantire un continuo miglioramento della sicurezza e continuità del servizio di trasmissione, anche a fronte di un processo di cambiamento climatico che potrebbe rendere più frequente il verificarsi di condizioni ambientali estreme, si propone una prima serie di interventi (atti a ridurre tempi di "Ripristino"⁴⁸, intesi come la capacità del gestore di rete di rialimentare quanto più velocemente possibile gli utenti disalimentati a seguito del manifestarsi di un evento severo (ad esempio: forte nevicata o esondazione); tali interventi si basano sostanzialmente sull'installazione di dispositivi controllati da remoto, in particolare presso impianti che non godono di soluzioni di connessione ad oggi ottimali (Figura 140).

⁴⁸ Ripristino: capacità del gestore di rete di rialimentare quanto più velocemente possibile gli utenti disalimentati a seguito del

Alla medesima finalità concorrono anche gli interventi che consistono nella:

- installazione di sezionatori motorizzati lungo linea (di cui alla Figura 142)
- adeguamento di stazioni esistenti con congiuntori sbarre (di cui alla Figura 141).

Ulteriore elemento oggetto di attento monitoraggio da parte dello stesso gestore di rete è la qualità del servizio. Come descritto nel capitolo 2, la qualità, a sua volta, può essere definita in relazione al livello di continuità garantita (misurata a livello di pianificazione come rischio di energia non fornita), ma anche attraverso una serie di caratteristiche descritte nello stesso Codice di rete e di seguito riportate:

- variazione di frequenza e tensione;
- buchi di tensione;
- distorsione armonica, fluttuazione della tensione a breve e a lungo termine (flicker).

Infatti, la corretta gestione del sistema elettrico nel suo complesso impone che, rispetto al fabbisogno previsto, oltre ad un'adeguata riserva di potenza attiva di generazione, sia programmato anche un sufficiente margine di potenza reattiva disponibile, sia in immissione che in assorbimento. Concorrono al raggiungimento di adeguati margini di sicurezza, gli interventi di cui alle t

A tal proposito, anche al fine di migliorare la qualità del servizio, l'utilizzo di apparecchiature di tipo FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission System*) incrementerebbe la controllabilità e la capacità di trasmissione delle reti elettriche.

Infine, per sfruttare al meglio la capacità di trasmissione della rete esistente e per ottenere minori perdite di trasporto, è opportuno che la potenza reattiva sia prodotta il più possibile vicino ai centri di consumo. A tal fine è prevista una serie di interventi di installazione dei nuovi condensatori (batterie da 54 MVAR) e si prevede l'inserimento della nuova potenza reattiva sul livello di tensione 150 o 132 kV negli impianti riportati in Figura 143 e Figura 144.

manifestarsi di un evento severo (ad esempio: forte nevicata o esondazione).

Figura 137 Potenziamento asset esistenti/ Realizzazione nuovi asset

Codice intervento	Area	Intervento	Obiettivi intervento						
			Integrazione FER	Qualità del servizio	Interconnessioni	Risoluzione congestioni	Connessione RTN	Resilienza	Integrazione RFI
104-P	NORD	Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia		●		●			
10-P	NORD-OVEST	Rinforzi 132 kV Area Metropolitana di Genova		●					●
115-P	NORD	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e Stazione 220 kV di Musocco		●		●			
116-P	NORD	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	●	●					
126-P	NORD	Stazione 380 kV Magenta		●					
13-P	NORD-OVEST	Potenziamento rete 132 kV tra Novara e Biella	●	●					
206-P	NORD-EST	Stazione 380kV Volpago		●	●	●		●	
215-P	NORD-EST	Riassetto Alto Bellunese	●	●				●	
237-P	NORD-EST	Stazione 220 kV di Schio		●				●	
306-P	CENTRO-NORD	Riassetto rete 380 kV e 132kV area di Lucca		●				●	●
309-P	CENTRO-NORD	Elettrodotto 132 kV Elba - Continente		●		●			
317-P	CENTRO-NORD	Rete metropolitana Firenze		●					
326-P	CENTRO-NORD	Riassetto rete AT a Nord di Bologna		●				●	●
404-P	CENTRO	Riassetto area metropolitana di Roma		●					
417-P	CENTRO	Stazione 150 kV Celano		●				●	
420-P	CENTRO	Riassetto rete Teramo - Pescara		●				●	
504-P	SUD	Riassetto rete AT penisola Sorrentina		●					
8-P	NORD-OVEST	Rimozione limitazioni rete 380kV area Nord-Ovest		●	●	●			
511-P	SUD	Stazione 380 kV S.Sofia		●				●	
514-P	SUD	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli		●					
516-P	SUD	Interconnessione a 150 kV delle isole campane		●			●		
603-P	SICILIA	Elettrodotto 380 kV Paternò - Pantano - Priolo	●	●		●			
608-P	SICILIA	Riassetto area metropolitana di Palermo		●					
611-P	SICILIA	Interventi sulla rete AT nell'area di Catania		●					
6-P	NORD-OVEST	Razionalizzazione rete 220 e 132 kV Provincia di Torino		●					
704-P	SARDEGNA	Elettrodotto 150 kV Taloro - Goni		●				●	
707-P	SARDEGNA	Elettrodotto 150 kV S.Teresa - Buddusò	●	●					
710-P	SARDEGNA	Potenziamento rete AT in Gallura		●					

Figura 138 Aree di intervento per vincoli di esercizio in caso di manutenzione

<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> Driver di Piano </div>		Qualità, Sicurezza e Resilienza Aree di intervento per vincoli di esercizio in caso di manutenzione			
		Area territoriale	Impianto RTN interessato	Tensione [kV]	Intervento di sviluppo proposto nei Piani precedenti
Torino		Rosone AEM - Grugliasco	220	Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella e opere di razionalizzazione associate	4-P
		Grugliasco - Sangone	220	Riassetto 220 kV e 132 kV Provincia di Torino	6-P
		Trino Nuc. - Balzola	220	Soluzione allo studio	n.a.
		Pallanzeno - Magenta	220	Stazione 380 kV Magenta	126-P
		Camporosso - Campochiesa	220	Interconnessione Italia - Francia	3-P
		Campochiesa - Vado	220	Interconnessione Italia - Francia	3-P
Milano		Mese - Gravedona - Breccia	132	Stazione 380 kV Mese	127-P
		Ardenno - Zogno	132	Soluzione allo studio	n.a.
Venezia		Scorzè - Malcontenta	220	Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova	203-P
		Soverzene - Vellai	220	Razionalizzazione rete media valle del Piave	216-P
Firenze		S. Barbara - Montevarchi e Arezzo C. - La Penna	132	Rete AT di Arezzo	305-P
		Rubiera - Casalgrande	132	Rete AT di Modena	323-P
Roma		Fano - Montelabbate	132	Anello AT Riccione - Rimini	319-P
		Villanova - Ortona	150	Elettrodotto 150 kV Portocannone - S. Salvo ZI e nuovo smistamento	405-P
Cagliari		Area Nord Est compresa tra le linee: Viddalba - Tergu, Codrongianos - Tula, Codrongianos - Chilivani e Taloro - Nuoro 2	150	Elettrodotto 150 kV "SE S. Teresa - Buddusò" e potenziamento rete AT in Gallura	707-P

Figura 139 Aree di intervento caratterizzate dalla presenza di linee in derivazione rigida

<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-right: 10px;"> Driver di Piano </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;"> Qualità, Sicurezza e Resilienza Aree di intervento caratterizzate dalla presenza di linee in derivazione rigida </div> </div>				
Area territoriale	Impianto RTN interessato	Tensione [kV]	Intervento di sviluppo proposto nei Piani precedenti	Codice Intervento
Torino	Savona - Vado Ligure - der. Sarpom Quiliano	132	Soluzione allo studio	n.a.
	S. Rocco - Robilante - der. Italcementi	132	Soluzione allo studio	n.a.
Milano	Glorenza - Villa di Tirano - der. Premadio	220	Elettrodotto 220 kV Glorenza - Tirano - der. Premadio	106-P
	Cislago - Meda - Mariano	132	Riassetto rete AT area Como	120-P
	Biassono - der. Sovico - Desio	132	Elettrodotto 132 kV "Biassono - Desio"	111-P
	La Casella - der. Arena - der. Copiano - Pavia Est	132	Riassetto rete 132 kV tra La Casella e Castelnuovo	108-P
Venezia	Bussolengo - Marcaria der. Air Liquide	220	Soluzione allo studio	n.a.
	Vellai - der. Cavilla - der. Vicenza - Cittadella	220	Soluzione allo studio	n.a.
	Glorenza - Castelbello - der. Lasa	132	Stazione 220 kV Glorenza	238-P
	Vicenza - Acc. Beltrame der. Acc. Valbruna	220	Soluzione allo studio	n.a.
	Udine N.E. - Redipuglia der. ABS	220	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	207-P
	Castelfranco CP - der. Cem Rossi - Quero	132	Soluzione allo studio	n.a.
	Castelfranco - der. Castelfranco - der. Tombolo - C. Sampiero	132	Elettrodotto 132 kV Castelfranco - Tombolo	244-P
Firenze	Piancastagnaio 2 - Acquapendente - der. Piancastagnaio 3	132	Elettrodotto 132 kV Grosseto FS - Orbetello FS	311-P
Roma	der. S. Lucia di Mentana	150	Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma	409-P
	der. Unicem	150	Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma	409-P
	Chiusi - Pietrafitta - der. Vetriere Piegaresi	132	Razionalizzazione rete AT in Umbria	421-P
	Acquoria - Arci - der. Trelleborg	150	Riassetto area di Tivoli	439-P
	S. Rita - C. di Carne - der. Avir	150	Riassetto rete AT Roma Sud - Latina - Garigliano	418-P
	CP Casoli - CP Atessa ZI - der. A. S. Angelo	150	Rimozione derivazione rigida S. Angelo	433-P
Napoli	Albi - Catanzaro - der. Magisano CP	150	Soluzione allo studio	n.a.
Palermo	Vittoria - Gela - der. Dirillo	150	Interventi sulla rete AT nell'area di Ragusa	613-P
	Castel di Lucio - Troina CP - der. Serra Marrocco	150	Rimozione derivazione rigida SE 150 kV Castel di Lucio	614-P

Figura 140 Dispositivi di sezionamento automatizzato

Driver di Piano		Qualità, Sicurezza e Resilienza Dispositivi di sezionamento automatizzato		
Area territoriale	Impianto interessato	Tipologia	Tensione [kV]	Codice intervento
Torino	Deltacogne	Utente	132	718-P
Torino	Duferdofin	Utente	132	718-P
Torino	Ars. Marina Militare	Utente	132	718-P
Torino	GNL Panigalia	Utente	132	718-P
Torino	Plastipack	Utente	132	718-P
Torino	Ocava	Utente	132	7-P
Torino	COLACEM	Utente	132	719-P
Torino	Acc. Metalfar Erba	Utente	132	719-P
Torino	Signayes	Utente	132	25-P
Torino	Praoil Ponte Pietra a Pollein	Utente	132	25-P
Torino	Comital	Utente	132	718-P
Milano	Acciaierie CALVISANO	Utente	132	719-P
Milano	Frati	Utente	132	719-P
Milano	Sia	Utente	132	719-P
Milano	Comabbio holcim	Utente	132	719-P
Milano	Whirlpool	Utente	132	719-P
Milano	ORI martin	Utente	132	114-P
Milano	I.R.O.	Utente	132	116-P
Milano	Valsabbia	Utente	132	116-P
Padova	Marostica	Cabina Primaria	132	247-P
Padova	Campolongo	Cabina Primaria	132	215-P
Padova	S. Benedetto	Utente	132	206-P
Padova	Sesto al Reghena	Cabina Primaria	132	213-P
Padova	Costalunga	Cabina Primaria	132	247-P
Padova	Tregnago	Cabina Primaria	132	247-P
Firenze	Cailungo	Cabina Primaria	132	337-P
Firenze	Carteria Castelnuovo	Utente	132	344-P
Firenze	Castelnuovo Garfagnana	Cabina Primaria	132	344-P
Firenze	Fabbriche	Cabina Primaria	132	344-P
Firenze	Copparo	Cabina Primaria	132	344-P
Firenze	Grizzana RT	Cabina Primaria	132	342-P
Firenze	Roncobilaccio	Cabina Primaria	132	302-P
Firenze	Firenzuola	Cabina Primaria	132	302-P
Firenze	Vaiano RT (2)	Utente	132	302-P
Roma	Acea Orte	Utente	132	720-P
Napoli	Pozzuoli	Cabina Primaria	60	721-P
Napoli	Cava dei Tirreni	Cabina Primaria	60	721-P
Napoli	Cava dei Tirreni RFI	Utente	60	721-P
Napoli	Acquedotto S. Marino	Utente	60	721-P
Napoli	AQP Camastra	Utente	150	721-P
Napoli	Acquedotto S. Felice	Utente	60	721-P
Napoli	Laminazione sottile	Utente	60	721-P

Figura 142 Installazione sezionatori motorizzati per incremento flessibilità di esercizio

Driver di Piano

Qualità, Sicurezza e Resilienza
Installazione sezionatori motorizzati per incremento flessibilità di esercizio

Area Territoriale	Impianto interessato	Tipologia	Tensione (kV)	Codice intervento
Roma	Monte S. Giusto – Civitanova	Magliatura RTN	132	720-P
Roma	Porto S. Elpidio – Colmarino	Magliatura RTN	132	720-P
Roma	Rosara – Porto D'Ascoli	Magliatura RTN	132	720-P
Roma	S.Omero – Alba Adriatica	Magliatura RTN	132	720-P
Roma	Giulianova – Roseto	Magliatura RTN	132	720-P
Roma	Ortona – Lanciano	Magliatura RTN	150	720-P
Roma	Lanciano – Vasto	Magliatura RTN	150	720-P
Roma	Montorio – Candia cd Rosara, Abbadia	Magliatura RTN	220	720-P
Napoli	S.Valentino – Salerno N	Magliatura RTN	60	721-P
Napoli	Tusciano – Salerno Nord	Magliatura RTN	60	721-P
Napoli	Salerno Nord – Nocera	Magliatura RTN	60	721-P

Figura 141 Adeguamento stazioni con congiuntori sbarre

Driver di Piano

Qualità, Sicurezza e Resilienza
Adeguamento stazioni con congiuntori sbarre

Area Territoriale	Impianto interessato	Tipologia	Tensione (kV)	Codice intervento
Padova	Spinea RT	Utente	132	248-P
Padova	Verona RT	Utente	132	248-P
Padova	Bolzano RT	Utente	132	248-P
Padova	Conegliano RT	Utente	132	248-P
Firenze	Grosseto RT	Utente	132	347-P
Firenze	Chiusi RT	Utente	132	347-P

Figura 143 Installazione nuovi condensatori (batterie da 54 MVar)

Driver di Piano		Qualità, Sicurezza e Resilienza Installazione nuovi condensatori (batterie da 54 MVar)									
		Codice Intervento	Area	Intervento	Obiettivi Intervento						
					Integraz. FER	Qualità Servizio	Interconnessioni	Risoluz. congest.	Connessione RTN	Resilienza	Integraz. RFI
335-P	CENTRO-NORD	Inserimento nuova potenza reattiva (150 o 132 kV) - Stazione Colunga (BO)		●							
430-P	CENTRO	Inserimento nuova potenza reattiva (150 o 132 kV) - Stazione Cappuccini (PG)		●							
308-P	CENTRO-NORD	Inserimento nuova potenza reattiva (150 o 132 kV) - Nuova Stazione 132 kV di Collesalveti (LI)		●							

Figura 144 Installazione nuovi reattori - livello di tensione 400 e 220 kV

Driver di Piano		Qualità, Sicurezza e Resilienza Installazione nuovi reattori – livello di tensione 380 e 220 kV			
		Reattore	Tensione (kV)	Potenza (MVar)	Scala di Priorità
	Turbigo	380 kV	258 MVar	Media	
	Glorenza	220 kV	100 MVar	Alta/Media	
	Pianezza	220 kV	70 MVar	Media	
	Tirano	150 kV	100 MVar	Media	

A tal fine, per rispondere ad esigenze legate alla sicurezza del sistema elettrico e quindi all'inerzia del sistema è prevista una serie di interventi di cui alla Figura 145.

Figura 145 Interventi programmati ai fini della sicurezza

Area Territoriale	Impianto	Tipologia	Tensione [kV]
Sud	Sdoppiamento sbarre presso la stazione di Laino	Stazione	400
Sud	Collegamento C.le Edipower e Brindisi Pignicelle	Collegamento	400
Sud	Compensatore sincrono presso la stazione di Garigliano, Maida, Matera, Manfredonia, Brindisi P.	Compensatori c.a. 2000 MVar	400
Centro	Compensatore sincrono presso la stazione di Villanova, Candia, Fano	Compensatori c.a. 1000 MVar	400
Sardegna	Compensatore sincrono presso la stazione di Selargius	Compensatori c.a. 500 MVar	400

4.4. DE-CARBONIZZAZIONE

4.4.1. Infrastrutture di rete per la produzione da fonte rinnovabile

Il D.Lgs 93/11, recependo la direttiva 2009/28/CE, ha previsto che nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale sia presente un'apposita sezione volta a definire gli interventi preventivi necessari per il pieno utilizzo dell'energia proveniente dalla produzione di impianti da fonti rinnovabili. Si riporta dunque di seguito una sintesi delle azioni di sviluppo definite nel presente Piano al fine di favorire la piena integrazione della produzione da fonti rinnovabili nel sistema elettrico nazionale.

Tutti gli interventi sono descritti in questo volume e nel documento "Avanzamento Piani Precedenti", che riportano, rispettivamente, il dettaglio dei nuovi interventi e lo stato di avanzamento di quelli già pianificati.

4.4.1.1. Esigenze di sviluppo della rete di trasmissione in AAT ed AT

Le analisi di rete condotte al fine di favorire l'utilizzo e lo sviluppo della produzione da fonte rinnovabile hanno portato ad individuare interventi sia sulla rete di trasmissione primaria 400 – 220 kV, sia sulla rete in alta tensione di sub-trasmissione a 150 – 132 kV.

In Figura 146 riportano schematicamente i principali interventi di sviluppo che interessano la rete 400 kV, mentre in Figura 147 sono elencati i principali interventi su rete primaria.

Gli interventi di sviluppo della rete di trasmissione riguardano molte delle regioni italiane e prevedono principalmente la realizzazione di nuove stazioni di raccolta e trasformazione 400/150 kV e nuove stazioni di smistamento 150 – 132 kV. Sono altresì previsti potenziamenti di porzioni di rete e riassetti locali, spesso connessi all'inserimento sulla rete primaria delle nuove stazioni di raccolta.

Nelle figure seguenti sono schematicamente rappresentati i principali interventi finalizzati all'integrazione della produzione da fonte rinnovabile sia sulla rete AAT e AT suddivise per macroaree del sistema elettrico italiano.

Figura 146 Principali interventi finalizzati alla maggior produzione da fonte rinnovabile (FER) sulla rete AAT

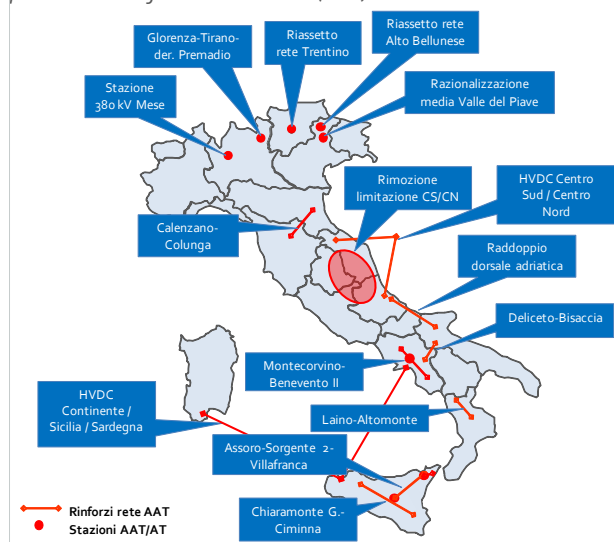


Figura 1.47 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione primaria 380-220 kV

Codice Intervento	Area	Intervento/Opera	Obiettivi Intervento						
			Integraz. FER	Qualità Servizio	Interconnessioni	Risoluz. congest.	Connessione RTN	Resilienza	Integraz. RFI
106-P	NORD	Elettrodotto 220kV Glorenza - Tirano - der Premadio	●			●			
116-P	NORD	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	●	●					
127-P	NORD	Stazione 380 kV Mese	●			●			
222-P	NORD-EST	Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	●	●		●		●	
236-P	NORD-EST	Stazione 220 kV Cardano	●	●				●	●
238-P	NORD-EST	Stazione 220 kV Glorenza	●	●				●	
249-P	NORD-EST	Stazione 220/132 kV S.Floriano	●	●				●	●
301-P	CENTRO-NORD/SARDEGNA	Sviluppo interconnessione Sardegna - Corsica - Italia	●	●	●	●			
302-P	CENTRO-NORD	Elettrodotto 380 kV Colunga - Calenzano	●	●				●	●
345-P	CENTRO-NORD	Stazione 380/132 kV Larderello	●			●			●
401-P	CENTRO	Interconnessione HVDC Italia - Montenegro	●	●	●	●			
402-P	CENTRO/SUD	Elettrodotto 380 kV Foggia - Villanova	●	●		●			
414-P	CENTRO	Stazione 380 kV Rotello	●	●					
432-P	CENTRO-NORD	Rimozione limitazioni sezione Centro Sud - Centro Nord	●	●		●			
436-P	CENTRO/CENTRO-NORD	HVDC Centro Sud - Centro Nord	●			●			
501-P	SUD	Elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi	●			●			
502-P	SUD	Elettrodotto 380 kV Foggia - Benevento	●			●			
505-P	SUD	Stazione 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	●			●			
506-P	SUD	Elettrodotto 380 kV Montecorvino - Avellino Nord - Benevento II	●	●		●			
510-P	SUD	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nel Sud	●	●					
538-P	SUD	Stazione 380/150 kV Deliceto	●						
539-P	SUD	Stazione 380/150 kV Galatina	●	●					
601-I	SICILIA	Nuova interconnessione Italia - Tunisia	●		●				
602-P	SICILIA	Elettrodotto 380 kV "Chiaromonte Gulfi - Ciminna"	●	●		●			
603-P	SICILIA	Elettrodotto 380 kV Paternò - Pantano - Priolo	●	●		●			
604-P	SICILIA	Elettrodotto a 380 kV Sorgente - Ciminna	●	●		●			
616-P	SICILIA	Stazione 380 kV Vizzini (ex S/E 380 kV Mineo)	●	●					
723-P	CENTRO-SUD/SARDEGNA/SICILIA	Collegamento HVDC Continente - Sicilia - Sardegna	●						

Figura 148 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione in AT (Area Sud)

Codice Intervento	Area	Intervento/Opera	Obiettivi Intervento						
			Integraz. FER	Qualità Servizio	Interconnessioni	Risoluz. congest.	Connessione RTN	Resilienza	Integraz. RFI
402-P	CENTRO/SUD	Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova	●	●		●			
501-P	SUD	Elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi	●			●			
502-P	SUD	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento	●			●			
503-P	SUD	Riassetto rete AT nell'area di Potenza	●	●					
505-P	SUD	Stazione 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	●			●			
506-P	SUD	Elettrodotto 380 kV Montecorvino - Avellino Nord - Benevento II	●	●		●			
509-P	SUD	Riassetto rete Nord Calabria	●	●		●			
510-P	SUD	Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nel Sud	●	●					
517-P	SUD	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Lazio e Campania	●	●					
518-P	SUD	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Campania	●						
519-P	SUD	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Puglia	●						
520-P	SUD	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Basilicata	●						
521-P	SUD	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Calabria	●						
522-P	SUD	Elettrodotto a 150 kV Castrocuoco - Maratea	●	●				●	
525-P	SUD	Rinforzi rete AT Calabria centrale ionica	●						
528-P	SUD	Elettrodotto 150 kV "Goletto - Avellino N."	●						
529-P	SUD	Raccordi a 150 kV Brindisi Sud	●						
531-P	SUD	Nuovo elettrodotto 150 kV "SSE Benevento FS - CP Benevento Ind."	●						
532-P	SUD	Interventi sulla rete AT nell'area tra le province di Potenza e Matera	●						
534-P	SUD	Direttrice 150 kV "SE Foggia - SSE Termoli"	●						
535-P	SUD	Interventi sulla rete AT per la raccolta di energia rinnovabile nell'area tra le province di Foggia e Barletta	●						
538-P	SUD	Stazione 380/150 kV Deliceto	●						
539-P	SUD	Stazione 380/150 kV Galatina	●	●					
540-P	SUD	Stazione 150 kV Tanagro	●	●					
723-P	CENTRO-SUD/SARDEGNA/SICILIA	Collegamento HVDC Continente - Sicilia - Sardegna	●						

Il Meridione è l'area geografica con il maggior potenziale dal punto di vista dell'installazione di nuova capacità rinnovabile, prevalentemente eolica e fotovoltaica: si prevede infatti che la capacità installata sia destinata a crescere ulteriormente nei prossimi anni.

Con l'obiettivo di garantire il pieno sfruttamento della generazione da Fonte Rinnovabile (FER), nell'area Sud sono stati pianificati numerosi e significativi sviluppi della rete (Figura 148).

Rivestono particolare importanza per l'integrazione FER gli interventi per la realizzazione di nuove Stazioni

Figura 149 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione in AT (Area Sardegna)

Driver di Piano		De-carbonizzazione		Obiettivi Intervento						
		Sviluppo produzione da FER – Interventi su rete di trasmissione in AT		Integraz. FER	Qualità Servizio	Interconnessioni	Risoluz. congest.	Connessione RTN	Resilienza	Integraz. RFI
Codice Intervento	Area	Intervento								
301-P	CENTRO-NORD/SARDEGNA	Sviluppo interconnessione Sardegna - Corsica - Italia		●	●	●	●			
706-P	SARDEGNA	Elettrodotto 150 kV Fiumesanto - Porto Torres		●	●					
707-P	SARDEGNA	Elettrodotto 150 kV S.Teresa - Buddusò		●	●					
708-P	SARDEGNA	Nuovo elettrodotto 150 kV Selargius - Goni		●	●					
723-P	CENTRO-SUD/SARDEGNA/ SICILIA	Collegamento HVDC Continente - Sicilia - Sardegna		●						

380/150 kV e relativi rinforzi su rete AAT e AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nell'area tra Foggia e Benevento.

In Sardegna si evidenziano gli interventi inerenti il potenziamento della rete AT della Gallura, gli elettrodotti "S.Teresa – Tempio – Buddusò", "Selargius – Goni", "Taloro – Bono – Buddusò" (Figura 149).

"Melilli – Caltanissetta", "Ciminna – Caltanissetta" e "Caltanissetta – Sorgente" (Figura 150)

Nel Centro Italia sono previsti interventi di potenziamento della rete AT per la raccolta ed evacuazione della produzione rinnovabile in Abruzzo, Lazio e Molise verso i centri di carico del Lazio e dell'area metropolitana di Roma.

Figura 150 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione in AT (Area Sicilia)

Driver di Piano		De-carbonizzazione		Obiettivi Intervento						
		Sviluppo produzione da FER – Interventi su rete di trasmissione in AT		Integraz. FER	Qualità Servizio	Interconnessioni	Risoluz. congest.	Connessione RTN	Resilienza	Integraz. RFI
Codice Intervento	Area	Intervento/Opera								
601-I	SICILIA	Nuova interconnessione Italia - Tunisia		●		●				
602-P	SICILIA	Elettrodotto 380 kV "Chiaromonte Gulfi - Ciminna"		●	●		●			
603-P	SICILIA	Elettrodotto 380 kV Paternò - Pantano - Priolo		●	●		●			
604-P	SICILIA	Elettrodotto a 380 kV Sorgente - Ciminna		●	●		●			
609-P	SICILIA	Interventi sulla rete AT per la raccolta di produzione rinnovabile in Sicilia		●	●					
614-P	SICILIA	Rimozione derivazione rigida SE 150 kV Castel di Lucio		●						
616-P	SICILIA	Stazione 380 kV Vizzini (ex S/E 380 kV Mineo)		●	●					
618-P	SICILIA	Interventi sulla rete AT nell'area sud orientale della Sicilia		●	●					
723-P	CENTRO-SUD/SARDEGNA/ SICILIA	Collegamento HVDC Continente - Sicilia - Sardegna		●						

Per il superamento delle limitazioni di trasporto in Sicilia si prevedono interventi puntuali di rimozione di componenti di rete limitanti e/o degradati per vetustà, da realizzare su vaste porzioni della rete AT, in particolare afferenti alle direttrici "Favara – Gela",

Si prevede inoltre, tra le stazioni elettriche di Pian della Speranza, Tavarnuzze e Larderello, il riassetto della rete AT per favorire la produzione di energia da fonte

Figura 151 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione in AT (Area Centro e Centro-Nord)

Driver di Piano		De-carbonizzazione Sviluppo produzione da FER – Interventi su rete di trasmissione in AT		Obiettivi Intervento					
				Integraz. FER	Qualità Servizio	Interconnessioni	Risoluz. congest.	Connessione RTN	Resilienza
Codice Intervento	Area	Intervento							
301-P	CENTRO-NORD/SARDEGNA	Sviluppo interconnessione Sardegna - Corsica - Italia		●	●	●	●		
302-P	CENTRO-NORD	Elettrodotto 380 kV Colunga - Calenzano		●	●			●	●
311-P	CENTRO-NORD	Elettrodotto 132 kV Grosseto FS - Orbetello FS		●	●		●		●
312-P	CENTRO-NORD	Elettrodotto 132 kV Pian della Speranza - Farinello - Larderello		●	●				
313-P	CENTRO-NORD	Elettrodotto 132kV Tavarnuzze - Larderello		●	●			●	
345-P	CENTRO-NORD	Stazione 380/132 kV Larderello		●			●		●
401-P	CENTRO	Interconnessione HVDC Italia - Montenegro		●	●	●	●		
402-P	CENTRO/SUD	Elettrodotto 380 kV Foggia - Villanova		●	●		●		
410-P	CENTRO	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Abruzzo e Molise		●					
411-P	CENTRO	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Abruzzo e Lazio		●	●			●	
412-P	CENTRO	Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Campania e Molise		●					
414-P	CENTRO	Stazione 380 kV Rotello		●	●				
432-P	CENTRO-NORD	Rimozione limitazioni sezione Centro Sud - Centro Nord		●	●		●		
436-P	CENTRO/CENTRO-NORD	HVDC Centro Sud - Centro Nord		●			●		

geotermica, utilizzata sia in copertura della richiesta locale sia in immissione sulla rete AAT (Figura 151).

Infine, nel Nord del Paese, gli interventi previsti sono volti a migliorare l'integrazione della produzione idroelettrica. In particolare, nell'area Nord-Est è prevista la realizzazione di nuove stazioni 380/220/132 kV per la raccolta della produzione e l'evacuazione

della stessa verso i centri di carico locali (Figura 153). Nel Nord – Ovest sono previsti il ripotenziamento della porzione di rete AT tra Novara e Biella e la razionalizzazione della rete 220 e 132 kV della Provincia di Torino, che permetteranno di migliorare lo sfruttamento delle risorse idriche presenti (Figura 152).

Figura 152 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione in AT (Area Nord e Nord-Ovest)

Driver di Piano		De-carbonizzazione Sviluppo produzione da FER – Interventi su rete di trasmissione in AT		Obiettivi Intervento					
				Integraz. FER	Qualità Servizio	Interconnessioni	Risoluz. congest.	Connessione RTN	Resilienza
Codice Intervento	Area	Intervento							
106-P	NORD	Elettrodotto 220kV Glorenza - Tirano - der Premadio		●			●		
116-P	NORD	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia		●	●				
127-P	NORD	Stazione 380 kV Mese		●			●		
13-P	NORD-OVEST	Potenziamento rete 132 kV tra Novara e Biella		●	●				
151-P	NORD	Elettrodotto 132 kV tra le stazioni di Stazzona e Verderio		●	●		●		

Figura 153 Sviluppo produzione da FER - Interventi su rete di trasmissione in AT (Area Nord-Est)

Codice Intervento	Area	Intervento	Obiettivi Intervento						
			Integraz. FER	Qualità Servizio	Interconnessioni	Risoluz. congest.	Connessi one RTN	Resilienza	Integraz. RFI
215-P	NORD-EST	Riassetto Alto Bellunese	●	●				●	
216-P	NORD-EST	Razionalizzazione rete Media Valle del Piave	●	●		●		●	
220-P	NORD-EST	Razionalizzazione rete AT nell'area di S.Massenza	●	●			●	●	
221-P	NORD-EST	Razionalizzazione 132 kV Trento Sud	●	●			●	●	
222-P	NORD-EST	Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige	●	●		●		●	
236-P	NORD-EST	Stazione 220 kV Cardano	●	●				●	●
238-P	NORD-EST	Stazione 220 kV Glorenza	●	●				●	
240-P	NORD-EST	Stazione Bressanone	●	●				●	●
245-P	NORD-EST	Diretrice 132 kV Terme di Brennero - Bolzano FS - Mori	●	●				●	●
249-P	NORD-EST	Stazione 220/132 kV S.Floriano	●	●				●	●
250-P	NORD-EST	Riassetto rete Caneva	●	●					
251-P	NORD-EST	Stazione 132 kV Vipiteno	●	●					●

Driver di Piano
De-carbonizzazione
Sviluppo produzione da FER – Interventi su rete di trasmissione in AT

4.4.2. Integrazione FER - impianti di pompaggio idroelettrico

Il progressivo incremento di nuova capacità installata non programmabile, si accompagna in alcune porzioni di rete, a congestioni tali da rendere necessario ridurre la produzione rinnovabile (overgeneration); uno strumento atto a mitigare tale fenomeno è l'utilizzo degli impianti di accumulo.

Gli impianti di pompaggio, oltre a favorire lo sviluppo delle fonti intermittenti attraverso l'assorbimento dell'energia elettrica prodotta durante le ore solari e/o ad elevata ventosità, forniscono un importante contributo all'adeguatezza del sistema. Infatti, questi possono essere gestiti in modo tale da garantire la piena disponibilità degli invasi e quindi la massima capacità di potenza disponibile nelle ore di massimo fabbisogno di energia elettrica.

L'attuale parco è costituito da 22 impianti (Figura 154) con una potenza massima in assorbimento di circa 6,5 GW e 7,6 GW in produzione, con una capacità di stoccaggio di 53 GWh di cui l'84% riferita ai 6 impianti maggiori distribuiti su tutto il territorio italiano.

La produzione di energia elettrica di questi impianti è diminuita nell'ultimo decennio in ragione della diminuzione del differenziale di prezzo tra ore del

giorno e della notte (ovvero tra ore di picco e ore fuori picco); conseguentemente il loro ruolo e presenza sul mercato energia sono sensibilmente diminuiti (tipicamente la produzione da pompaggio è conveniente solo se il prezzo di vendita è > 1,4 volte costo di acquisto). Ciò nondimeno questi impianti costituiscono una risorsa strategica per il sistema elettrico nazionale.

La dislocazione prevalentemente al Nord degli impianti di pompaggio ne limita l'utilizzo per la risoluzione delle criticità di sistema ed overgeneration generate dagli impianti rinnovabili localizzati prevalentemente nel sud Italia e nelle isole.

Gli impianti rinnovabili, infatti, sono stati installati in siti meteorologicamente idonei alla produzione eolica o solare, ovvero nel sud del paese dove la magliatura delle reti è storicamente meno sviluppata. Tale situazione ha determinato le cosiddette congestioni "locali".

Inoltre, il progressivo incremento di impianti da fonte rinnovabile intermittenti, aumenta la necessità di risorse in riserva, nelle ore di massima produzione da FER, e di bilanciamento, nelle ore caratterizzate da elevata discontinuità di produzione da FER (e.g. copertura della punta serale).

Gli impianti di pompaggio, quindi, presentano oggi caratteristiche tecniche complementari agli impianti rinnovabili in quanto:

- rappresentano la sola risorsa disponibile per lo stoccaggio di energia in grande scala, con possibilità di assorbimento in ore solari o ad elevata ventosità;
- presentano elevate caratteristiche di flessibilità, data la capacità di modificare in tempi rapidissimi produzione e assorbimento, anche mediante passaggi di funzionamento da cui la possibilità di prestare servizi di riserva pronta e bilanciamento;
- presentano elevate capacità di regolazione di frequenza e di tensione.

Gli impianti di pompaggio sono inoltre asserviti ai sistemi di difesa per la mitigazione dell'impatto di eventi rilevanti che possono interessare il sistema elettrico e inoltre supportano la riaccensione del sistema data la possibilità di prestare il servizio di black start⁴⁹.

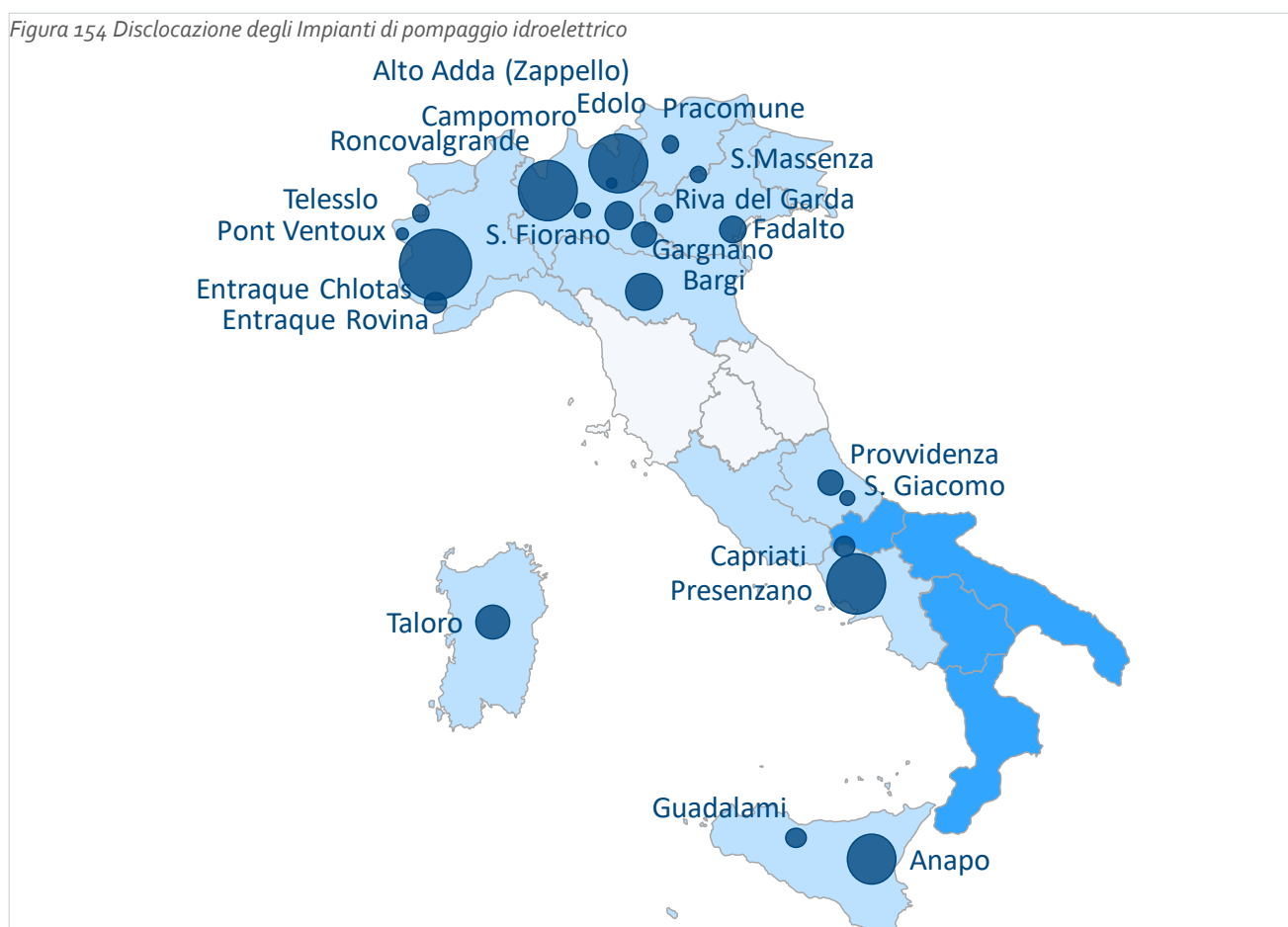
Gli attuali impianti di pompaggio sono prevalentemente utilizzati nell'ambito dei servizi di dispacciamento, che vengono approvvigionati da Terna sull'omonimo Mercato (MSD), per la gestione in sicurezza del sistema elettrico.

L'evoluzione attesa del sistema elettrico, caratterizzato dall'ulteriore sviluppo delle rinnovabili, come confermato nello scenario PNEC, renderà necessario lo sviluppo di sistemi di accumulo e di impianti di pompaggio in particolare.

Gli impianti di pompaggio – che rispetto ai sistemi di accumulo elettrochimico sono dotati di una maggiore (più prolungata) capacità di stoccaggio dell'energia – dovranno offrire un contributo per:

- la gestione dei periodi di overgeneration, in cui la produzione rinnovabile eccede il fabbisogno e deve quindi essere accumulata per evitarne il taglio;

Figura 154 Disclocazione degli Impianti di pompaggio idroelettrico



⁴⁹ Avviamento autonomo anche con tensione della rete afferente pari a zero (condizione di black out)

- la gestione delle rampe del cosiddetto carico residuo (differenza tra domanda e produzione da fonti non programmabili) che saranno sempre più severe in ragione della forte penetrazione del fotovoltaico, in particolar modo nelle ore serali;
- la riduzione nel sistema elettrico di potenza regolante (in termini di tensione, frequenza, contributo all'inerzia e al potere di corto circuito) in ragione della minore presenza in servizio di impianti programmabili;
- l'adeguatezza del sistema, nelle ore di minore disponibilità di risorse naturali e di maggior fabbisogno di energia.

Il territorio Italiano, date le caratteristiche geomorfologiche, presenta importanti bacini idrografici in tutte le regioni idonei a ospitare nuovi impianti di accumulo idroelettrico.

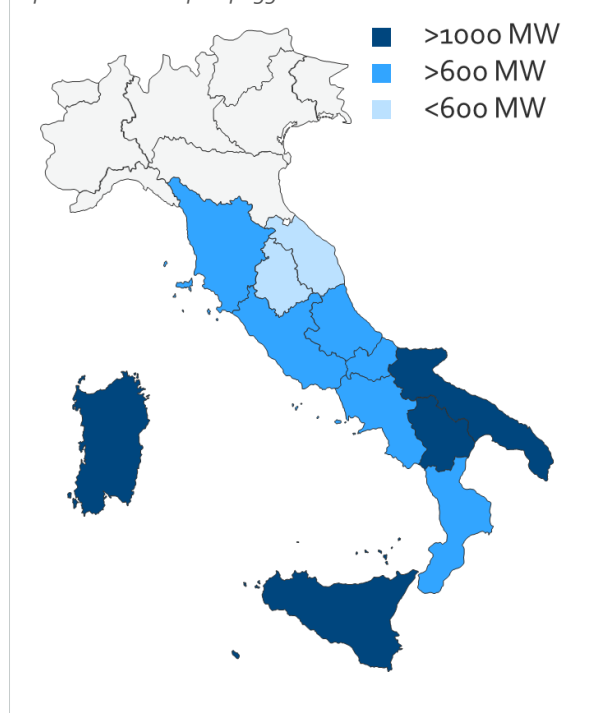
Tali bacini idrografici, alcuni dei quali asserviti al Servizio Idrico Integrato (SII), potrebbero essere convertiti in impianti di pompaggio idroelettrico attraverso opportuni interventi di adeguamento.

Molti dei bacini asserviti al SII risultano oggi sotto-utilizzati a causa di limitazioni nei parametri di esercizio per il progressivo deterioramento delle condizioni di sicurezza dovute al ritardo o alla mancanza di investimenti.

Tali bacini, tipicamente asserviti al ciclo idrico per l'approvvigionamento di acqua per usi civili, irrigui e industriali, potrebbero venire integrati da impianti di pompaggio per l'utilizzo delle capacità residue, ad esempio attraverso la creazione di una vasca a monte dell'invaso esistente, in modo tale da non interferire con gli usi in atto, oppure attraverso il collegamento tramite una condotta di due invasi esistenti, in tal caso rendendo necessaria una gestione integrata dei bacini con altri gestori.

In particolare, con riferimento agli impianti di pompaggio, sulla base di uno studio ISMES 2010, sono state identificate le potenzialità nelle aree sopra citate e rappresentate nella Figura 155.

Figura 155 Potenziale di accumulo di energia tramite nuovi impianti elettrici a pompaggio



4.5. MARKET EFFICIENCY

Il presente paragrafo è dedicato all'individuazione degli interventi finalizzati all'integrazione dei mercati dell'energia.

Con la Delibera 884 del 2017 l'Autorità ha richiesto a Terna di redigere un Rapporto di identificazione delle capacità obiettivo per sezioni di rete significative del sistema di trasmissione nazionale. Tali capacità di trasporto aggiuntivo rappresentano l'obiettivo a cui il gestore deve tendere per uno sviluppo efficiente della rete.

I valori della capacità obiettivo sono stati deliberati dall'Autorità con successiva Deliberazione 698/2018/R/EEL del 20 Dicembre 2018.

4.5.1. Interventi per la riduzione delle congestioni

4.5.1.1. Interventi per la riduzione delle congestioni interzonali

In conformità a quanto previsto dalla Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento, Terna è tenuta a rinforzare la rete interna di trasmissione per consentire il miglior utilizzo del parco produttivo nazionale e ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali.

In particolare, sulla base dell'analisi dei segnali provenienti dai mercati dell'energia (cfr. paragrafo 2.9.2), è prevista la realizzazione di alcuni interventi ai

fini dello sviluppo della capacità di scambio interzonale (Figura 156).

La sezione **Centro Nord-Centro Sud** conferma un numero significativo di ore di congestione nel medio/lungo termine in conseguenza soprattutto della riduzione dei vincoli di rete sulle sezioni Sud-Centro Sud e della disponibilità di nuova FER. Si conferma pertanto la necessità di rinforzare tale sezione attraverso la realizzazione di interventi di rimozione limitazioni Centro Sud-Centro Nord (432-P) e di un nuovo HVDC Centro Sud-Centro Nord (436-P).

La sezione **Centro Sud-Sud** ha registrato una riduzione delle ore di congestione. Nonostante ciò, la zona Sud si conferma con il prezzo zonale più basso, potenzialmente in grado di esportare capacità produttiva efficiente. Al fine di incrementare la capacità di trasporto e ridurre la rendita di congestione in tale sezione, ancora significativa, è prevista la realizzazione dei progetti:

- 400 kV "Foggia-Villanova" (402-P) e 400 kV "Deliceto-Bisaccia" (505-P), anche funzionali a ridurre i vincoli di produzione per Foggia e Brindisi ed a favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili al Sud;
- 400 kV "Montecorvino-Avellino-Benevento" (506-P) anche funzionale a ridurre i vincoli del polo di produzione di Rossano, oltre che a favorire la produzione degli impianti da fonti rinnovabili.

Figura 156 Interventi per la riduzione delle congestioni interzonali

Driver di Piano		Market Efficiency Interventi per la riduzione delle congestioni interzonali							
Codice Intervento	Area	Intervento	Obiettivi Intervento						
			Integraz. FER	Qualità Servizio	Interconnessioni	Risoluz. congest.	Connessione RTN	Resilienza	Integraz. RFI
302-P	Centro-Nord	Elettrodotto 400 kV "Calenzano – Colunga"	●	●		●		●	●
432-P	Centro-Nord/ Centro-Sud	Interventi di rimozione limitazioni Centro Sud – Centro Nord	●	●		●			
402-P	Centro-Sud /Sud	Elettrodotto 400 kV "Foggia – Villanova"	●	●		●			
505-P	Centro-Sud /Sud	Elettrodotto 400 kV "Deliceto – Bisaccia"	●			●			
506-P	Centro-Sud /Sud	Elettrodotto 400 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II	●	●		●			
509-P	Sud	Riassetto rete nord Calabria	●	●		●			
723-P	Centro-Sud/ Sicilia/ Sardegna	Interventi per incremento capacità di scambio tra Continente-Sicilia e Sardegna	●			●			

La sezione **Rossano-Sud** è interessata dalla realizzazione del "Riassetto rete Nord Calabria" (509-P) che contribuisce alla riduzione dei vincoli per il polo di produzione di Rossano e per la produzione da fonti rinnovabili in Calabria. Infine, in relazione agli scenari a elevata penetrazione FER, è stata prevista la realizzazione di un nuovo collegamento per rinforzare la capacità di scambio tra Continente – Sicilia e Sardegna (723-P).

4.5.1.2. *Interventi per la riduzione delle congestioni intrazonali*

In conformità a quanto previsto dalla Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento, Terna è tenuta a deliberare gli interventi volti ad assicurare l'efficienza e lo sviluppo del sistema di trasmissione dell'energia elettrica nel territorio nazionale.

In questo contesto, sono stati pianificati interventi funzionali a garantire il superamento delle congestioni all'interno delle zone di mercato al fine di rendere la produzione più efficiente e rendere disponibili maggiori risorse nel mercato dei servizi di dispacciamento (Figura 157).

Dall'analisi dei segnali provenienti dai mercati per il servizio di dispacciamento (cfr. paragrafo 2.9.3), emerge sempre una necessità elevata di garantire interventi che consentano una riduzione degli oneri e delle movimentazioni in MSD ex-ante.

Per quanto concerne l'area Nord Ovest nel paese, sono stati pianificati gli interventi per consentire l'utilizzo della piena capacità di trasporto e di conseguenza il pieno sfruttamento in sicurezza dell'import dalla frontiera con la realizzazione delle attività funzionali

alla rimozione delle limitazioni rete 400 kV area Nord-Ovest (8 – P).

Nell'area Nord è stato pianificato un nuovo elettrodotto 400 kV tra Milano e Brescia (104 – P) nell'ottica di incrementare l'efficienza della rete elettrica e garantire un miglior dispacciamento della produzione elettrica della Lombardia.

L'area Nord Est del paese, dove è prevalente la presenza di rete 220 kV, presenta carenze infrastrutturali che richiedono di rinforzare la Rete di Trasmissione Nazionale con la razionalizzazione 400 kV fra Venezia e Padova (203 – P) al fine di migliorare la sicurezza di esercizio, la flessibilità e l'economicità del servizio della rete veneta.

Nella regione Siciliana è prevista la realizzazione dell'elettrodotto 400 kV "Chiaramonte Gulfi – Ciminna" (602 – P) finalizzato a creare migliori condizioni per il mercato elettrico e a migliorare la qualità e la continuità della fornitura dell'energia elettrica nell'area centrale della regione.

4.5.2. **Opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione**

In conformità 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, è tenuta a sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici degli altri Paesi al fine di garantire una maggiore sicurezza, tramite la possibilità di mutuo soccorso tra i sistemi interconnessi, e ridurre i costi di approvvigionamento

Figura 157 Interventi per la riduzione delle congestioni intrazonali

Codice Intervento	Area	Intervento	Obiettivi Intervento						
			Integraz. FER	Qualità Servizio	Interconnessioni	Risoluz. congest.	Connessioni RTN	Resilienza	Integraz. RFI
8-P	Nord-Ovest	Rimozione limitazioni rete 400 kV area Nord-Ovest	●	●	●	●			
104-P	Nord	Elettrodotto 400 kV tra Milano e Brescia		●		●			
203-P	Nord-Est	Razionalizzazione 400 kV fra Venezia e Padova		●		●	●		
602-P/604-P	Sicilia	Sviluppo rete primaria 400-220 kV in Sicilia	●	●		●			
603-P	Sicilia	Elettrodotto 400 kV "Paternò – Priolo"	●	●		●			

Figura 158 Sviluppo della capacità di interconnessione con l'estero

Intervento	Obiettivi Intervento						
	Integraz. FER	Qualità Servizio	Interconnessioni	Risoluz. congest.	Connessioni RTN	Resilienza	Integraz. RFI
Sviluppo della capacità di interconnessione – frontiera Nord (Francia, Austria, Slovenia)	●		●				
Sviluppo della capacità di interconnessione – frontiera con il Sud Est Europa (SEE)			●				
Sviluppo della capacità di interconnessione - Nord Africa	●		●				
Progetti previsti ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i., per ulteriore aumento della capacità di trasporto con l'estero - Interconnector finanziati da clienti finali			●				
Linee di interconnessione realizzate da soggetti privati ai sensi della normativa vigente (D.M. 21 Ottobre 2005 e Regolamento CE 714/2009)			●		●		

dell'energia elettrica attraverso l'accesso a mercati potenzialmente più vantaggiosi.

In particolare, dall'esame dei segnali provenienti dai mercati esteri (cfr. paragrafo 2.9) e degli scenari di evoluzione dei sistemi elettrici in Europa e nei Paesi limitrofi, lo sviluppo della capacità di interconnessione dell'Italia interessa (Figura 158): la frontiera Nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia), a fronte di un differenziale di prezzo che, in base alle previsioni attualmente disponibili, tenderà a mantenersi elevato.

In aggiunta a ciò, occorre anche considerare (Figura 158):

- lo sviluppo dei progetti previsti ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i., che prevede la realizzazione di un ulteriore aumento della capacità di trasporto con l'estero. La legge, infatti, introduce la tipologia degli interconnector finanziati da clienti finali (titolari di punti di prelievo con potenza superiore a 10 MW) ammessi a partecipare alle gare di selezione per il finanziamento di linee di interconnessione individuate, realizzate ed esercite, su mandato, da Terna.
- le linee di interconnessione realizzate da soggetti privati ai sensi della normativa vigente (D.M. 21 Ottobre 2005 e Regolamento CE 714/2009). La Concessione (art. 9) prescrive a Terna di tenere conto di tali progetti nella definizione delle linee di sviluppo, con particolare riferimento all'individuazione delle necessità di potenziamento della rete d'interconnessione con l'estero⁵⁰;

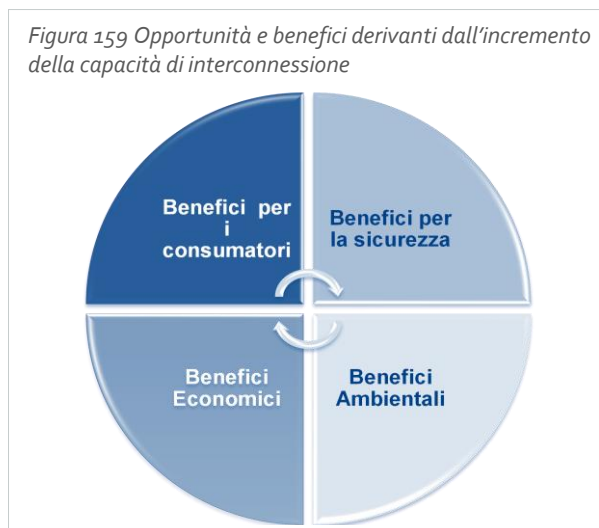
- lo sviluppo della capacità di interconnessione con il Nord Africa, di rilevanza strategica, che genererebbe benefici in Italia e Tunisia, fornendo uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa.

I potenziali benefici derivanti da un sistema energetico interconnesso prescindono un singolo obiettivo, ma trasversalmente contribuiscono al miglioramento complessivo del sistema elettrico (Figura 159).

In primis:

- i benefici per i consumatori: una maggiore integrazione del **mercato europeo**, permette una maggiore efficienza e rafforza la concorrenza attraverso l'utilizzo di risorse disponibili migliori e a minor costo;

Figura 159 Opportunità e benefici derivanti dall'incremento della capacità di interconnessione



elementi sufficienti per stabilire anticipatamente quali progetti saranno effettivamente realizzati. Inoltre il tasso di successo delle iniziative nella realtà è relativamente esiguo.

⁵⁰ Al riguardo si rappresenta che in Italia le iniziative c.d. merchant tuttora in essere sono particolarmente numerose e che Terna non ha

- i benefici nella **sicurezza di fornitura** in scala nazionale ed Europea, attraverso un migliore uso dei meccanismi di aiuto immediato tra gestori dei sistemi di trasmissione. Inoltre, le interconnessioni rafforzano la cooperazione e la solidarietà reciproca, come verificatosi negli ultimi mesi del 2016 in occasione dell'indisponibilità del parco nucleare francese.

Una rete ben interconnessa è fondamentale per **lo sviluppo sostenibile e la decarbonizzazione del mix energetico** poiché consente di integrare livelli crescenti di energie rinnovabili variabili in modo più sicuro e più efficiente. L'aumento della quota delle energie rinnovabili nel mix energetico contribuisce al conseguimento degli obiettivi climatici dell'UE, grazie alla riduzione delle emissioni di CO₂ e alla maggiore sicurezza dell'approvvigionamento. Pertanto, nuova capacità di interconnessione contribuirà ad incrementare la capacità di integrazione delle energie rinnovabili, nonché a migliorare la gestione dei flussi di potenza prodotta da fonti intermittenti.

In conclusione, le interconnessioni potranno apportare **benefici economici** per il paese quali:

- riduzione del prezzo unico nazionale
- approvvigionamento diversificato del mix produttivo
- approvvigionamento di riserva dall'estero
- servizi di bilanciamento dei mercati

La pianificazione delle interconnessioni è oggetto di apposite valutazioni ed analisi svolte congiuntamente tra i Gestori di rete Europei, come dettagliato nella sezione "Pianificazione coordinata tra Transmission System Operators in ambito Internazionale" di cui al Capitolo 1, e riportate nel Piano di Sviluppo Europeo⁵¹.

Al fine di garantire la massima trasparenza e soddisfare le disposizioni di cui alla elaborazione dell'ARERA 627/2016 e s.m.i nonché alle richieste pervenute dagli stakeholders in fase di consultazione del Piano di Sviluppo di Terna, i paragrafi seguenti sono dedicati alla descrizione delle attività ed opportunità di sviluppo della capacità transfrontaliera con riferimento a:

- progetti pianificati dal Gestore della Rete di Trasmissione di concerto con i Gestori dei Paesi confinanti;

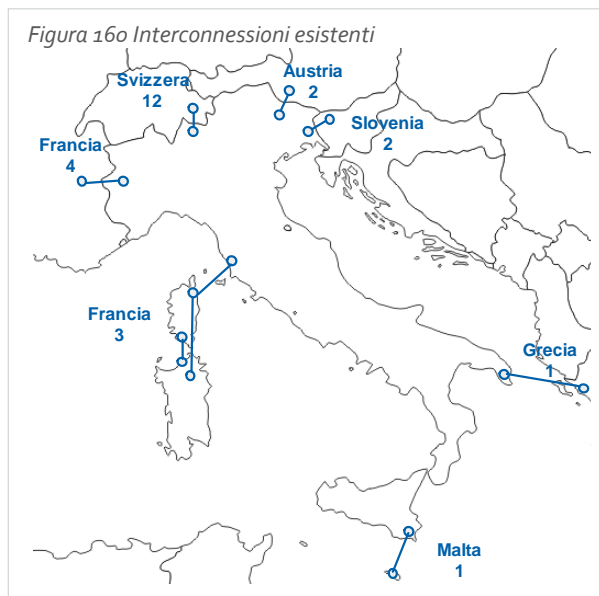
- progetti pianificati e sviluppati dal Gestore della Rete di Trasmissione ai sensi della L. 99/2009 e sue modifiche ed integrazioni;
- progetti nella titolarità di soggetti terzi, cosiddette *merchant line*, ai sensi della normativa vigente (D.M. 21 Ottobre 2005 e Regolamento Europeo 714/2009).

4.5.2.1. Capacità di interconnessione attuale

Come evidenziato sopra, allo stato attuale la capacità d'interconnessione italiana è principalmente localizzata sulla frontiera Nord del Paese (Figura 160), collegata con i quattro paesi confinanti: Francia, Svizzera, Austria e Slovenia.

Delle 25 linee di interconnessione suddivise tra i vari livelli di tensione, tre sono *Merchant line*, e più precisamente l'elettrodotto 400 kV "Mendrisio-Cagno", l'elettrodotto 150 kV "Tirano-Campocologno" e l'elettrodotto 132 kV "Tarvisio-Greuth", l'ultimo ad entrare in servizio nel 2012.

Il valore complessivo della capacità di scambio sulla frontiera Nord (Net Transfer Capacity - NTC)⁵² per



l'anno 2018 è nel range fra i 6.300 MW e gli 8.400 in import e fra i 3.000 MW e i 3.900 in export (Figura 162); tali valori sono valutati di concerto con i gestori di rete confinanti.

⁵¹ <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>

⁵² Al netto della connessione in antenna di Malta (collegamento in corrente alternata della capacità di 250 MVA).

Figura 162 Capacità di scambio in import/export (2019)

Capacità di scambio in import

PERIODO	FRONTIERA	INVERNO [MW]		ESTATE [MW]	
		Peak	Off Peak	Peak	Off Peak
Lunedì - Sabato	Francia	3.150	2.995	2.700	2.470
	Svizzera	4.240	3.710	3.420	3.100
	Austria	315	295	270	255
	Slovenia	730	620	515	475
	Totale Frontiera Nord	8.435	7.620	6.905	6.300
Domenica	Grecia	500	500	500	500
	Francia	2.995	2.995	2.470	2.470
	Svizzera	3.710	3.710	3.100	3.100
	Austria	295	295	255	255
	Slovenia	620	620	475	475
	Totale Frontiera Nord	7.620	7.620	6.300	6.300
	Grecia	500	500	500	500

Capacità di scambio in export

PERIODO	FRONTIERA	INVERNO [MW]		ESTATE [MW]	
		Peak	Off Peak	Peak	Off Peak
Lunedì - Sabato	Francia	995	1.160	870	1.055
	Svizzera	1.810	1.910	1.440	1.660
	Austria	100	145	80	100
	Slovenia	660	680	620	645
	Totale Frontiera Nord	3.565	3.895	3.010	3.460
Domenica	Grecia	500	500	500	500
	Francia	1.160	1.160	1.055	1.055
	Svizzera	1.910	1.910	1.660	1.660
	Austria	145	145	100	100
	Slovenia	680	680	645	645
	Totale Frontiera Nord	3.895	3.895	3.460	3.460
	Grecia	500	500	500	500

4.5.2.2. Progetti di interconnessione

Per quanto concerne le attività ed opportunità di sviluppo relative alle linee transfrontaliere, come descritto precedentemente, è possibile distinguere tra:

- opere pianificate e sviluppate nell'ambito di quanto previsto dalla Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento;
- opere pianificate e sviluppate nell'ambito di quanto previsto dalla legge 99/2009 e s.m.i.;
- opere pianificate e sviluppate da soggetti terzi ai sensi del Regolamento CE 714/2009.

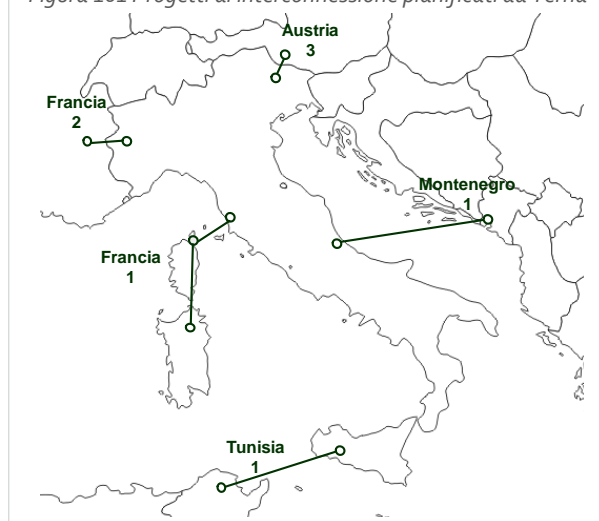
Nei seguenti paragrafi vengono forniti i dettagli e lo stato di avanzamento⁵³ delle principali opere di interconnessione che interessano le frontiere italiane.

4.5.2.2.1. Principali progetti di interconnessione pianificati e sviluppati da Terna

In adempimento ai propri obblighi di concessione Terna, ha sviluppato, nel corso degli anni passati una serie di opere d'interconnessione (Figura 161). Tra queste sono oggi in fase di realizzazione:

- il collegamento HVDC Piossasco-Grand'Île, autorizzato con Decreto N.239/EL -177/141/2011 del 07/04/2011 e EL-177/VL del 5/8/2016: l'intervento consiste di un collegamento in cavo terrestre ad altissima tensione in corrente continua (HVDC), di potenza nominale 2x600 MW, tra le due stazioni elettriche di Piossasco e Grand'Île, rispettivamente lato Italia e lato Francia;
- il collegamento HVDC Villanova-Tivat, autorizzato con Decreto N.239/EL -189/148/2011 del 28/07/2011: l'opera prevede la realizzazione di un nuovo collegamento HVDC tra la fascia adriatica della penisola italiana ed il Montenegro, la cui capacità di trasporto sarà pari a 2X600 MW. In particolare si prevede la realizzazione di due nuove Stazioni di Conversione (SdC), rispettivamente nel Comune di Cepagatti (PE) e Kotor. I due terminali AC/DC di Cepagatti e di Kotor sono collegati attraverso due linee realizzate parte in cavo terrestre e in parte in cavo marino;
- il collegamento 132 kV Prati di Vize/Brennero – Steinach, autorizzato dalla Provincia Autonoma di Bolzano in data 10 Novembre 2003.

Figura 161 Progetti di interconnessione pianificati da Terna



⁵³ Da tale panoramica sono esclusi progetti di iniziativa privata per il quale è stata fatta una richiesta di connessione su impianti di proprietà dei distributori

Sono altresì inclusi nel Piano di Sviluppo della RTN ulteriori progetti di Interconnessione, per i quali è in corso o sarà avviata la progettazione preliminare:

- rimozione delle limitazioni sull'attuale collegamento 220 kV tra Italia e Austria
- collegamento Italia – Francia, denominato Sa.Co.I.3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, il progetto necessario per la sostituzione dell'attuale collegamento Sardegna-Corsica-Continente (Sa.Co.I.2), ormai giunto al termine della sua vita utile. Tale progetto risponde altresì all'esigenza, dichiarata dal gestore della rete corsa, di sopperire al rilevante deficit della copertura del fabbisogno della Corsica e garantire adeguati livelli di adeguatezza, sicurezza e affidabilità della Sardegna;
- collegamento Italia – Tunisia, che fornirà uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa.
- Il riclassamento a 132 kV e il potenziamento dell'esistente linea d'interconnessione 66 kV fra gli impianti di Nava (IT) e S.Dalmas (FR);
- il collegamento Italia - Austria tra i nodi di Dobbiaco e Sillian/Lienz, che consentirà di incrementare il livello di magliatura della Rete di Trasmissione Nazionale con la frontiera Austriaca e garantirà anche una terza via di alimentazione alla porzione di rete 132 kV

In aggiunta, è stato avviato uno studio per valutare un incremento di scambio di capacità con l'Austria sfruttando una potenziale sinergia con nuovi progetti di trasporto ferroviario.

Per i dettagli di questi progetti, con particolare riferimento ai benefici che apporteranno al sistema elettrico italiano si rinvia alle schede di progetto incluse nel Rapporto "Avanzamento Piani di Sviluppo precedenti".

4.5.2.2.2. Principali progetti di interconnessione ex Legge 99/09

Nel 2009 in attuazione a quanto previsto dalla legge 99/2009 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia", all'articolo 32, Terna ha individuato, in stretta collaborazione con i TSO dei Paesi confinanti, nuovi possibili progetti di interconnessione, finanziati da soggetti privati selezionati sulla base di quanto previsto dalle stesse disposizioni di legge.

In particolare, i progetti d'interesse (Figura 163) sono:

- interconnessione HVDC Piossasco – Grand'Ilé (in sinergia con il collegamento pubblico di cui al precedente paragrafo);
- interconnessione HVDC Italia - Montenegro (quota parte della capacità del collegamento pubblico di cui al precedente paragrafo);
- interconnessione 400 kV Italia – Svizzera: San Giacomo Project (il progetto è oggi in fase di rivalutazione per tener conto delle osservazioni emerse in fase autorizzativa);
- interconnessione 220 kV Nauders (AT) – Glorenza (IT);
- interconnessione HVDC Salgareda (IT) – Divaca/Bericevo(SI).

I progetti che rientrano nelle categorie sopra citate e riportati con maggior dettaglio successivamente, sono stati, come già anticipato, oggetto di studio diretto da parte di Terna e dei gestori di rete confinanti e dettagliati nel TYNDP 2018.

4.5.2.2.3. Principali progetti di interconnessione merchant line

In aggiunta ai progetti descritti nei precedenti paragrafi, si riportano di seguito i progetti di interconnessioni proposti da soggetti non titolari di concessioni di trasporto e distribuzione di energia elettrica (Figura 164), di cui all'articolo 1 quinquies, comma 6, del decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, come convertito dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290 che possono essere oggetto di richiesta di esenzione ai sensi del Decreto del Ministro delle Attività Produttive 21 ottobre 2005 o del Regolamento (CE) n. 714/2009.

Figura 163 Progetti di interconnessione ex legge 99/09 pianificati e sviluppati da Terna



Tali iniziative sono assoggettate alla disciplina di cui alla Deliberazione 99/08 e s.m.i., pertanto, i proponenti sono tenuti a:



1. richiedere la verifica di compatibilità con quanto previsto nei Piani di Sviluppo di Terna;
2. presentare formale richiesta di connessione alla RTN a valle di riscontro positivo (fornito da Terna);
3. avviare l'iter autorizzativo presso le Autorità Nazionali ed estere competenti in materia;
4. richiedere al MiSE l'esonero della disciplina che regola il diritto di accesso dei terzi, solo dopo aver conseguito il titolo autorizzativo;
5. sottoscrivere con Terna un contratto di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale.

Maggiori dettagli rispetto a quanto sinteticamente descritto sono riportati nel D.M. 21 Ottobre 2005 e Regolamento 714/2009 e nel Codice di Rete (cap.1 "Accesso alla Rete di Trasmissione Nazionale").

Figura 166 fornisce il dettaglio delle richieste attive pervenute su altro operatore, a queste si aggiunge la linea 20kV Menton (FR) - Ventimiglia (IT).

In Figura 165 viene invece riportato il dettaglio delle iniziative per le quali è attiva presso Terna una regolare pratica di connessione alla RTN; è bene precisare che, in particolare nell'area Nord Est del Paese, sono state proposte iniziative di tipo merchant line con soluzione di connessione su impianti del Distributore locale.

L'ARERA con la delibera 674/2018/I/EEL "Valutazione dello schema di Piano decennale di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2018" individua come prioritari i progetti merchant lines che sono inclusi nella lista PCI 2017 o hanno già ricevuto un'esenzione da disposizioni del Regolamento (CE) 714/2009 (Figura 165):

- interconnessione DC 400 kV Verderio (IT) - Sils (CH), inclusa nell'elenco dei progetti PCI che interessano l'Italia;
- interconnessione AC 220 kV Somplago (IT) - Wurmlach (AT), inclusa nell'elenco dei progetti PCI che interessano l'Italia;
- interconnessione AC 110 kV Redipuglia (IT) - Vrtojba (SI);
- interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI) - Zaule (IT).

Figura 165 Progetti di interconnessione pianificati e sviluppati su iniziative private - dettagli

Frontiera	Progetto	AC/DC	Tensione [kV]	Potenza [MVA]	Società Richiedente	Schema di connessione
Italia-Tunisia	Montalto-Rejim Maatoug	DC	500	2000	NUR POWER ITALY SRL	In doppia antenna alla stazione "Montalto di Castro"
Italia-Svizzera	Mese-Castasegna	AC	220	200	MERA	In antenna alla stazione di "Mese", previa realizzazione della sezione a 380 kV
Italia-Svizzera	Verderio-sils	DC	400	1000	GREENCONNECTOR SRL	In antenna alla stazione di "Verderio"
Italia-Svizzera	Mese-Castasegna	AC	132	100	ENEL PRODUZIONE SPA	In antenna alla stazione di "Mese"
Italia-Slovenia	Redipuglia-Vrtojba	AC	110	150	ADRIA LINK	In antenna alla stazione di "Redipuglia"
Italia-Austria	Somplago-Wurmlach	AC	220	300	ALPE ADRIA ENERGIA SPA	In antenna alla stazione di "Somplago"
Italia-Albania	Brindisi-Babica	DC	400	500	MONCADA ENERGY GROUP S.R.L.	In antenna alla stazione di "Brindisi Sud"
Italia-Albania	Manfredonia-Kallmet	DC	500	1000	BIOWPOWER GREEN ENERGY SH.P.K.	In antenna su nuova stazione in doppio entra-esce sulle linee 380 kV "Andria-Foggia" e "Bari Ovest-Foggia"
Italia-Malta	Ragusa-Mactab	AC	220	500	ENEMALTA PLC	In antenna alla stazione "Ragusa"
Italia-Austria	Prati di Vize-Steinach	AC	132	80	MEMC SPA	In antenna alla nuova stazione da inserire in entra-esce sulla futura linea "Prati di Vize-Steinach"
Italia-Albania	Casamassima-Porto Romano	DC	500	500	ENEL PRODUZIONE SPA	In antenna alla nuova stazione da inserire in doppio entra-esce sulle future linee 380kV "Brindisi Sud-Andria" e "Brindisi-Bari Ovest"

Rispetto alla necessità di garantire una corretta pianificazione della rete di trasmissione nazionale e nel caso specifico delle interconnessioni, i progetti d’iniziativa privata rappresentano un elemento di particolare complessità ed incertezza essendo l’effettiva realizzazione dell’investimento vincolata ad una valutazione economica in capo all’investitore privato. Per tale ragione e al fine di evitare una pianificazione sovrastimata sul sistema elettrico, con conseguente impatto ambientale sui territori interessati, sono tenute in conto nella definizione degli scenari di Piano di Sviluppo, quei progetti per i quali è stato sottoscritto apposito contratto di connessione alla RTN e rilasciata l’esonero da parte del MiSE; ad oggi risulta sottoscritto il contratto del secondo cavo di alimentazione di Malta con la società ENEMALTA.

Con l’obiettivo di perseguire un sempre maggiore coinvolgimento degli stakeholder all’interno del processo di definizione del Piano di Sviluppo pluriennale della rete di trasmissione nazionale è stata condotta, una consultazione con i titolari di iniziative merchant line. Tale processo di consultazione ha l’obiettivo di fornire una visione olistica dello sviluppo della rete nonché di adempiere alle disposizioni di cui

Figura 166 Richieste di Merchant Lines pervenute su altro operatore

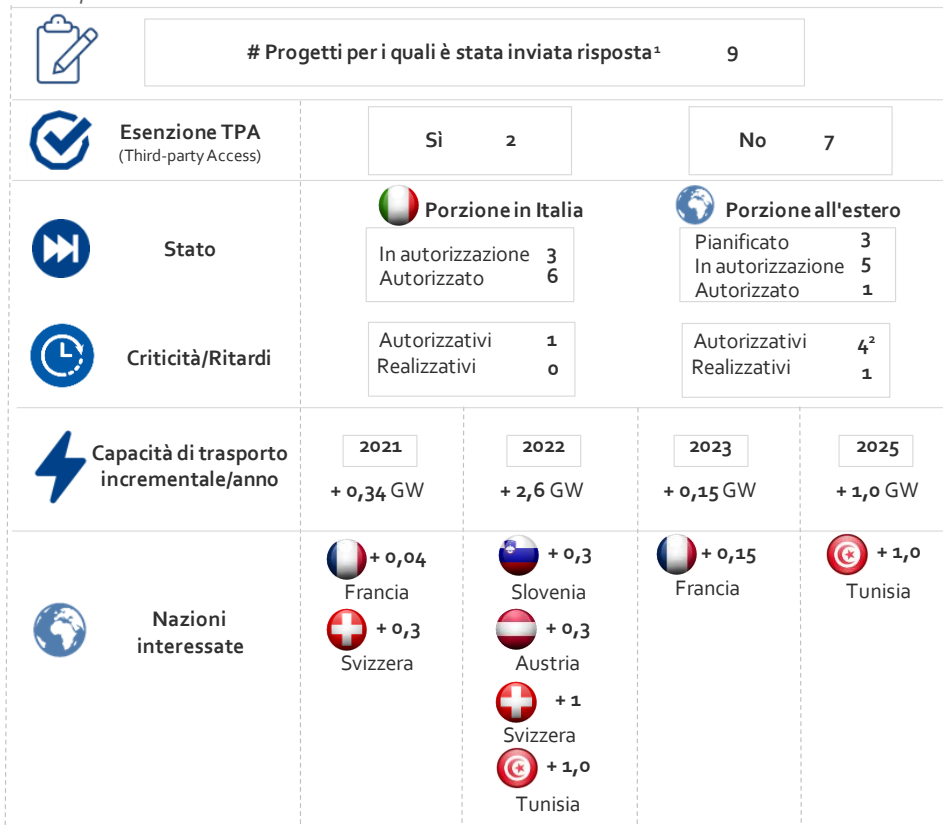
Elettrodotto	Livello di tensione	Verifica di compatibilità PDS	Gestore di riferimento
Dekani (SLO) – Zaule (IT)	110	✓	Distributore Locale
Cesana (I) – Briançon (FR)	132 kV	✓	Distributore Locale

all’articolo 6 della delibera 627/2016 e s.m.i., la quale stabilisce che “il gestore del sistema di trasmissione definisce, nell’ambito del Codice di rete, le modalità e le tempistiche con cui i promotori di interventi inclusi nel TYNDP (10-year network development plan) di ENTSO-E o di progetti di interesse comune possono comunicare un aggiornamento delle informazioni relative ai propri interventi”.

Per tale motivo, la società ha raccolto le informazioni relative a questi interventi e, più in generale, a tutte le merchant line, per poterne dare evidenza nell’ambito dei processi del Piano.

La Figura 167 illustra gli esiti del processo di consultazione merchant line tramite una sintesi dei feedback raccolti. Si evidenzia che 3 progetti per i quali è stato ricevuto riscontro, presentano ostacoli alla

Figura 167 Sintesi esiti del processo di consultazione merchant line



Note: (1) Su un totale di 14 progetti totali tracciati da Terna; (2) Di cui 3 per disallineamento normativo dell’iter autorizzativo tra Italia e il Paese estero

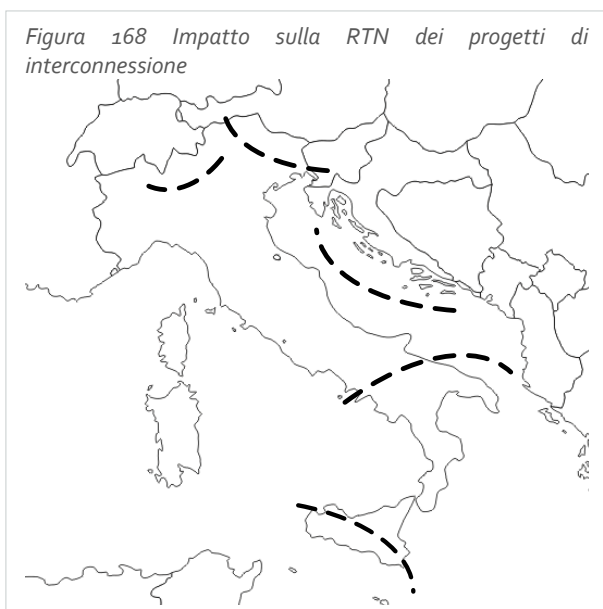
realizzazione dell'opera a causa del disallineamento normativo dell'iter autorizzativo tra l'Italia e il paese estero interessato dal progetto. Nel dettaglio per le interconnessioni Zaule (IT) – Dekani (SI) e Redipuglia (IT) – Vrtojba (SI), i promotori del progetto hanno inviato alle Autorità Competenti una richiesta di proroga dei termini previsti nell'esenzione ai sensi del Reg. CE 714/2009 e dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio.

4.5.2.3. *Impatto sul sistema dell'incremento della capacità di interconnessione*

Di seguito è descritto il potenziale impatto dei progetti d'interconnessione precedentemente descritti (Figura 168).

In relazione agli interventi pianificati e sviluppati da Terna, le attività sono coordinate in modo tale che la realizzazione dell'interconnessione ed il pieno sfruttamento della stessa sia coerente con il Piano di Sviluppo tenendo conto che la piena capacità del collegamento proposto viene valutata di concerto con i TSO confinanti, in base allo stato della rete e non escludendo ulteriori rinforzi per il pieno sfruttamento della capacità del collegamento stesso.

In particolare, tra i principali interventi previsti nel PdS che impattano sulla frontiera dell'area Nord si ricorda



la nuova stazione 400 kV di Mese, la rimozione della derivazione rigida presso l'impianto 220 kV di Premadio e l'elettrodotti 400 kV "Cassano – Chiari.

Sul versante Est, oggi risultano autorizzati diversi progetti, uno solo in realizzazione, "HVDC Villanova –

Lastva", che non può prescindere dagli interventi di sviluppo già pianificati quali: il raddoppio della dorsale Adriatica nonché gli interventi già pianificati nell'area centro e sud per far fronte allo sviluppo di rinnovabile nell'area Sud.

Tali rinforzi, ai quali si aggiungono gli interventi nella regione Siciliana (elettrodotto 400 kV "Chiaramonte – Gulfi – Ciminna" e "Paternò – Pantano – Priolo") condizionano lo sviluppo di tali potenziali iniziative di interconnessione nell'area del Bacino Mediterraneo.

4.5.2.4. *Valutazione progetti di interconnessione*

Elemento fondamentale è la valutazione dei benefici connessi alla realizzazione di tali progetti. La stima dei benefici, insieme con quella del costo, fornisce un'indicazione dell'effettiva profittabilità del progetto e può costituire, in alcuni casi, la base per il suo finanziamento e/o remunerazione da parte degli organismi preposti.

Per tali progetti vengono sviluppati in ambito Europeo specifiche analisi i cui esiti sono riportati all'interno del TYNDP elaborato da ENTSO-E, e, nel contempo, nel Piano di Sviluppo della RTN.

Per quanto sia già in corso un processo di armonizzazione fra gli scenari e la metodologia adottata nei due ambiti, ad oggi, rimangono ancora delle differenze che si riflettono sui risultati finali, In particolare:

- *Lista dei progetti:* la lista dei progetti considerati in ambito europeo è redatta sulla base delle indicazioni fornite dai vari *project promoters*, siano essi gestori di rete come Terna, siano essi soggetti privati. Viceversa, in ambito nazionale, Terna, al fine di mantenere un approccio il più possibile conservativo, seleziona tra i progetti merchant quelli che hanno conseguito un'esenzione e completato l'iter di connessione alla rete mediante sottoscrizione di apposito contratto;
- *Scenari di riferimento:* la predisposizione dei piani di sviluppo europei è effettuata con cadenza biennale, al contrario del PdS, che al momento viene redatto annualmente. Ciò comporta, ovviamente, la possibilità, nel documento nazionale di far riferimento a basi dati e previsioni maggiormente aggiornate rispetto a quanto utilizzato nel contesto europeo;
- *Metodologia e indicatori di riferimento:* gli approcci e i relativi indicatori, elaborati in ambito europeo, sono il risultato di un processo che coinvolge tutti i 35 paesi EU rappresentati all'interno dell'ENTSO-

E e che quindi deve adattarsi alle esigenze e alle peculiarità di ognuno dei 35 paesi. La metodologia e gli indicatori utilizzati in ambito europeo sono i soli previsti dalla Cost Benefit Analysis, approvata il 27 Settembre 2018 dalla Commissione Europea ACER;

- *Modellistica di riferimento:* le analisi sviluppate nell'ambito del Piano di Sviluppo della RTN hanno come principale finalità quella di evidenziare l'impatto degli interventi previsti sul sistema elettrico italiano e pertanto richiedono una modellazione di maggiore dettaglio rispetto a quella adottata in ambito europeo.

Fermo restando quanto sopra, si riporta una sintesi dei risultati dei progetti di interconnessione italiani valutati nel TYNDP 2018 di ENTSO-E⁵⁴ (Figura 169), al quale si rimanda per maggiori dettagli.

⁵⁴ <http://tyndp.entsoe.eu/>

Figura 169 Progetti di interconnessione italiana valutati nel TYNDP 2018

Progetto di interconnessione	Codice identificativo (ENTSO-E TYNDP 2018)	Label PCI	Delta GTC (2020) [MW]	Delta GTC (2030) [MW]	Delta SEW [M€/anno]	RES Integration [GWh/anno]	Losses* [GWh/anno]	CO2 emissions* [kt/anno]				
Italy-Austria	Nauders-Glorenza (ID 614)			IT-AT 300 AT-IT 300	BE 2025	Min 10 Max 16	BE 2025	Min 0 Max 5,78	BE 2025	100	BE 2025	Min 136,1 Max 345,5
					ST 2030	Min 9 Max 13	ST 2030	Min 1,05 Max 26,28	ST 2030	23	ST 2030	Min 44,1 Max 1,9
					DG 2030	Min 15 Max 17	DG 2030	Min 0 Max 33,16	DG 2030	106	DG 2030	Min 112,6 Max 273,2
					EUCO 2030	Min 4 Max 8	EUCO 2030	Min 0 Max 1,04	EUCO 2030	66	EUCO 2030	Min 34,4 Max 32,6
Italy-Montenegro	Villanova-Lastva (ID 70) (ID 1503) (ID 624)	3,22-5	IT-ME 600 ME-IT 600	IT-ME 1200 ME-IT 1200	BE 2025	Min 25 Max 28	BE 2025	Min 14,86 Max 22,21	BE 2025	183	BE 2025	Min 646,1 Max 1037
					ST 2030	Min 21 Max 28	ST 2030	Min 9,47 Max 37,17	ST 2030	114	ST 2030	Min 436,2 Max 333
					DG 2030	Min 59 Max 75	DG 2030	Min 62,86 Max 181,57	DG 2030	305	DG 2030	Min 1609,7 Max 2018,7
					EUCO 2030	Min 84 Max 87	EUCO 2030	Min 183,82 Max 293,41	EUCO 2030	510	EUCO 2030	Min 1553,4 Max 3072
Italy-Tunisia	HVDC Sicily area-Tunisia (ID 635)	3,27		IT-TN 600 TN-IT 600	BE 2025	Min 87 Max 87	BE 2025	Min 4,95 Max 4,95	BE 2025	283	BE 2025	Min 2216,4 Max 2216,4
					ST 2030	Min 92 Max 92	ST 2030	Min 12,02 Max 12,02	ST 2030	146	ST 2030	Min 1527,6 Max 1527,6
					DG 2030	Min 89 Max 89	DG 2030	Min 139,07 Max 139,07	DG 2030	57	DG 2030	Min 1615,6 Max 1615,6
					EUCO 2030	Min 35 Max 35	EUCO 2030	Min 91,6 Max 91,6	EUCO 2030	140	EUCO 2030	Min 968,6 Max 968,6
Italy-Switzerland	S. Giacomo project (ID 642)	2,15-1		IT-CH 750 CH-IT 750	BE 2025	Min 15 Max 23	BE 2025	Min 0,05 Max 4,150	BE 2025	103	BE 2025	Min 62,2 Max 392,9
					ST 2030	Min 4 Max 23	ST 2030	Min 0 Max 9,81	ST 2030	-29	ST 2030	Min -107 Max 67,2
					DG 2030	Min 18 Max 21	DG 2030	Min 0 Max 8,27	DG 2030	182	DG 2030	Min 130,3 Max 292
					EUCO 2030	Min 1 Max 6	EUCO 2030	Min 0 Max 1,52	EUCO 2030	-97	EUCO 2030	Min -107,7 Max 52
Italy-Slovenia	HVDC Italy-Slovenia (ID 616)	3,21		IT-CH 1000 CH-IT 1000	BE 2025	Min 14 Max 34	BE 2025	Min 0 Max 1,24	BE 2025	223	BE 2025	Min 508,5 Max 842,5
					ST 2030	Min 5 Max 13	ST 2030	Min 0,17 Max 3,78	ST 2030	251	ST 2030	Min -27,9 Max 38,2
					DG 2030	Min 25 Max 32	DG 2030	Min 0 Max 3,32	DG 2030	84	DG 2030	Min 723,8 Max 805,7
					EUCO 2030	Min 44 Max 55	EUCO 2030	Min 0 Max 1,22	EUCO 2030	396	EUCO 2030	Min 961,6 Max 1709
Italy-Switzerland	Greenconnector (ID 1014)			IT-CH 850 CH-IT 850	BE 2025	Min 21 Max 36	BE 2025	Min 0,33 Max 7,22	BE 2025	325	BE 2025	Min 113,1 Max 491,1
					ST 2030	Min 11 Max 38	ST 2030	Min 0 Max 9,72	ST 2030	285	ST 2030	Min -190,1 Max 16,6
					DG 2030	Min 29 Max 33	DG 2030	Min 0 Max 26,49	DG 2030	242	DG 2030	Min 163,3 Max 417,9
					EUCO 2030	Min 6 Max 12	EUCO 2030	Min 0 Max 1	EUCO 2030	420	EUCO 2030	Min -267,8 Max -8,5
Italy-Austria	Somplago-Wurmlach (ID 1380)			IT-AT 150 AT-IT 150	BE 2025	Min 5 Max 7	BE 2025	Min 0 Max 4,0	BE 2025	-27	BE 2025	Min 78,4 Max 198,8
					ST 2030	Min 4 Max 9	ST 2030	Min 0,69 Max 19,47	ST 2030	-7	ST 2030	Min -35,5 Max 4,7
					DG 2030	Min 8 Max 8	DG 2030	Min 0,24 Max 16,61	DG 2030	-66	DG 2030	Min 62,4 Max 144,9
					EUCO 2030	Min 1 Max 4	EUCO 2030	Min 0 Max 1,76	EUCO 2030	-9	EUCO 2030	Min -21,4 Max 9,2
Italy-Switzerland	Mese-Castasegna (ID 1384)			IT-CH 100 CH-IT 100	BE 2025	Min 3 Max 6	BE 2025	Min 0 Max 0,42	BE 2025	40	BE 2025	Min 38,3 Max 121,3
					ST 2030	Min 2 Max 5	ST 2030	Min 0,23 Max 14,69	ST 2030	-3	ST 2030	Min -24,2 Max -1,5
					DG 2030	Min 4 Max 4	DG 2030	Min 0,32 Max 8,75	DG 2030	34	DG 2030	Min 30 Max 62,3
					EUCO 2030	Min 0 Max 2	EUCO 2030	Min 0 Max 1,01	EUCO 2030	27	EUCO 2030	Min -63,7 Max 11,5
Italy-Tunisia	HVDC TuNur (ID 1378) (ID 1430)			IT-TN 2000 TN-IT 2000	BE 2025	Min 77 Max 77	BE 2025	Min 0 Max 0	BE 2025	1906	BE 2025	Min 7293 Max 7293
					ST 2030	Min 53 Max 53	ST 2030	Min 9 Max 9	ST 2030	2168	ST 2030	Min 2538 Max 2538
					DG 2030	Min 87 Max 87	DG 2030	Min 296,34 Max 296,34	DG 2030	1653	DG 2030	Min 3906 Max 3906
					EUCO 2030	Min 46 Max 46	EUCO 2030	Min 126,11 Max 126,11	EUCO 2030	1815	EUCO 2030	Min 2730 Max 2730
Italy-Corsica	HVDC SaCol 3 (ID 1458)	2,4		ITsar-ITcn 400 ITcn-ITsar 400 IT-FR 100 FR-IT 100	BE 2025	Min 68 Max 68	BE 2025	Min 47,16 Max 47,16	BE 2025	83	BE 2025	Min +460,9 Max +460,9
					ST 2030	Min 63 Max 63	ST 2030	Min 14,24 Max 14,24	ST 2030	31	ST 2030	Min -148,7 Max -148,7
					DG 2030	Min 74 Max 74	DG 2030	Min 60,95 Max 60,95	DG 2030	394	DG 2030	Min -66,4 Max -66,4
					EUCO 2030	Min 69 Max 69	EUCO 2030	Min 18,04 Max 18,04	EUCO 2030	120	EUCO 2030	Min -119,2 Max -119,2
Italy-Slovenia	Dekani-Zaule (ID 1478)		IT-SI 95 SI-IT 10	IT-SI 95 SI-IT 10	BE 2025	Min 2 Max 4	BE 2025	Min 0,06 Max 2,58	BE 2025	48	BE 2025	Min 65,8 Max 134,2
					ST 2030	Min 0 Max 1	ST 2030	Min 3,72 Max 3,72	ST 2030	21	ST 2030	Min 12,4 Max 15
					DG 2030	Min 3 Max 6	DG 2030	Min 1,52 Max 6,19	DG 2030	59	DG 2030	Min 73,5 Max 140,5
					EUCO 2030	Min 5 Max 7	EUCO 2030	Min 0,93 Max 0,8	EUCO 2030	101	EUCO 2030	Min 129 Max 211,1
Italy-Slovenia	Redipuglia-Vrtojba (ID 1482)		IT-SI 120 SI-IT 20	IT-SI 120 SI-IT 20	BE 2025	Min 3 Max 5	BE 2025	Min 0,02 Max 3,63	BE 2025	66	BE 2025	Min 87,1 Max 169,3
					ST 2030	Min 0 Max 1	ST 2030	Min 0,02 Max 4,46	ST 2030	21	ST 2030	Min 14,6 Max 17,8
					DG 2030	Min 4 Max 7	DG 2030	Min 0,63 Max 1,22	DG 2030	69	DG 2030	Min 108,2 Max 208,3
					EUCO 2030	Min 8 Max 8	EUCO 2030	Min 0,14 Max 1,58	EUCO 2030	125	EUCO 2030	Min 140,3 Max 213,2
Italy-Austria	Lienz-Veneto Region (ID 1555)			IT-AT 150 AT-IT 150	BE 2025	Min 3 Max 7	BE 2025	Min 0 Max 5,52	BE 2025	-10	BE 2025	Min 12,9 Max 108,8
					ST 2030	Min 1 Max 4	ST 2030	Min 0,03 Max 13,93	ST 2030	13	ST 2030	Min -18,9 Max 3,5
					DG 2030	Min 3 Max 7	DG 2030	Min 8,2 Max 9,86	DG 2030	18	DG 2030	Min 56,8 Max 79,5
					EUCO 2030	Min 2 Max 5	EUCO 2030	Min 0,11 Max 0,53	EUCO 2030	29	EUCO 2030	Min 1,1 Max 39

* "-" decrease; "+" increase

4.6. SOSTENIBILITÀ

Nell’ ottica di una pianificazione sostenibile Terna guida il processo di transizione energetica promuovendo un’evoluzione elettrica che possa allo stesso tempo favorire crescita economica, contenendo gli oneri per gli utenti, garantire ai cittadini la qualità del servizio e minimizzare gli impatti sul territorio.

Sia in riferimento ai nuovi interventi necessari allo sviluppo della rete elettrica e sia nei riguardi delle linee esistenti il processo di pianificazione sostenibile guarda alle necessità sociali-territoriali e alle richieste provenienti dai cittadini interessati dalle infrastrutture di rete.

La Figura 170 presenta la lista dei principali interventi che sono stati pianificati al fine di favorire un impegno sempre crescente in questa direzione.

Terna fa della sostenibilità una leva strategica per la creazione di valore a beneficio del Paese e dei suoi stakeholders. Gli approfonditi studi di impatto ambientale e fattibilità tecnica avviati su linee aeree, interramenti e razionalizzazioni dimostrano concretamente questo nuovo approccio e danno evidenza di aumentata sensibilità, orientata a valorizzare le potenzialità offerte dai progressi tecnologici e dalle sempre più raffinate metodologie di valutazione. Terna, infatti, ha intrapreso un percorso che ha già prodotto nuovi indirizzi per la realizzazione delle opere, orientati sempre più alla tutela dei territori e delle comunità.

A dimostrazione della maggiore sensibilità verso questi ultimi aspetti di tutela e dell’impegno nel lavoro svolto, Terna ha delineato alcuni principi per la pianificazione sostenibile delle nuove linee:

Figura 170 Principali interventi per l’incremento della sostenibilità

Driver di Piano		Sostenibilità								
Area	Intervento	Obiettivi Intervento								
		Integraz. FER	Qualità Servizio	Interconnessioni	Risoluz. congest.	Connessione RTN	Resilienza	Integraz. RFI	Transiz. Energetica	
Nord	Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi		●			●				
Nord	Razionalizzazione 220kV Città di Milano	●			●					
Nord-Est	Elettrodotto a 380kV Udine Ovest-Redipuglia		●	●	●	●		●	●	
Nord-Est	Razionalizzazione rete Media Valle del Piave		●	●	●	●		●		
Nord-Est	Elettrodotto 132 kV Area Nord Ovest di Padova	●	●		●		●			
Nord-Est	Razionalizzazione 380kV tra Venezia e Padova		●		●					
Nord-Est	Stazione 380kV Volpago		●					●		
Nord-Est	Riassetto Alto Bellunese		●		●					
Centro-Nord	Anello 132 kV Rimini-Riccione		●			●	●	●		
Centro-Nord	Elettrodotto 380 kV Colunga Calenzano	●	●		●		●	●	●	
Nord-Ovest	Elettrodotto a 380kV Trino-Lacchiarella		●		●					
Nord-Ovest	Rinforzi 132 Kv Area Metropolitana di Genova	●	●				●			
Nord Ovest	Razionalizzazione Valtellina fase B		●							
Centro	Riassetto area metropolitana di Roma		●							
Centro	Potenziamento della rete AT tra Terzi e Roma		●			●	●			
Sud	Elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi		●	●	●		●			
Centro	Riassetto area Chiusi							●		
Sud	Nuovo raccordo 150 kV "CP Siracusa Est – Siracusa RT (ex FS)"		●			●				
Sud	Riassetto di Bari	●	●			●				

- le linee in corrente continua, fatte salve alcune eccezioni, verranno di norma interrato;
- per le linee in corrente alternata, la possibilità di interrimento verrà valutata da Terna caso per caso tenendo conto di alcuni significativi parametri tecnici di riferimento.

In particolare, la valutazione della possibilità di interrimento dipende dal livello di tensione in maniera inversamente proporzionale.

Altrettanto importanti sono i criteri di natura ambientale, paesaggistica e urbanistica, finalizzati a non alterare, per quanto possibile, l'equilibrio degli ecosistemi su cui insisteranno le nuove linee.

Ne consegue una gradualità di approccio e conseguente incisività di azione che mira a identificare, per quanto possibile, un approccio ottimale attraverso la elevazione a valore, appunto, dei criteri prima accennati. A questo proposito, per esempio, una volta individuata la possibilità tecnica, si privilegerà l'interrimento in aree ad alta intensità abitativa, ovvero interessate da specifici vincoli ambientali o paesaggistici (parchi naturali, oasi marittime, zone protette).

Possiamo senz'altro affermare che l'elemento cruciale sarà la valutazione della sostenibilità complessiva di ciascun intervento, che include anche la valorizzazione del beneficio ambientale associato all'utilizzo dei cavi interrati rispetto a soluzioni aeree.

Un esempio di pianificazione sostenibile è fornito dall'intervento nell'area metropolitana di Genova (Figura 171), dove attraverso la dismissione di circa 15 km della linea aerea esistente, il riutilizzo di 14 km di linee esistenti e l'interramento di due linee si garantirà una riduzione dell'impatto territoriale nella zona del porto di Genova.

Per garantire la sostenibilità dei progetti Terna intende coniugare esigenze elettriche e territoriali, valutare eventuali criticità sociali e ambientali incrementando di conseguenza l'accettabilità e quindi la realizzabilità dei progetti di sviluppo della rete. A dimostrazione della sostenibilità sociale degli interventi, l'ascolto del territorio e il recepimento delle esigenze hanno permesso di apportare variazioni significative agli interventi di sviluppo precedentemente pianificati e di ricercare soluzioni condivise per le nuove opere (Figura 172).

Il lavoro di Terna è proiettato verso sfide importanti, che prevedono il rinforzo e la magliatura della rete, per favorire lo sviluppo e l'integrazione della produzione da fonti rinnovabili e, al contempo, garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. In questo contesto di grande sviluppo, però, grazie agli sforzi messi in campo e al lavoro svolto in materia di sostenibilità, si rende indispensabile confermare un approccio mirato e consapevole.

Figura 171 Intervento nell'area metropolitana di Genova

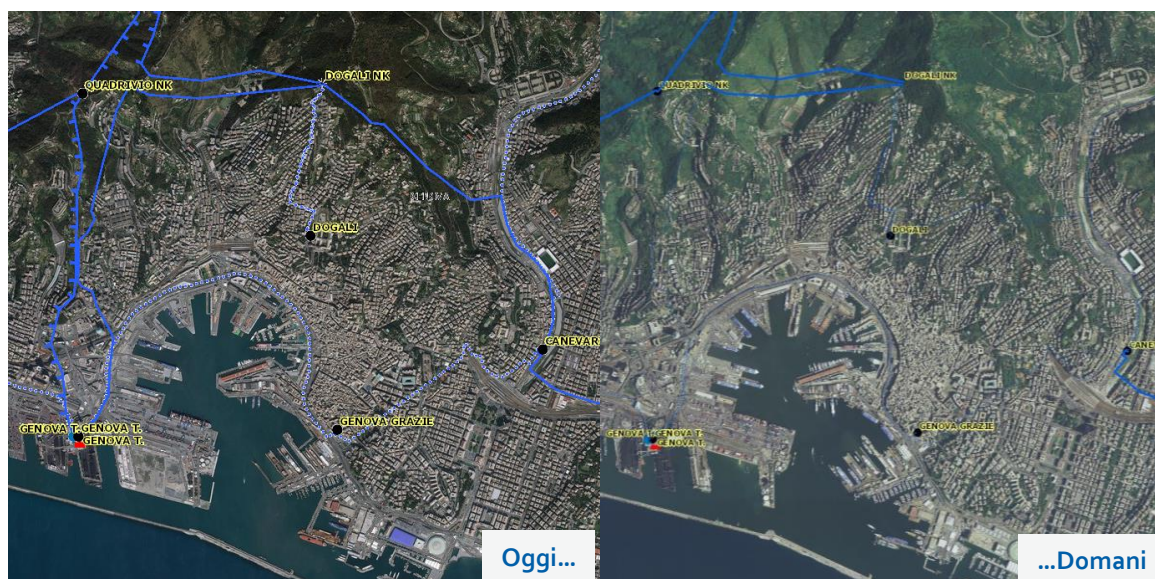


Figura 172 La sostenibilità sociale e ambientale dei progetti

Driver di Piano		Sostenibilità		
Area	Cod.	Descrizione Intervento	Data comunicato	Recepimento delle criticità dal territorio
Nord-Est	203-P	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	30/05/2018	Terna ritira il progetto dal procedimento di VIA per ottimizzare la compatibilità ambientale dell'opera. In valutazione migliore al progetto, sia nel tratto "Dolo - Camin" sia nel Vallone Moranzani. Dopo le opportune valutazioni, Terna presenterà in autorizzazione un nuovo progetto.
			21/01/2019	Terna firma l'accordo di programma con il Governatore della Regione del Veneto. Il progetto di razionalizzazione tra Venezia e Padova, grazie all'ascolto delle istanze provenienti dal territorio e a un continuo confronto con le istituzioni locali e i cittadini, prevede oggi la realizzazione in cavo interrato dell'elettrodotto a 380 kV Dolo - Camin.
Nord-Est	206-P	Stazione 380 kV Volpago	14/12/17	47 km di elettrodotti saranno rimossi, 30 ettari di terreno liberato dalla presenza dei tralicci, di cui 3 km di linea a 220 kV nel Comune di Scorzé, [...]. I raccordi con la nuova stazione elettrica di Volpago saranno realizzati in cavo.
			21/01/2019	Il progetto della Stazione Elettrica di Volpago e la razionalizzazione della rete esistente, prevede 26 Km di nuovi collegamenti in cavo interrato e la demolizione di 51 km di linee aeree.
Centro-Nord	319-P	Anello 132 kV Rimini-Riccione	14/012/2018	Terna prosegue il percorso di dialogo e confronto con il territorio presentando il progetto che prevede la realizzazione di circa 8,5 km di nuovo cavo interrato che permetterà, una volta entrato in esercizio, di demolire quasi 21 km di vecchi elettrodotti aerei e ben 82 tralicci.
Centro-Nord	302-P	Elettrodotto 380 kV Colunga Calenzano	10/03/2018	Le nuove tecnologie disponibili rispetto al 2010, anno in cui cominciò lo studio di Terna sulla rete valbesentina e sull'area vaianese, consentono allo stato attuale delle cose di trovare soluzioni alternative alla necessità di realizzazione della stazione di Vaiano per rispondere all'esigenza della rete. Nello specifico, si tratterebbe di apparati elettrici diffusi, che saranno installati progressivamente sulla rete.
Nord	112-P	Razionalizzazione 380 kV Media Valtellina (Fase B)	04/10/2018	Terna annuncia un percorso di confronto e concertazione col territorio per le razionalizzazioni delle linee in Valtellina in un'ottica di massimo rispetto per il territorio.
Centro	404-P	Riassetto area metropolitana di Roma	31/10/2017	Il nuovo elettrodotto Monterotondo - Roma Nord consentirà la demolizione di oltre 23 Km di vecchie linee in zone di pregio naturalistico - archeologico. L'intervento sugli elettrodotti Magliana FS - Palidoro e Magliana FS - Aurelia FS consentirà, grazie alla realizzazione di nuovi collegamenti in cavo interrato, permetterà di ottimizzare l'attuale localizzazione delle linee e di liberare i quartieri Trullo e Corviaie dai tralicci che insistono nel centro abitato.
Centro	409-P	Potenziamento della rete AT tra Terni e Roma	2018	Dato il carattere di urgenza e alla luce della richiesta di risoluzione interferenza con il comune di Taizzano, è stata individuata una soluzione più sostenibile economicamente e ambientalmente, prevedendo una nuova trasformazione nei pressi della c.le di Orte, al fine di collegare la rete a 132 kV con la SE 150 kV Orte, con conseguente dismissione di circa 20 km di linee. La linea 150 kV Stroncone - Acea Orte Marconi è caratterizzata dai pali in cemento tipo "Ghira" molto vetusti. Inoltre attraversa l'abitato di Taizzano ove è presente una forte opposizione dei residenti che ne chiedono lo spostamento.
Sud	514-P	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	2019	Alla luce del nuovo scenario della rete elettrica nell'area, sulla base degli attuali piani di sviluppo di Terna e di E-Distribuzione nonché degli interventi in corso, si è resa possibile una importante sinergia tra le due Società, che hanno condiviso una efficace razionalizzazione degli interventi previsti. Il risultato di tale razionalizzazione consiste nella possibilità di utilizzare infrastrutture esistenti, evitando la realizzazione della nuova Stazione elettrica di Fuorigrotta e concentrando le apparecchiature di trasformazione in un unico sito.[...] In questo modo potranno anche essere recepite le istanze che da tempo vengono avanzate dai cittadini del luogo, utilizzando aree già occupate.

La sostenibilità ambientale del Piano è valutabile anche attraverso la percentuale di interrimento e la percentuale di riutilizzo delle infrastrutture. Nel PdS 2019 è previsto che sul totale dei km di linee realizzati comprensivi dei nuovi interventi, circa 55% consista in riutilizzi di corridoi infrastrutturali già esistenti, mentre il 45% sia realizzato ex novo (Figura 173). Per quanto concerne le nuove realizzazioni, nel PdS è previsto che più della metà sia costituito da linee in cavo (Figura 174).

Figura 173 Linee aeree e in cavo realizzate ex novo e oggetto di riutilizzo (% su km di realizzazione totali)

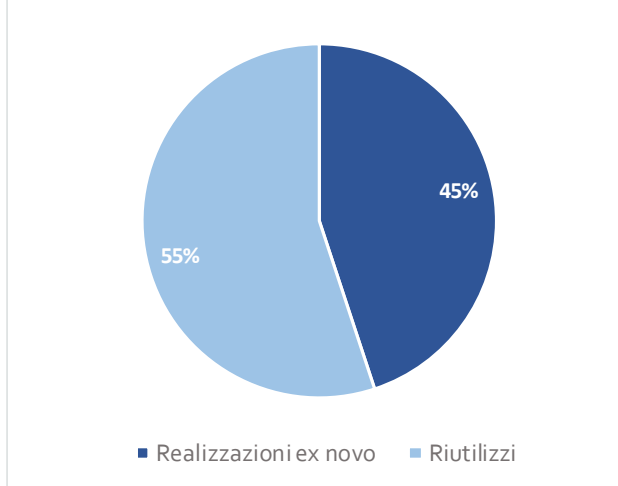
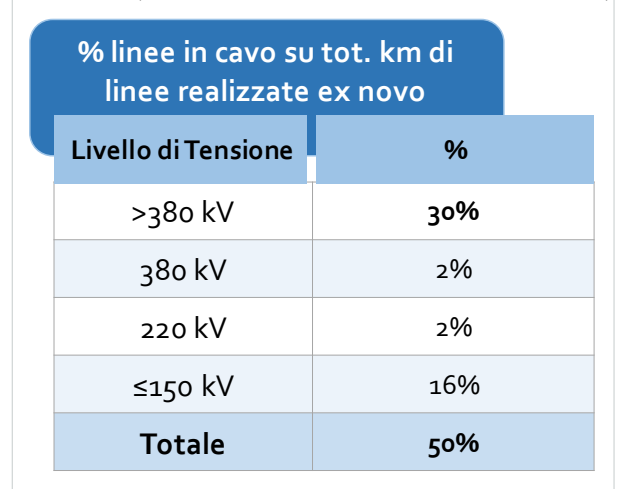


Figura 174 Dettaglio delle nuove linee in cavo realizzate ex novo in cavo (e % su km totali - aereo/cavo - realizzati ex novo)



4.7. PIANO MINIMO DI REALIZZAZIONI

Il piano minimo delle realizzazioni – previsto nel Decreto del Ministero delle Attività Produttive del 20 aprile 2005 e successive modifiche e integrazioni – fa riferimento, per il PdS 2019, ad un periodo temporale che va dal 2019 al 2021.

Tale piano minimo di realizzazioni rappresenta un sottoinsieme di opere di sviluppo della RTN sul quale si concentra l'impegno di Terna nel periodo di riferimento; in particolare – come indicato nel citato D.M. – sulla riduzione delle congestioni, sull'incremento della sicurezza e sul miglioramento della qualità del servizio, perseguendo anche gli altri obiettivi di potenziamento dell'interconnessione con l'estero.

In Figura 175 sono riportate le opere di sviluppo incluse nei piani minimi di realizzazioni precedenti e che sono state completate nel 2016, nel 2017 e nel 2018.

In Figura 176 sono invece rappresentati gli interventi e le opere la cui realizzazione è prevista nel triennio 2019-2021.

Figura 175 opere di sviluppo incluse nei piani minimi di realizzazioni precedenti e che sono state completate nel 2016, nel 2017 e nel 2018 (1/2)

Regione	Codice di riferimento Dlb 579/47	Codice intervento	Denominazione intervento	Denominazione opera	Valore a vita intera [M€]	Entrata in esercizio/ ultimazione lavori
CAMPANIA	I-NPR1-2a	516-P	Interconnessione a 150 kV delle isole campane	Cavo 150kV Capri - Torre Centrale	62,2	27/06/2017
	I-NPR1-2b			Stazione 150 kV Capri	19,0	27/06/2017
	I-NPR1-2c			Ulteriori attività ricomprese nelle opere principali	0,8	27/06/2017
LOMBARDIA	I-NPR1-3b	115-P	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e stazione 220 kV di Musocco	Realizzazione cavo 220 kV Ricevitrici Nord/Gadio	15,1	10/10/2017
	I-NPR1-3c			Realizzazione cavo 220 kV Ricevitrici Ovest/Gadio	9,6	19/12/2018
SICILIA	I-NPR1-4a	608-P	Riassetto area metropolitana di Palermo	Ricostruzione stazione 150 kV Casuzze (nuova sez. 150 kV GIS)	24,0	05/10/2017
	I-NPR1-4b			Raccordi 150 kV a SE Casuzze "Casuzze-Mulini" e "Ciminna-Casuzze"	9,5	22/12/2017 24/04/2018
	I-NPR1-4c			Ulteriori raccordi 150 kV a SE Casuzze	1,6	29/12/2016; 05/10/2017
	I-NPR1-4d			Elettrodotto 150 kV Tommaso Natale-Pallavicino	7,5	28/12/2016
	I-NPR1-4e			Rimozione limitazioni capacità di trasporto su direttrici 150 kV Caracoli - Bagheria - Casuzze	6,0	17/11/2017 20/11/2017
	I-NPR1-4f			Rimozione limitazioni capacità di trasporto su direttrici 150 kV Bellolampo - Casuzze	0,5	29/12/2016
FRIULI VENEZIA GIULIA	I-NPR1-5a	207-P	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	Elettrodotto 380 kV Udine Ovest - Redipuglia	79,6	28/07/2017 01/10/2017
	I-NPR1-5b			Stazione 380/220 kV Udine Sud	25,4	10/08/2017
	I-NPR1-5c			Interventi in stazione Redipuglia	3,5	01/10/2017
	I-NPR1-5d			Interventi in stazione Udine Ovest	1,7	28/07/2017
	I-NPR1-5e			Variante elettrodotto 220 kV Udine Sud - Acciaierie Bertoli Safau	1,2	11/08/2017
	I-NPR1-5f			Ulteriori attività ricomprese nelle opere principali	7,8	01/10/2017
ABRUZZO-MOLISE-PUGLIA	I-NPR1-6a	402-P	Elettrodotto 380 kV Villanova - Gissi	Elettrodotto 380 kV Villanova - Gissi	111,2	31/01/2016
	I-NPR1-6b			Stazione 380 kV Villanova	40,6	28/12/2017
	I-NPR1-6c			Ulteriori attività ricomprese nelle opere principali	6,8	31/01/2016
SICILIA	I-NPR1-7a	603-P	Elettrodotto 380 kV Melilli - Priolo	Stazione 380 kV Melilli	23,5	29/04/2017
	I-NPR1-7b			Elettrodotto 380 kV "Melilli - Priolo"	23,2	29/04/2017
	I-NPR1-7c			Stazione Melilli - installazione reattore	3,0	29/04/2017
LOMBARDIA	O-NPR1-1a	134-P	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica (completamento FASE A1)	Trasformazione in cavo interrato elettrodotto 220 kV Cedegolo - Taio nel tratto compreso tra Cedegolo e Sonico	57,3	04/07/2016
	O-NPR1-1b			Dismissione linea 132 kV Cedegolo - Sonico e trasformazione in cavo interrato direttrice 132 kV tra CP S. Fiorano, Cedegolo	36,3	28/05/2016 28/07/2016
CAMPANIA	O-NPR1-2d	504-P	Riassetto penisola Sorrentina	Collegamento in classe 150 kV Castellammare - Sorrento der Vico	0,7	06/09/2016
	O-NPR1-2e			Rimozione limitazioni sugli elettrodotti 220 kV Nocera-Salerno N. e Nocera-S.Valentino	3,2	24/06/2018
CAMPANIA	O-NPR1-3a	514-P	Riassetto rete a 220kV città di Napoli	Installazione reattore 220 kV SE Patria	2,5	06/07/2016
VENETO	O-NPR1-6a	227-P	Stazione 380 kV in Provincia di Treviso (Vedelago)	Rimozione limitazioni 132 kV Vellai - Caerano - Istrana - Scorzè	6,1	22/12/2017 30/12/2017
	O-NPR1-6b			Rimozione limitazioni 132 kV Dolo - Dolo CP - Scorzè	0,9	02/09/2016; 06/02/2017
SICILIA	O-NPR1-7a	612-P	Interventi sulla rete AT nell' area nord di Catania	Sost. cond. Viagrande - Giarre	1,3	06/03/2017

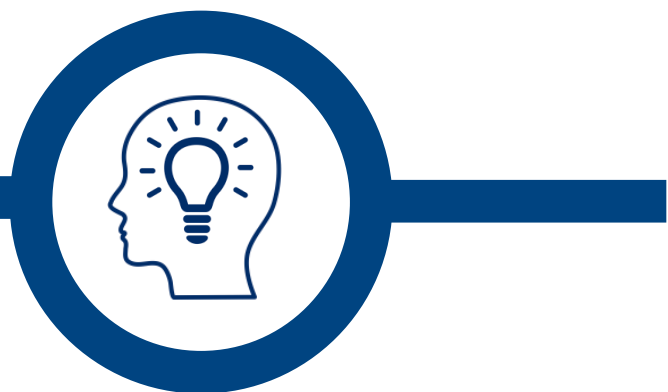
opere di sviluppo incluse nei piani minimi di realizzazioni precedenti e che sono state completate nel 2016, nel 2017 e nel 2018 (2/2)

Regione	Codice di riferimento Dlb 579/17	Codice intervento	Denominazione intervento	Denominazione opera	Valore a vita intera [M€]	Entrata in esercizio/ ultimazione lavori
TOSCANA-ABRUZZO-MARCHE	O-NPR1-8a	432-P	Rimozione limitazioni sezione Centro Sud-Centro Nord	Elettrodotto 132 kV CP Teramo - Cellino	1,4	19/12/2017
TOSCANA	O-NPR1-18a	314-P	Rete Avenza/Lucca e raccordi 132 kV di Strettoia	Elettrodotto 132 kV Avenza-Massa Z.I.	4,2	13/04/2016
	O-NPR1-18b			SE Avenza	0,3	13/04/2016
LAZIO	O-NPR1-19a	431-P	Installazione reattore SE Roma Sud	Installazione reattore SE Roma Sud	4,3	23/06/2016
VENETO	O-NPR1-20a	219-P	Potenziamento rete AT Vicenza	Nuovo elettrodotto 132 kV "Vicenza MV - Vicenza VP"	11,8	22/12/2017
	O-NPR1-20b			Raccordo linea 132 kV Sandrigo-Vicenza VP a Fusinieri SC e rimozione limitazioni	1,2	22/12/2017
VENETO	O-NPR1-10a	203-P	Razionalizzazione 380 kV fra Venezia e Padova	Elettrodotto 132 kV Fusina - Sacca Fisola	22,5	29/11/2018
	O-NPR1-10b			Elettrodotto 132 kV Cavallino - Sacca Serenella	33,4	11/06/2018
SICILIA-CALABRIA	O-NPR1-16a	501-P	Elettrodotto 380 kV Sorgente - Rizziconi	Cavo 150 kV "Messina - Riviera - Villafranca"	6	15/03/2018
PUGLIA-CAMPANIA	O-NPR1-17b	502-P	Elettrodotto 380 kV Foggia-Benevento	Elettrodotto 380 kV Benevento II - Benevento III	21,7	03/11/2018
	O-NPR1-17c			Stazione 380/150 kV Benevento III	6,8	24/04/2018
	O-NPR1-17d			Raccordi in cavo 150 kV SE Benevento III	2	31/05/2018 01/06/2018
	O-NPR1-17e			Ulteriori attività (studi, progettazione, ecc)	1,7	03/11/2018
	O-NPR1-17a			Cavi 150 kV lato Benevento II	8,7	12/02/2016 26/02/2016
Calabria	O-NPR1-4a	509-P	Riassetto rete nord Calabria	Dismissione della sezione a 220 kV di Rotonda e adeguamento della sezione a 150 kV	20,1	15/07/2017
Lombardia	O-NPR1-5b	113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi	Raccordi 220kV nel comune di Tavazzano	1,4	02/05/2016
Piemonte	O-NPR1-14a	8-P	Rimozioni limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest	Rimozione limitazioni elettrodotto 380 kV "Rondissone - Trino"	9,2	28/11/2016
	O-NPR1-14c			Adeguamento SE Trino	2,7	01/12/2017
	O-NPR1-14d			Adeguamento SE Rondissone	1,6	01/12/2017

Figura 176 Opere del piano minimo di realizzazioni triennio 2019–2021

Regione	Codice di riferimento Dlb 579/17	Codice intervento	Denominazione Intervento	Denominazione opera prevista	Valore a vita intera [M€]	Data attesa realizzazione opera
CAMPANIA	O-NPR1-2a	504-P	Riassetto penisola Sorrentina	Nuova SE 220/150 kV di Scafati	18,7	giu-20
	O-NPR1-2b			Raccordi 220 kV "S. Valentino – Torre"	0,4	giu-20
	O-NPR1-2c			Raccordi linea 150 kV Scafati – S. Giuseppe 2	0,2	giu-20
LOMBARDIA	O-NPR1-5a	113-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Provincia di Lodi	Ampliamento della SE 220 kV Tavazzano	2,1	giu-20
LOMBARDIA	O-NPR1-9a	116-P	Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia	Raccordi 220 kV Agnosine	3,8	giu-20
	O-NPR1-9b			SE 220 kV Agnosine	31,9	giu-20
	O-NPR1-9c			Ulteriori attività (studi, progettazione, ecc.)	0,9	giu-20
VENETO	O-NPR1-11a	224-P	Potenziamento rete AT a Nord di Schio	Riclassamento a 132 kV della linea 60 kV "Schio – Arsiero"	12,9	dic-19
PUGLIA-CAMPANIA	O-NPR1-13a	505-P	S/E 380/150 kV per la produzione da fonte rinnovabile tra Foggia e Benevento	Ampliamento SE Bisaccia e installazione PST	20,0	giu-20
PIEMONTE	O-NPR1-14b	8-P	Rimozioni limitazioni rete 380 kV Area Nord-Ovest	Rimozione limitazioni elettrodotto 380 kV "Vignole – Vado"	10,8	giu-20
TRENTINO ALTO ADIGE	O-NPR1-15a	208-P	Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vize (IT) – Steinach (AT)	Elettrodotto 132 kV Prati di Vize - Brennero-Steinach	5,5	dic-19
	O-NPR1-15b			Nuova SE Brennero con PST 132/110 kV	23,6	giu-20
PIEMONTE	I-NPR1-1a	3-P	Interconnessione Italia-Francia (HVDC Piossasco - Grand'Île)	Elettrodotto HVDC Piossasco - Grand'Île (confine)	190,0	giu-20
	I-NPR1-1b			Stazione Conversione AC/DC Piossasco	99,9	giu-20
	I-NPR1-1c			Ulteriori attività ricomprese nelle opere principali	5,9	giu-20
CAMPANIA	O-NPR1-12a	516-P	Interconnessione isole Campane	Nuova S/E 150 kV Sorrento	13,8	giu-20
	O-NPR1-12b			Cavo 150 kV "Capri - Sorrento"	43,6	giu-20
	O-NPR1-12c			Ulteriori attività (studi, progettazione, ecc.)	0,6	giu-20
LOMBARDIA	I-NPR1-3a	115-P	Razionalizzazione 220 kV Città di Milano e stazione 220 kV di Musocco	Realizzazione cavo 220 kV Porta Volta/P.ta Venezia	6,6	dic-19
ABRUZZO		401-P	Interconnessione Italia-Montenegro	Italia-Montenegro Staz. Conv. TIVAT	105,1	dic-19
				Cavo terrestre 380 kV d.t. Villanova-Ce	12,5	dic-19
				HVDC Italia - Montenegro - VAS e Sviluppo	0,2	dic-19
				Interconnessione Italia-Albania/Montene	8,1	dic-19
				Costi per AEEG Interconnessione Italia	12,2	dic-19
				Italia-Montenegro - Cavo lato Italia	461,3	dic-19
				Italia-Montenegro - Cavo lato Montenegro	92,6	dic-19
				Italia-Montenegro CEPAGATTI AC/DC Stazi	109,2	dic-19
				Interconnessione Italia - Albania - Stu	1,5	dic-19
Concertazione Italia - Albania/Monteneg	1,5	dic-19				
CAMPANIA		533-P	Interventi sulla rete AT nell'area tra le province di Napoli e Caserta	Interventi sulla rete AT nell'area tra le province di Napoli e Caserta	9,5	dic-21
LAZIO		418-P	Riassetto rete AT Roma Sud – Latina - Garigliano	Riassetto rete AT Roma Sud – Latina - Garigliano	5,0	dic-20
LOMBARDIA		145-P	Stazione 220 kV Grosotto		3,4	dic-19
CAMPANIA		505-P	S/E 380/150 kV per la produzione da fonte rinnovabile tra Foggia e Benevento	Nuovo el. 380 kV "Deliceto - Bisaccia"	33,4	dic-21

5. NUOVI SVILUPPI





- Si confermano i driver di Piano di Sviluppo: Decarbonizzazione, Market efficiency, Sicurezza, qualità e resilienza, Sostenibilità sistemica
- Le principali linee di intervento, sulla base delle quali si sviluppano i nuovi interventi sono
 - **attenzione al territorio:** declinare le esigenze del Territorio rispetto alle nuove Sfide del Paese, per esempio in tema di mobilità elettrica
 - **esigenze di esercizio:** individuare e sviluppare interventi anche di breve / medio termine a supporto della qualità del servizio e dell'incremento della resilienza del sistema elettrico
 - **sostenibilità ambientale:** promuovere ed accelerare la transizione energetica attraverso la connessione ed integrazione di nuovi impianti da fonte rinnovabile

5.1. NUOVI INTERVENTI PREVISTI NEL PDS

Il presente capitolo riporta il dettaglio delle nuove attività di sviluppo della RTN pianificate nel corso del 2018 in risposta alle principali criticità di rete attuali e previste in futuro.

Le nuove azioni di sviluppo sulla RTN consistono in interventi di espansione o di evoluzione guidate dai seguenti Driver:

- **Decarbonizzazione:** la transizione del sistema elettrico verso la completa chiusura della produzione elettrica degli impianti termoelettrici a carbone richiede l'attivazione di un puntuale piano di interventi infrastrutturali necessari per la piena integrazione degli impianti di produzione da fonte rinnovabile al fine di conseguire la riduzione delle emissioni di gas serra in un'ottica di lungo periodo, garantendo nel contempo la sicurezza e l'adeguatezza del Sistema;
- **Market efficiency:** la struttura e il mix del parco di generazione europeo in generale e italiano in particolare sono in fase di profonda trasformazione. Parallelamente, lo sviluppo delle nuove Direttive europee inerenti il Market Design, nonché la declinazione anche a livello nazionale di nuovi meccanismi (in particolare Capacity Market e riforma MSD), incideranno profondamente sulla evoluzione del sistema elettrico;
- **Sicurezza, qualità e resilienza:** si dovrà assicurare la sicurezza, l'adeguatezza e la qualità del servizio del sistema elettrico nazionale e, nel contempo, creare un sistema sempre più resiliente e in grado di far fronte ad eventi esogeni naturali;
- **Sostenibilità sistemica:** necessità di concepire, progettare e realizzare i progetti di sviluppo sulla base di analisi costi-benefici in grado di massimizzare sia gli indicatori ambientali che economici; in tal senso per la prima volta e in una logica di trasparenza il Piano di Sviluppo propone obiettivi di sostenibilità misurabili, sui quali confrontarsi.

In particolare, rispetto a tali driver sono state sviluppate specifiche direttrici di intervento :

- attenzione ed ascolto delle **Esigenze del Territorio:** supporto allo sviluppo delle **aree metropolitane** e al processo di **elettrificazione dei consumi** (mobilità elettrica) e rivisitazione di interventi già pianificati in un'ottica **eco-sostenibile**;
- **esercizio della Rete** con l'individuazione e lo sviluppo di interventi anche di **breve / medio termine** a supporto della **qualità del servizio** e dell'incremento della **resilienza del sistema elettrico**;
- **sostenibilità ambientale** per promuovere ed accelerare la transizione energetica attraverso la connessione ed integrazione di nuovi impianti da fonte rinnovabile

Si riporta in Figura 177 la lista dei nuovi interventi previsti.

Figura 177 Nuovi Interventi

Identificativo PdS 2019	Area di riferimento	Intervento
27-N	Nord - Ovest	Nuovo elettrodotto 132 kV "Sestri levante – Levanto" e nuova SE 132 kV di smistamento
28-N	Nord – Ovest	Riassetto Sud Ovest di Alessandria
29-N	Nord - Ovest	Riassetto rete 220 kV area Sud Ovest di Torino
161-N	Nord	Riassetto rete 220 kV a Nord di Milano
162-N	Nord	Riassetto rete AT area Bordogna
163-N	Nord	Riassetto Nord di Brescia
164-N	Nord	Risoluzione derivazione rigida CP Gravedona
254-N	Nord – Est	Elettrodotto 380 kV Venezia Nord - Salgareda
255-N	Nord – Est	Elettrodotto 132 kV Predazzo - Moena
256-N	Nord – Est	Risoluzione antenna utente Ferriere Nord
347-N	Centro – Nord	Elettrodotto 380 kV Parma – S.Rocco
439-N	Centro	Riassetto rete AT nell'area di Chiusi
440-N	Centro	Nuovo elettrodotto 150 kV "S. Virginia CP – Cisterna CP"
543-N	Sud	Nuovo elettrodotto 220 kV CP Arenella – SE Fuorigrotta
544-N	Sud	Riassetto rete AT area metropolitana di Bari
545-N	Sud	Nuovo elettrodotto 150 kV "SE Vaglio RT (ex FS) – nuova SE 150 kV Sider.Lucchini"
547-N	Sud	Nuovo elettrodotto 150 kV "CP Monteiasi – CP Grottaglie"
623-N	Sicilia	Nuovo elettrodotto 150 kV "Lentini – Lentini RT (ex FS)"
624-N	Sicilia	Nuovo raccordo 150 kV "CP Siracusa Est – Siracusa RT (ex FS)"

5.1.1. Area Nord – Ovest

Nuovo elettrodotto 132 kV "Sestri levante – Levanto" e nuova SE 132 kV di smistamento						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
27-N						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁵⁵
2019				Liguria		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di garantire maggiori margini di sicurezza per l'alimentazione del carico locale e migliorare la qualità del servizio è previsto l'incremento della magliatura della rete 132 kV tra le stazioni di Sestri Levante e Levanto e la realizzazione di una nuova stazione alla quale verranno collegati due utenti oggi connessi in antenna attraverso lunghe linee.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2026			2028	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	21		6		1	
Dismissione	5		1		1	
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuovo el. 132 kV tra Sestri Levante e Levanto	Fase 1		2021	2026	2028	
Nuova S/E 132 kV di smistamento	Fase 1		2021	2026	2028	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/13 M€						

⁵⁵ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Riassetto Sud Ovest di Alessandria						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
28-N						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁵⁶
2019				Piemonte		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di incrementare la qualità del servizio degli utenti connessi in AT, con conseguente significativa riduzione delle microinterruzioni l'area della provincia di Alessandria, è prevista la risoluzione della connessione in derivazione rigida della CP Spigno tramite la realizzazione di una seconda linea di alimentazione 132 kV. Conseguentemente l'area interessata beneficerà di un miglioramento in termini di qualità di servizio e di Energia non fornita evitata (ENF).						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2025			2027	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Impatti non significativi						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Realizzazione nuovo collegamento 132 kV CP Spigno	Fase 1		2021	2025	2027	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/1 M€						

⁵⁶ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Riassetto rete 220 kV area Sud Ovest di Torino						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
29-N						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁵⁷
2019				Piemonte		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di incrementare la qualità del servizio degli utenti connessi in AT, con conseguente significativa riduzione delle microinterruzioni nell'area della provincia di Torino, sono previsti l'ammazzettamento delle linee 132 kV e 220 kV tra Sangone e UT Mirafiori e la realizzazione di una nuova SE 220 kV da collegare in entra-esce alla linea 220 kV Sangone - Salvemini. Conseguentemente l'area interessata beneficerà di un miglioramento in termini di qualità di servizio e di Energia non fornita evitata (ENF).						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2025			2027	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	4				2	
Dismissione	2				1	
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuova SE 220 kV di smistamento e raccordi	Fase 1		2021	2025	2027	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/8 M€						

⁵⁷ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

5.1.2. Area Nord

Riassetto rete 220 kV a Nord di Milano						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
161-N						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁵⁸
2019				Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
È previsto il riassetto della rete a 220kV presente nell'area a Nord di Milano realizzando un collegamento diretto tra gli impianti di Ricevitrice Sesto e Ricevitrice Nord MI mediante l'utilizzo di asset esistenti. Il nuovo assetto rete consentirà di aumentare la flessibilità di esercizio dell'area.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2025			2027	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Impatti non significativi						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Realizzazione collegamento diretto linea 220 kV R. Nord – Rise Sesto	Fase 1		2021	2025	2027	
Realizzazione collegamento diretto linea 220 kV Cassano – Rise Sesto	Fase 1		2021	2025	2027	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/1 M€						

⁵⁸ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

Riassetto rete AT area Bordogna							
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
162-N							
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁵⁹	
2019				Lombardia		Nord	
Descrizione intervento							
Nell'area Nord della provincia di Bergamo, in prossimità dell'impianto di Bordogna, verranno eseguiti lavori di rifacimento e potenziamento delle linee esistenti con successiva dismissione dell'impianto di Lenna al fine di garantire un miglioramento della qualità del servizio della afferente rete 132 kV dell'area.							
Finalità intervento				Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
				Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento							
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento		
2021		2025			2028		
Interdipendenze o correlazione							
Con altre opere				Da accordi con terzi			
				L'intervento è legato all'acquisizione della S/E 132 kV di Bordogna di proprietà di Enel P			
Impatti territoriali							
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione		36		11		2	
Dismissione		65		23		3	
Dismissione e Realizzazione							
Avanzamento opere principali							
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)	
	PdS '19	PdS '18					
Ammodernamento impianto Bordogna con aggiunta di due nuovi stalli	Fase 1		2021	2025	2028		
Collegamento diretto Ardenno – Bordogna	Fase 1		2021	2025	2028		
Collegamento diretto Morbegno – Brughiero	Fase 1		2021	2025	2028		
Potenziamento Moio de Calvi-S.P.Orzio	Fase 1		2021	2025	2028		
Collegamento diretto Fusine Sez – Bordogna	Fase 1		2021	2025	2028		
Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030				
o M€ /30 M€	IUS	2,6	IUS				

⁵⁹ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

VAN		59 M€	VAN				
Benefici Totali di sistema							
2020 - Best Estimation							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW	0					
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite	0					
<input type="checkbox"/>	B3b - Riduzione ENF	0					
<input type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti	0					
<input type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabil	0					
<input type="checkbox"/>	B6 - Investimenti evitati	0					
<input type="checkbox"/>	B7 - Costi evitati MSD	0					
<input type="checkbox"/>	B13 - Incremento Resilienza	0					
<input type="checkbox"/>	B16 - Opex Evitati o differiti	0					
<input type="checkbox"/>	B18 - Riduzione CO2	0					
<input type="checkbox"/>	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW	0					
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite	0					
<input type="checkbox"/>	B3b - Riduzione ENF	0					
<input type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti	0					
<input checked="" type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabil	4					
<input type="checkbox"/>	B6 - Investimenti evitati	0					
<input type="checkbox"/>	B7 - Costi evitati MSD	0					
<input type="checkbox"/>	B13 - Incremento Resilienza	0					
<input type="checkbox"/>	B16 - Opex Evitati o differiti	0					
<input type="checkbox"/>	B18 - Riduzione CO2	0					
<input type="checkbox"/>	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2025 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1	0					
<input type="checkbox"/>	B2b	0					
<input type="checkbox"/>	B3b	0					
<input type="checkbox"/>	B4	0					
<input type="checkbox"/>	B5b	0					
<input type="checkbox"/>	B6	0					
<input type="checkbox"/>	B7	0					
<input type="checkbox"/>	B13	0					
<input type="checkbox"/>	B16	0					
<input type="checkbox"/>	B18	0					
<input type="checkbox"/>	B19	0					
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				
2030 - Sustainable Transition							
Benefici monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1 - SEW	0					
<input type="checkbox"/>	B2b - Riduzione Perdite	0					
<input type="checkbox"/>	B3b - Riduzione ENF	0					
<input type="checkbox"/>	B4 - Costi evitati o differiti	0					
<input checked="" type="checkbox"/>	B5b - Integrazione rinnovabil	7					
<input type="checkbox"/>	B6 - Investimenti evitati	0					
<input type="checkbox"/>	B7 - Costi evitati MSD	0					
<input type="checkbox"/>	B13 - Incremento Resilienza	0					
<input type="checkbox"/>	B16 - Opex Evitati o differiti	0					
<input type="checkbox"/>	B18 - Riduzione CO2	0					
<input type="checkbox"/>	B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0					
Altri benefici non monetari		Val.		Val.			
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0				
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0				
2030 - Distributed Generation							
Monetari		Val. [M€]					
<input type="checkbox"/>	B1	0					
<input type="checkbox"/>	B2b	0					
<input type="checkbox"/>	B3b	0					
<input type="checkbox"/>	B4	0					
<input type="checkbox"/>	B5b	0					
<input type="checkbox"/>	B6	0					
<input type="checkbox"/>	B7	0					
<input type="checkbox"/>	B13	0					
<input type="checkbox"/>	B16	0					
<input type="checkbox"/>	B18	0					
<input type="checkbox"/>	B19	0					
Altri		Val.		Val.			
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0				
l5 [MWh]	0	l13	0				

Riassetto Nord di Brescia							
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
163-N							
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁶⁰	
2019				Lombardia		Nord	
Descrizione intervento							
Al fine di incrementare la qualità del servizio degli utenti connessi in AT, con conseguente significativa riduzione delle microinterruzioni nell'area Nord di Brescia caratterizzata dalla presenza di numerose utenze industriali di varia tipologia, è prevista la realizzazione di una nuova Stazione Elettrica 132 kV ubicata nell'area dell'attuale SE San Bartolomeo/Ric Nord collegata alle direttrici delle SE Nave e Travagliato. Conseguentemente l'area interessata beneficerà di un miglioramento in termini di qualità di servizio e di Energia non fornita evitata (ENF).							
Finalità intervento				Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
				Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento							
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento		
2021		2024			2027		
Interdipendenze o correlazione							
Con altre opere				Da accordi con terzi			
Impatti significativi							
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione		9				2	
Dismissione		7				2	
Dismissione e Realizzazione							
Avanzamento opere principali							
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)	
	PdS '19	PdS '18					
Nuova S/E 132 kV di smistamento e raccordi alle direttrici Nave e Travagliato	Fase 1		2021	2024	2027		
Interramento DT 132 kV Nave - Ori Martin - S.Bartolomeo	Fase 1		2021	2024	2027		
Sintesi Analisi Costi Benefici							
Investimento sostenuto/stimato o M€ /17 M€	Benefici Base				Benefici Totali (inclusi B13, B16, B18, B19)		
	Scenario ST 2025, 2030		Scenario DG 2025, 2030				
	IUS	4,6					
	VAN	75 M€					

⁶⁰ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

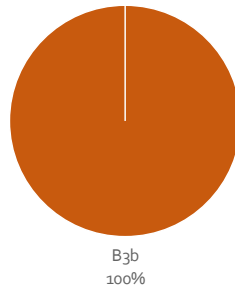
Benefici Totali di sistema

2020 - Best Estimation

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2a - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	0		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

2025 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2a - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	6		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0

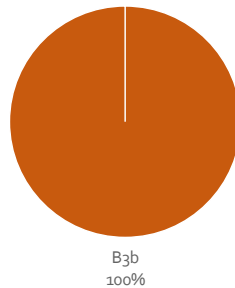


2025 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1	0		
B2a	0		
B3b	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

2030 - Sustainable Transition

Benefici monetari		Val. [M€]	
B1 - SEW	0		
B2a - Riduzione Perdite	0		
B3b- Riduzione ENF	6		
B4 - Costi evitati o differiti	0		
B5b - Integrazione rinnovabil	0		
B6 - Investimenti evitati	0		
B7 - Costi evitati MSD	0		
B13 - Incremento Resilienza	0		
B16 - Opex Evitati o differiti	0		
B18 - Riduzione CO2	0		
B19 - Rid. NOx, SOx, PM	0		
Altri benefici non monetari		Val.	Val.
l21 - TTC/Zone di mercato [MW]	0	l8 - Variaz. emissioni CO2 [k ton]	0
l5 - Overgeneration [MWh]	0	l13 - Variazione resilienza	0



2030 - Distributed Generation

Monetari		Val. [M€]	
B1	0		
B2a	0		
B3b	0		
B4	0		
B5b	0		
B6	0		
B7	0		
B13	0		
B16	0		
B18	0		
B19	0		
Altri		Val.	Val.
l21 [MW]	0	l8 [k ton]	0
l5 [MWh]	0	l13	0

Risoluzione derivazione rigida CP Gravedona						
Identificativo PdS	Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
164-N						
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato ⁶¹	
2019			Lombardia		Nord	
Descrizione intervento						
Al fine di incrementare la qualità del servizio degli utenti connessi in AT, con conseguente significativa riduzione delle microinterruzioni nell'area della provincia di Como, è prevista la realizzazione di una stazione presso la località Dongo per superare l'attuale configurazione in doppia derivazione rigida della CP di Gravedona. Conseguentemente l'area interessata beneficerà di un miglioramento in termini di qualità di servizio e di Energia non fornita evitata (ENF).e il pieno sfruttamento della produzione da fonte rinnovabile.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2024			2027	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti significativi						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione						
Dismissione	1					
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuova S/E 132 kV di smistamento Dongo	Fase 1		2021	2024	2027	
Raccordi 132 kV alla linea Campo – Albano MI	Fase 1		2021	2024	2027	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/4 M€						

⁶¹ Confine o sezione di rete (interzonale o intrazonale) su cui insiste l'aumento di capacità

5.1.3. Area Nord – Est

Elettrodotto 380 kV Venezia Nord - Salgareda						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
254-N						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2019				Veneto		Nord
Descrizione intervento						
La porzione di rete 380 kV del Triveneto è oggi interessata dai flussi di potenza in import dalla Slovenia che causano situazioni di elevato transito sull'elettrodotto 380 kV Venezia Nord – Salgareda, anche in situazioni di rete non integra. Per consentire il pieno sfruttamento della rete di trasmissione sono previsti interventi puntuali sull'elettrodotto 380 kV Venezia Nord - Salgareda che consentiranno di superare le attuali limitazioni, incrementando la sicurezza di esercizio e riducendo le gestioni di rete.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2024			2027	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Impatti non significativi						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 380 kV Venezia Nord - Salgareda	Fase1		2021	2024	2027	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/ 13 M€						

Elettrodotto 132 kV Predazzo - Moena						
Identificativo PdS	Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
255-N						
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato	
2019			Trentino Alto Adige		Nord	
Descrizione intervento						
Con l'obiettivo di incrementare la resilienza della rete anche a seguito degli eventi estremi che si stanno verificando è stata prevista la realizzazione di un nuovo elettrodotto in cavo 132 kV tra gli impianti di Predazzo e Moena che, in sinergia con gli altri interventi previsti anche a seguito di richieste di modifica delle connessioni ricevute dai distributore locali, consentirà di rinforzare la magliatura della rete nell'area incrementando pertanto la qualità del servizio.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri		Completamento		
2021		2025		2028		
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
interventi di connessione previsti nell'area			altri titolari degli impianti			
Impatti territoriali						
Attività	l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]	
Realizzazione	42		18		8	
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuovo elettrodotto 132 kV Predazzo - Moena	Fase1		2021	2025	2028	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/ 13 M€						

Risoluzione antenna utente Ferriere Nord						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
256-N						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2019				Friuli Venezia Giulia		Nord
Descrizione intervento						
Al fine di incrementare la qualità del servizio dell'utente connesso alla rete 220 kV, limitando il fenomeno dei buchi di tensione, è prevista la risoluzione dell'attuale connessione in antenna. L'intervento provvederà anche alla riduzione del rischio dell'ENF, fornendo una seconda via di alimentazione all'utente in questione.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER	Qualità del Servizio	
				Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza	
				Integrazione RFI	Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2024			2027	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
				Coordinamento con utente Ferriere Nord		
Impatti significativi						
Impatti non significativi						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Risoluzione antenna	Fase1		2021	2024	2027	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/9 M€						

5.1.4. Area Centro – Nord

Elettrodotto 380 kV Parma – S.Rocco						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
347-N						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2019				Emilia Romagna, Lombardia		Nord
Descrizione intervento						
In alcune condizioni di esercizio si hanno dei flussi di potenza elevati in import dalla frontiera Nord che potranno subire incrementi, alla luce dell'entrata in servizio del nuovo collegamento Italia – Francia. Per consentire il pieno sfruttamento della rete di trasmissione sono previsti interventi puntuali sull'elettrodotto 380 kV Parma – S.Rocco che consentiranno di superare le attuali limitazioni, incrementando la sicurezza di esercizio e riducendo le congestioni di rete.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2024			2027	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Impatti non significativi						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Elettrodotto 380 kV Parma S.Rocco.	Fase1	-	2021	2024	2027	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/ 13 M€						

5.1.5. Area Centro

Riassetto rete AT nell'area di Chiusi						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
439-N						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2019				Lazio, Toscana		Centro Sud
Descrizione intervento						
Al fine di incrementare la continuità e la qualità del servizio di trasmissione nella porzione di rete AT afferente alla CP di Chiusi, si prevede la risoluzione della derivazione rigida "CP Chianciano – CP Chiusi der. SSE Chiusi RT (ex FS)" attraverso la realizzazione di un breve raccordo a 132 kV. Contestualmente sarà realizzato un nuovo raccordo in e-e della CP Fabro Scalo alla linea "SSE Orvieto RT (ex FS) – Città della Pieve RT (ex FS)". Infine, è previsto un piano di razionalizzazione della rete AT nell'area interessata.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2024			2027	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti significativi						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		2				
Dismissione		23		3		1
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Risoluz. der. Rigida SSE Chiusi RT	Fase 1	-	2021	2024	2027	
CP Fabro Scalo in e-e alla linea "SSE Orvieto RT (ex FS) – Città della Pieve RT (ex FS)"	Fase 1	-	2021	2024	2027	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/3 M€						

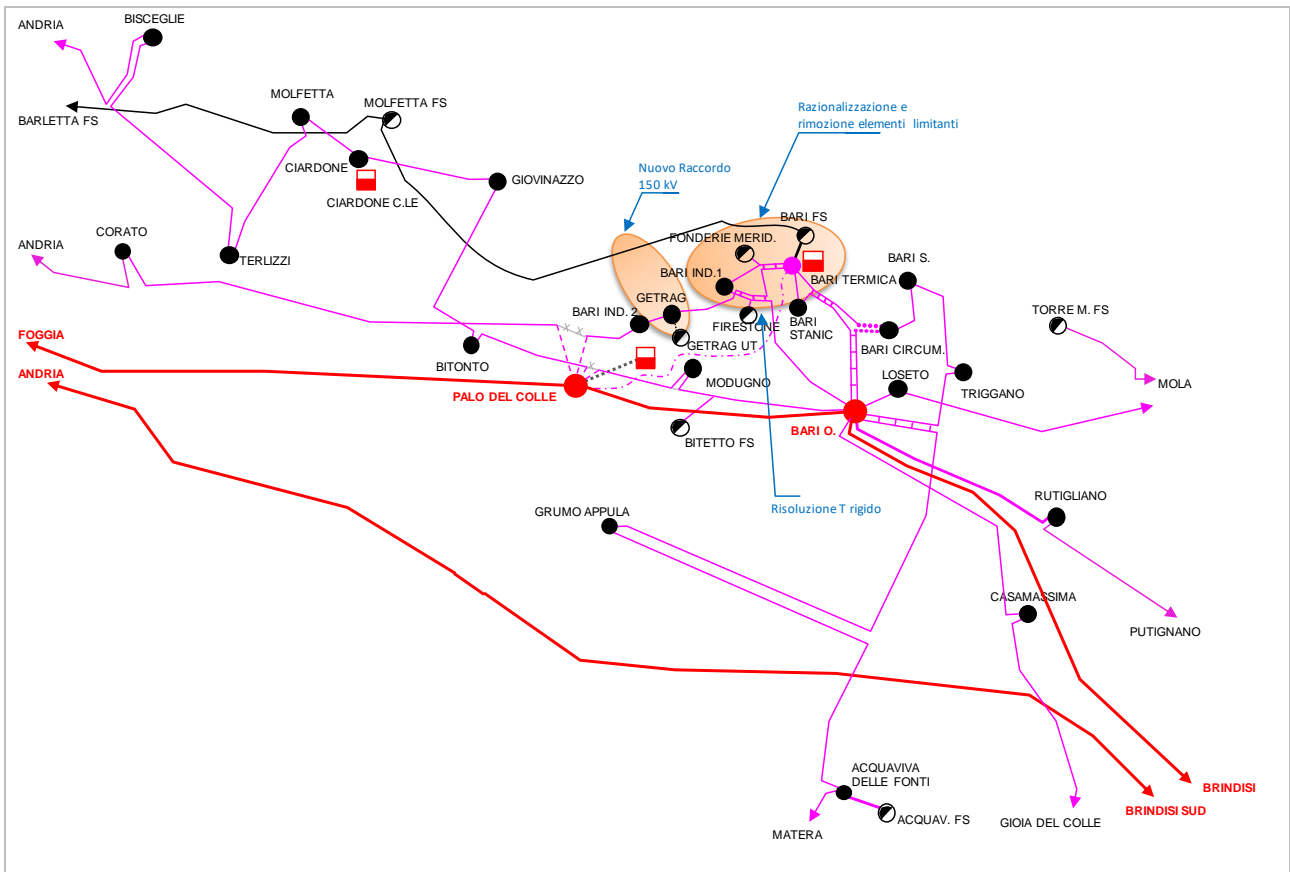
Nuovo elettrodotto 150 kV "S. Virginia CP – Cisterna CP"						
Identificativo PdS	Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
440-N						
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato	
2019			Lazio		Centro Sud	
Descrizione intervento						
Al fine di incrementare la qualità del servizio degli utenti connessi in AT, con conseguente significativa riduzione delle microinterruzioni nell'area di Latina a causa della ridotta magliatura di rete e la presenza di utenze industriali di varia tipologia, è previsto un collegamento fra "S. Virginia CP – Cisterna CP" e un raddoppio a 150 kV del collegamento "S. Virginia CP – Hydro Aluminium". Conseguentemente l'area interessata beneficerà di un incremento di qualità del servizio ed un miglioramento in termini di Energia non fornita (ENF).						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER	Qualità del Servizio		
			Interconnessioni	Congestioni INTER / INTRA		
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN	Resilienza		
			Integrazione RFI	Transizione Energetica		
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri		Completamento		
2021		2024		2027		
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere			Da accordi con terzi			
Impatti significativi						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	5					
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
El. 150 kV "S. Virginia - Cisterna"	Fase 1	-	2021	2024	2027	
El. 150 kV "S. Virginia CP – Hydro Aluminium"	Fase 1	-	2021	2024	2027	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/8 M€						

5.1.6. Area Sud

Nuovo elettrodotto 220 kV CP Arenella – CP Fuorigrotta						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
543-N						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2019				Campania		Centro Sud
Descrizione intervento						
<p>Il sistema elettrico nell'area della provincia di Napoli è caratterizzato da vetustà e scarsa affidabilità degli elementi di rete (in particolare cavi e linee aeree 220 kV) che determinano un livello elevato di indisponibilità annua e di rischio di energia non fornita agli utenti finali. Ad integrazione di quanto già in corso nell'ambito degli interventi denominati "Riassetto rete a 220 kV città di Napoli" (codice 514-P) e "Elettrodotto 220 kV Arenella – Colli Aminei" (537-P), al fine di incrementare la continuità e l'affidabilità della direttrice 220 kV Astroni – Doganella, si prevede la realizzazione di un nuovo collegamento in cavo 220 kV Arenella – CP Fuorigrotta.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2024			2027	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti significativi						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		6				6
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuovo elettrodotto 220 kV CP Arenella – CP Fuorigrotta	Fase 1	-	2021	2024	2027	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/8 M€						

Nuovo elettrodotto 150 kV "SE Vaglio RT (ex FS) – nuova SE 150 kV Sider.Lucchini"						
Identificativo PdS	Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP	
545-N						
Anno di Pianificazione	Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato	
2019			Basilicata		Sud	
Descrizione intervento						
Al fine di incrementare la qualità del servizio degli utenti connessi in AT, con conseguente significativa riduzione delle microinterruzioni nell'area di Potenza a causa della ridotta magliatura di rete e la presenza di utenze industriali di varia tipologia, è prevista la realizzazione di una nuova SE 150 kV nei pressi di Sider Lucchini e di un nuovo collegamento 150 kV "Vaglio RT (ex FS) – nuova SE 150 kV Sider. Lucchini". Conseguentemente l'area interessata beneficerà di un incremento di qualità del servizio ed un miglioramento in termini di Energia non fornita (ENF).						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2024			2027	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti significativi						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	5				1	
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
El. 150 kV "SE Vaglio RT (ex FS) – Sider.Lucchini"	Fase 1	-	2021	2024	2027	
Nuova SE 150 kV	Fase 1	-	2021	2024	2027	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/13 M€						

Riassetto rete AT area metropolitana di Bari						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
544-N						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2019				Puglia		Sud
Descrizione intervento						
<p>Nell'ottica di migliorare la continuità e la qualità del servizio dell'area metropolitana di Bari e garantire adeguati livelli di sicurezza, flessibilità e affidabilità della rete nell'area suddetta, in sinergia con la rete ex RFI, sono previsti nuovi raccordi/elettrodotti a 150 kV per incremento magliatura e demolizioni parziali di linee vetuste. Contestualmente al piano di razionalizzazione di cui sopra saranno opportunamente rimossi, laddove presenti, elementi limitanti la capacità di trasmissione degli asset RTN.</p>						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2024			2027	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti significativi						
Attività		I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]
Realizzazione		3				
Dismissione		9				4
Dismissione e Realizzazione		4				1
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Attività di riassetto dell'area metropolitana di Bari	Fase 1	-	2021	2024	2027	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/10 M€						
Schema rete						



Nuovo elettrodotto 150 kV "CP Monteiasi – CP Grottaglie"						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
547-N						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2019				Puglia		Sud
Descrizione intervento						
Al fine di incrementare la qualità del servizio degli utenti connessi in AT, limitando la fenomenologia dei buchi di tensione che interessano l'area di Taranto a causa della ridotta magliatura di rete e la presenza di utenze industriali di varia tipologia, è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento 150 kV "CP Monteiasi – CP Grottaglie". Conseguentemente l'area interessata beneficerà di un incremento di qualità del servizio ed un miglioramento in termini di Energia non fornita (ENF).						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2024			2027	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività		l22 [km]		l23 [km]		l24 [km]
Realizzazione		6				
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuovo elettrodotto 150 kV "CP Monteiasi – CP Grottaglie"	Fase 1	-	2021	2024	2027	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/7 M€						

5.1.7. Area Sicilia

Nuovo elettrodotto 150 kV "Lentini – Lentini RT (ex FS)"						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
623-N						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2019				Sicilia		Sicilia
Descrizione intervento						
Al fine di integrare la rete ex RFI con la RTN ed incrementare la magliatura di rete dell'area a sud di Catania, aumentando la flessibilità di esercizio, prevenendo il verificarsi di sovraccarichi sulla rete in particolari condizioni operative, è prevista la realizzazione di un nuovo collegamento 150 kV "Lentini - Lentini RT (ex FS)". Contestualmente saranno opportunamente rimossi, laddove presenti, elementi limitanti la capacità di trasmissione degli asset RTN.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation		Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio
				Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA
Market Efficiency		Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza
				Integrazione RFI		Transizione Energetica
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2024			2027	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	1				1	
Dismissione						
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuovo elettrodotto 150 kV "Lentini – Lentini RT (ex FS)"	Fase 1	-	2021	2024	2027	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/3 M€						

Nuovo raccordo 150 kV "CP Siracusa Est – Siracusa RT (ex FS)"						
Identificativo PdS		Identificativo PCI		Identificativo TYNDP		Identificativo RIP
624-N						
Anno di Pianificazione		Delibera 579/2017		Regioni interessate		Zone di Mercato
2019				Sicilia		Sicilia
Descrizione intervento						
Al fine di integrare la rete ex RFI con la RTN ed incrementare la magliatura di rete dell'area di Siracusa, aumentando la flessibilità di esercizio e prevenendo il verificarsi di sovraccarichi sulla rete in particolari condizioni operative, è prevista la realizzazione di un nuovo raccordo 150 kV della "CP Siracusa Est – Siracusa 1" alla SSE Siracusa RT (ex FS). La razionalizzazione dell'area prevede inoltre il riassetto della rete ex RFI nell'area interessata.						
Finalità intervento			Obiettivo intervento			
Decarbonisation	Security of supply		Integrazione FER		Qualità del Servizio	
			Interconnessioni		Congestioni INTER / INTRA	
Market Efficiency	Sostenibilità		Connessione RTN		Resilienza	
			Integrazione RFI		Transizione Energetica	
Previsione tempistica Intervento						
Avvio attività		Avvio cantieri			Completamento	
2021		2024			2027	
Interdipendenze o correlazione						
Con altre opere				Da accordi con terzi		
Impatti territoriali						
Attività	I22 [km]		I23 [km]		I24 [km]	
Realizzazione	1				1	
Dismissione	20				7	
Dismissione e Realizzazione						
Avanzamento opere principali						
Nome Opera	Stato avanzam.		Avvio attività	Avvio realizzaz.	Completa-mento	Note (Eventuali criticità/cause di ritardi)
	PdS '19	PdS '18				
Nuovo raccordo 150 kV "CP Siracusa Est – Siracusa RT (ex FS)"	Fase 1	-	2021	2024	2027	
Nuovo raccordo 150 kV "Siracusa RT (ex FS) -Siracusa 1"	Fase 1	-	2021	2024	2027	
Sintesi						
Investimento sostenuto/stimato: 0 M€/3 M€						

6. BENEFICI PER IL SISTEMA





- Le analisi condotte sugli Scenari di Piano considerati, confermano un incremento dei flussi di energia lungo la direttrice Sud – Nord, più o meno importante in funzione dello Scenario esaminato
- L’impatto di tale incremento risulta maggiore con particolare riferimento alla sezione Centro Sud ↔ Centro Nord
- I volumi di scambio sulla frontiera nord confermano la strategicità delle linee di interconnessione pianificate
- Il processo di decarbonizzazione previsto dal Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima risulta strettamente condizionato dal realizzarsi di tutte le misure previste dal Piano Integrato ed in particolare il phase out degli impianti a carbone in Sardegna è realizzabile solo se saranno implementate tutte le misure previste tra le quali il nuovo collegamento HVDC Continente – Sicilia -Sardegna

6.1. I BENEFICI PER IL SISTEMA

Nel presente capitolo sono riportati i risultati attesi degli interventi di sviluppo previsti dal Piano di Sviluppo 2019 e dai Piani precedenti, valutati in base al beneficio differenziale legato alla presenza o meno degli interventi programmati (scenario with, scenario without).

Come descritto nei successivi paragrafi, i risultati attesi sono in linea con gli obiettivi della Concessione, richiamati nel capitolo 1 del presente documento, e con i principali obiettivi definiti nell’ambito del Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima:

- incremento della capacità di trasporto per gli scambi con l’estero;
- riduzione delle congestioni interzonal;
- incremento adeguatezza rete;
- riduzione dei vincoli alla produzione da FER;
- riduzione delle emissioni di CO₂.

Inoltre, per la prima volta, vengono rappresentati i benefici in termini di incremento della flessibilità.

6.2. SCAMBI ENERGETICI NEL MEDIO E LUNGO TERMINE

6.2.1. Scambi energetici nel medio/ lungo periodo

Attraverso uno studio di mercato del sistema elettrico italiano sono stati individuati i flussi di energia e le ore di congestione attesi nel medio periodo (2025) e nel lungo periodo (2030) (Figura 179).

L’analisi è stata condotta con un programma di simulazione del mercato elettrico (PROMEDGRID, i cui dettagli sono riportati nel capitolo 4) che consente la

stima annuale su base oraria dei volumi di energia scambiati tramite la risoluzione di un problema di ottimizzazione tecnico – economica. La rete è rappresentata attraverso zone di mercato interconnesse.

L’inserimento nel modello di analisi degli interventi presenti nel Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale consente di valutare l’impatto che essi hanno in termini di riduzione delle congestioni interzonal ed in termini di benefici determinati dal riassetto degli equilibri di mercato.

Per quanto riguarda la previsione dei prezzi zonal e del PUN si evidenzia che essendo le simulazioni basate su scenari previsionali questi non vanno considerati in termini assoluti ma possono dare utili indicazioni sui trend previsti soprattutto in termini differenziali.

L’analisi ha consentito anche quantificare i vantaggi che derivano dallo sviluppo della rete di trasmissione in relazione allo sfruttamento non ottimale delle risorse di generazione causato dalle limitazioni di rete.

Gli scambi stimati negli scenari 2025 ST e 2025 DG sono il risultato delle simulazioni di mercato effettuate su uno scenario di generazione e carico in linea con gli scenari di piano di medio termine: in tali ipotesi è stata considerata una domanda annua di circa 341 TWh (ST) e 349 TWh (DG) e uno sviluppo di capacità da fonte rinnovabile pari a circa 23,2 GW (ST) e 33,9 GW (DG) di fotovoltaico e circa 13,8 GW (ST) e 13,7 GW (DG) di eolico.

Complessivamente gli scambi di energia mostrano un flusso predominante da Sud verso il Nord, a cui si somma il contributo del collegamento col Montenegro verso la zona Centro Sud e Centro Nord del sistema italiano.

Di seguito le principali evidenze della simulazione effettuata a medio termine (2025):

- significativa congestione sulla frontiera Nord (al confine fra Nord Italia e Estero) e con il Montenegro;
- flusso di energia significativo dalla zona Sud alla zona Centro Sud e dal Centro Sud al Centro Nord. Ciò è provocato dal notevole sviluppo della generazione da fonti rinnovabili non programmabili al Sud.
- il Centro Nord risulta spesso una sezione neutra del nostro Sistema limitata essenzialmente in import dalla frontiera Nord-Centro Nord.

Gli scambi stimati negli scenari 2030 ST e 2030 DG sono il risultato delle simulazioni di mercato effettuate su uno scenario di generazione e carico in linea con gli scenari di piano di lungo termine: in tali ipotesi è stata considerata una domanda annua di circa 359 TWh (ST) e di circa 375 TWh (DG) e uno sviluppo di capacità da fonte rinnovabile pari a circa 25,4 GW (ST) e 46,6 GW (DG) di fotovoltaico e circa 16,2 GW (ST e DG) di eolico.

Rispetto alle previsioni di medio periodo, si evidenzia una sostanziale invarianza delle ore di saturazione sulla sezione Centro Sud - Centro Nord. Infatti, anche se si registra un aumento dei flussi di energia in direzione da Centro Sud a Centro Nord (da 12,7 TWh a 18,2 TWh nello scenario DG e da 15,3 TWh a 23,1 TWh nello scenario ST) provocato sia dal maggiore transito di rinnovabile dal Sud sia dall'import dal Montenegro, l'incremento di capacità di transito previsto nel Piano di Sviluppo (HVDC Centro Nord-Centro Sud) riesce a mantenere pressoché invariate le ore di congestione registrate in tale sezione.

Dal confronto fra le simulazioni a medio termine e quelle a lungo termine, si evince anche una diminuzione delle congestioni con i Paesi confinanti con il Nord Italia. Tale risultato è dovuto sia alla maggiore competitività del parco termoelettrico italiano a fronte di una parziale dismissione del parco nucleare estero, sia agli interventi di sviluppo previsti con la frontiera.

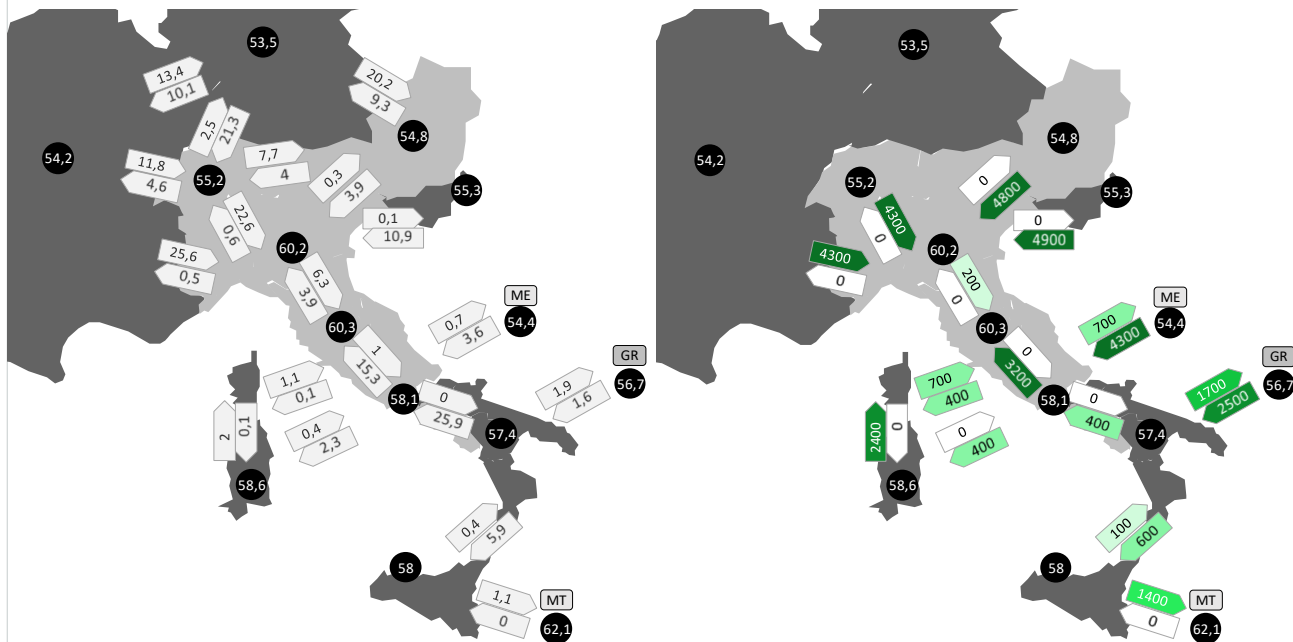
La realizzazione del secondo polo dell'HVDC Italia-Montenegro da 600 MW, provoca un aumento considerevole dell'Import dall'area balcanica (da 4,2 TWh a 7,8 TWh nel DG e da 3,6 TWh a 4 TWh nel ST), e una contemporanea diminuzione delle ore di congestione sulla sezione Montenegro - Centro Sud (da 5300h a 4400h nel DG e da 4300h a 1300h nel ST).

Da notare, infine, che grazie alla realizzazione del tri-terminale Sardegna-Sicilia-Continente, il differenziale di prezzo fra la Sardegna e il Continente, diminuisce bruscamente in entrambi gli scenari (da 2,4€/MWh a circa 0€/MWh nel DG e da 0,5€/MWh a circa 0€/MWh nel ST).

Le ore di congestione e i flussi dello scenario 2030 PNEC sono il risultato della simulazione di mercato effettuata su uno scenario di generazione e carico in linea con quanto descritto nel capitolo 3: in tali ipotesi è stata considerata una domanda annua di circa 330 TWh e uno sviluppo di capacità da fonte rinnovabile pari a 51 GW di solare e 18 GW di eolico. In tale scenario il saldo import/export non è un risultato della simulazione (come avviene negli scenari ST e DG), bensì è un valore di input, fissato a priori. Per tale motivo, l'import dall'Estero si discosta notevolmente dai valori ottenuti negli altri due scenari, registrando un valore nettamente inferiore. Dal confronto fra i 3 scenari al 2030 è facile constatare un elevato scostamento del numero di ore di congestione registrato sulla sezione Centro Nord - Nord (1700h contro rispettivamente 100h e 0h registrate negli scenari 2030 DG e 2030 ST). Tale differenza è provocata dall'aver fissato il valore di import con la frontiera estera: il Nord Italia, infatti, è caratterizzato da un elevato valore di domanda elettrica, per cui la diminuzione di import dall'estero viene compensata da un incremento del flusso di energia sulla sezione Centro Nord - Nord (13,6 TWh contro rispettivamente 7,6 TWh e 9,4 TWh degli scenari 2030 DG e 2030 ST). Il maggior transito di energia su tale sezione produce l'incremento delle ore di congestione sopra menzionato. Importante, infine, evidenziare come la sostituzione degli impianti alimentati a carbone con nuova capacità di generazione a gas o capacità di accumulo per 400MW, determini un'inversione dei flussi di energia in Sardegna: l'isola, infatti, esporta notevoli quantità di energia (2,6 TWh) verso il Centro Sud, a differenza di quanto registrato negli scenari 2030 DG e 2030 ST (0,3 TWh).

Figura 179 Flussi di energia ed ore

Scenario 2025 Sustainable Transition



Scenario 2025 Distributed Generation

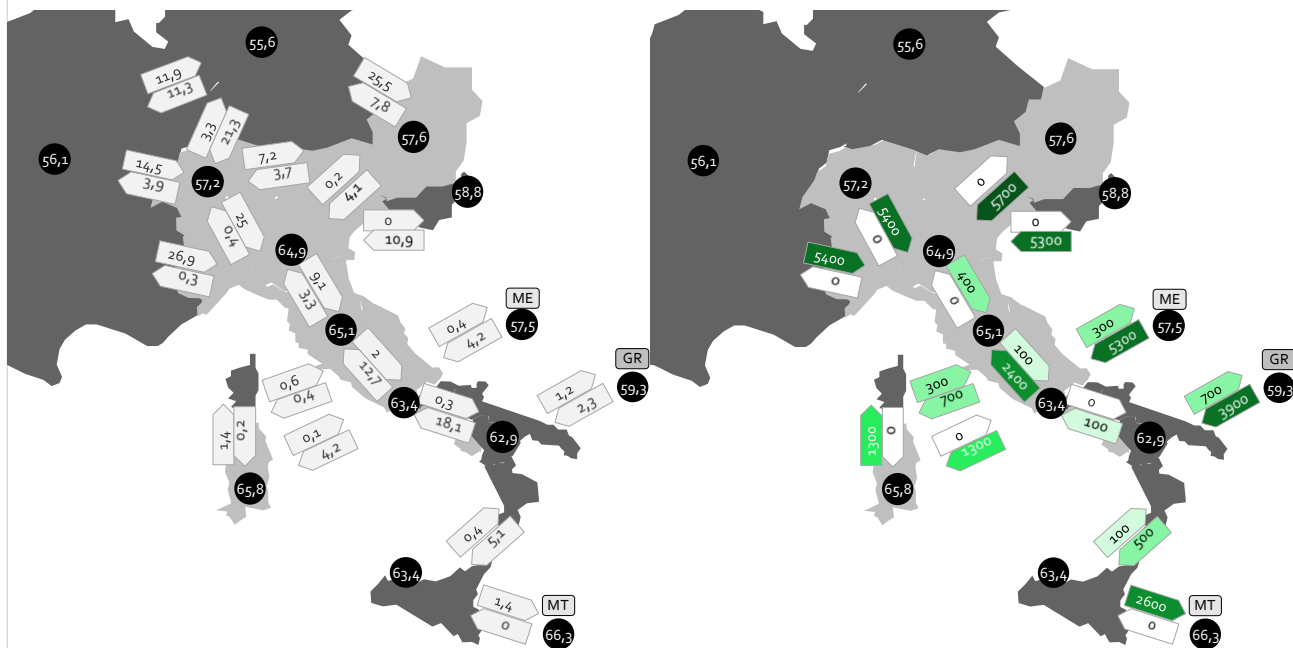
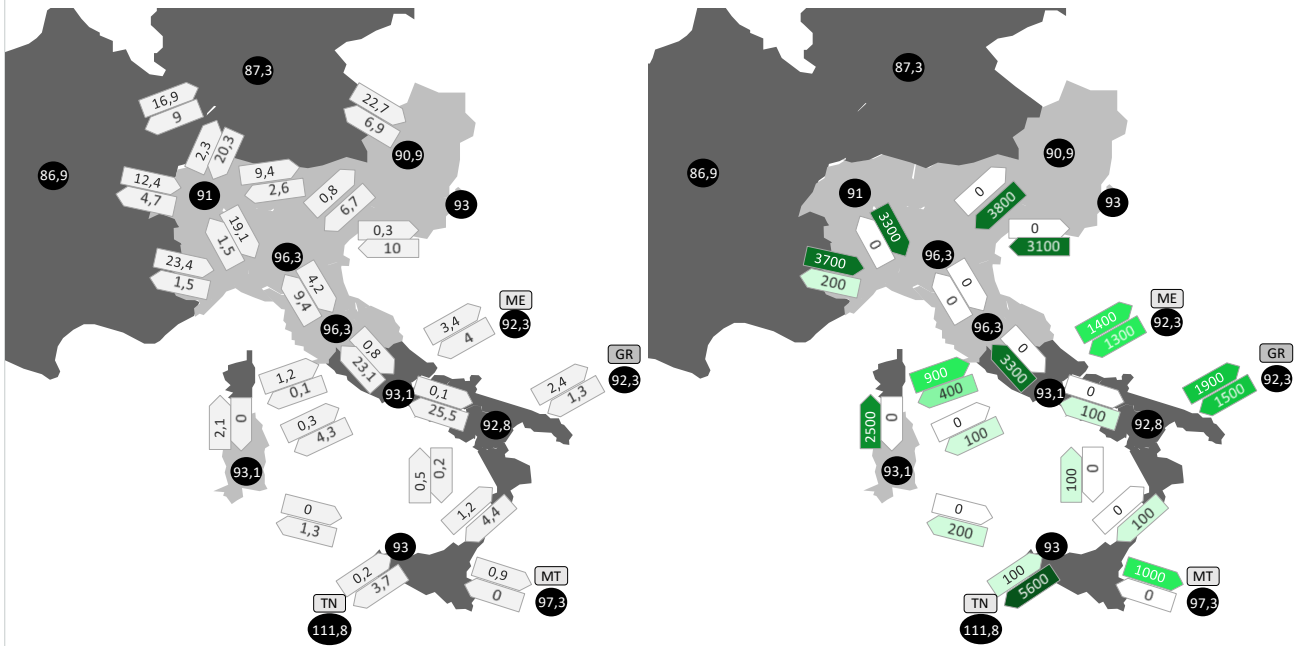


Figura 18o Flussi di energia ed ore

Scenario 2030 Sustainable Transition



Scenario 2030 Distributed Generation

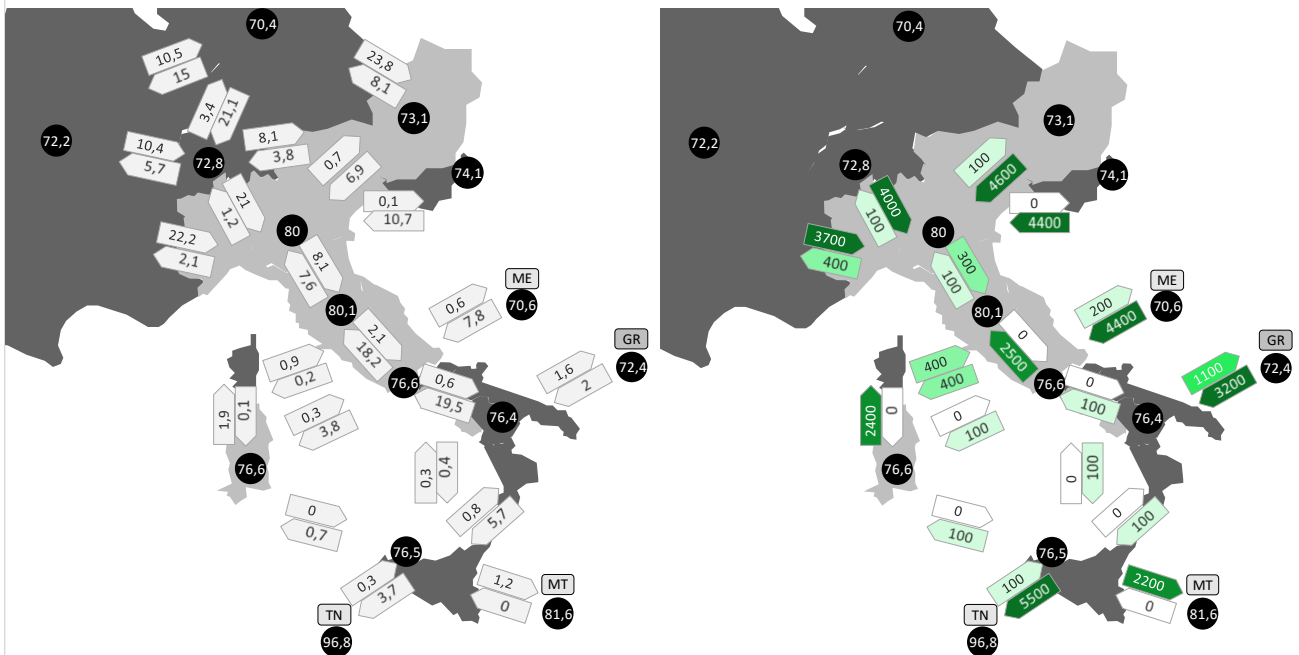
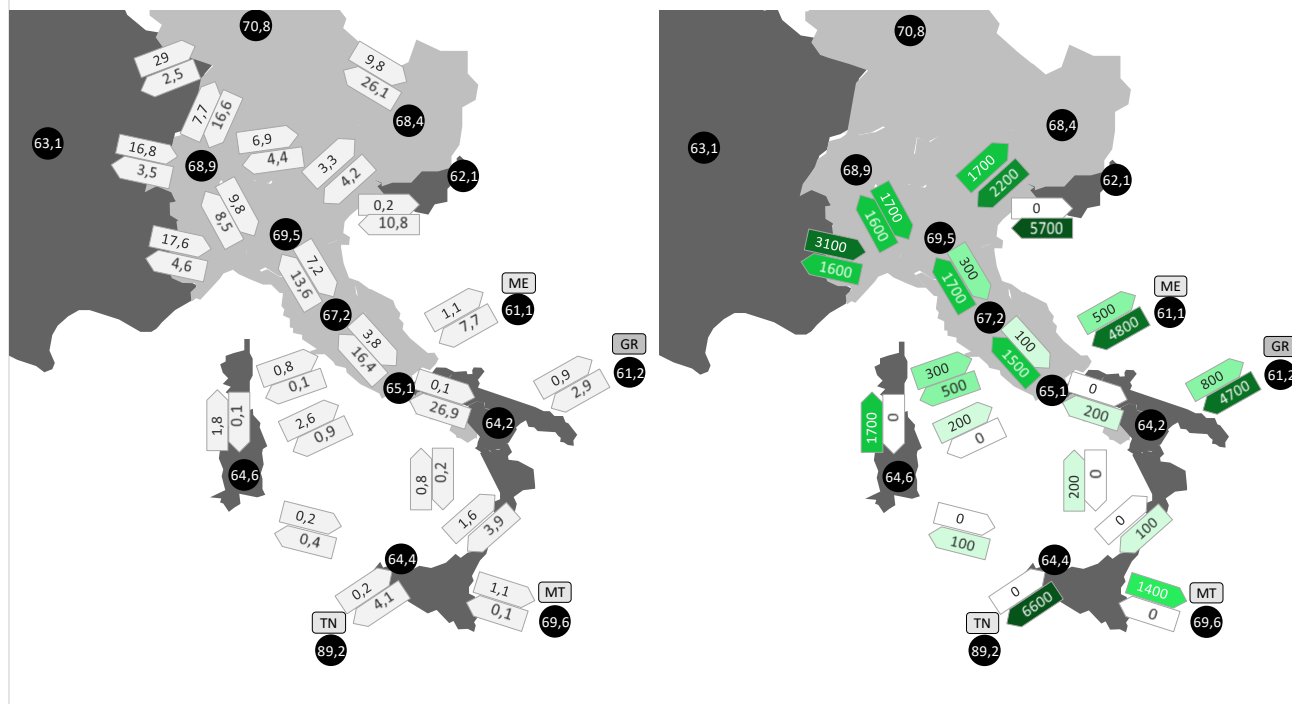


Figura 181 Flussi di energia ed ore

Scenario 2030 PNEC



6.3. INCREMENTO DELLA CAPACITÀ DI TRASPORTO PER GLI SCAMBI CON L'ESTERO

Il programma realizzativo delle interconnessioni previste nel medio e nel lungo periodo nel presente Piano di Sviluppo consentirà di aumentare la capacità di trasporto per lo scambio di energia con i Balcani nel breve termine (entro il 2019, relativamente al primo polo Italia – Montenegro da 600 MW) e con la frontiera settentrionale (entro il 2020) per un totale di circa 2.000 MW. Tali incrementi sono correlati in particolare alla realizzazione dei seguenti sviluppi di rete:

- collegamento con il Montenegro (nuovo HVDC in cavo sottomarino "Villanova – Lastva");
- sviluppo sulla frontiera francese (nuovo collegamento HVDC "Piossasco – Grand'Île");
- sviluppo sulla frontiera austriaca;

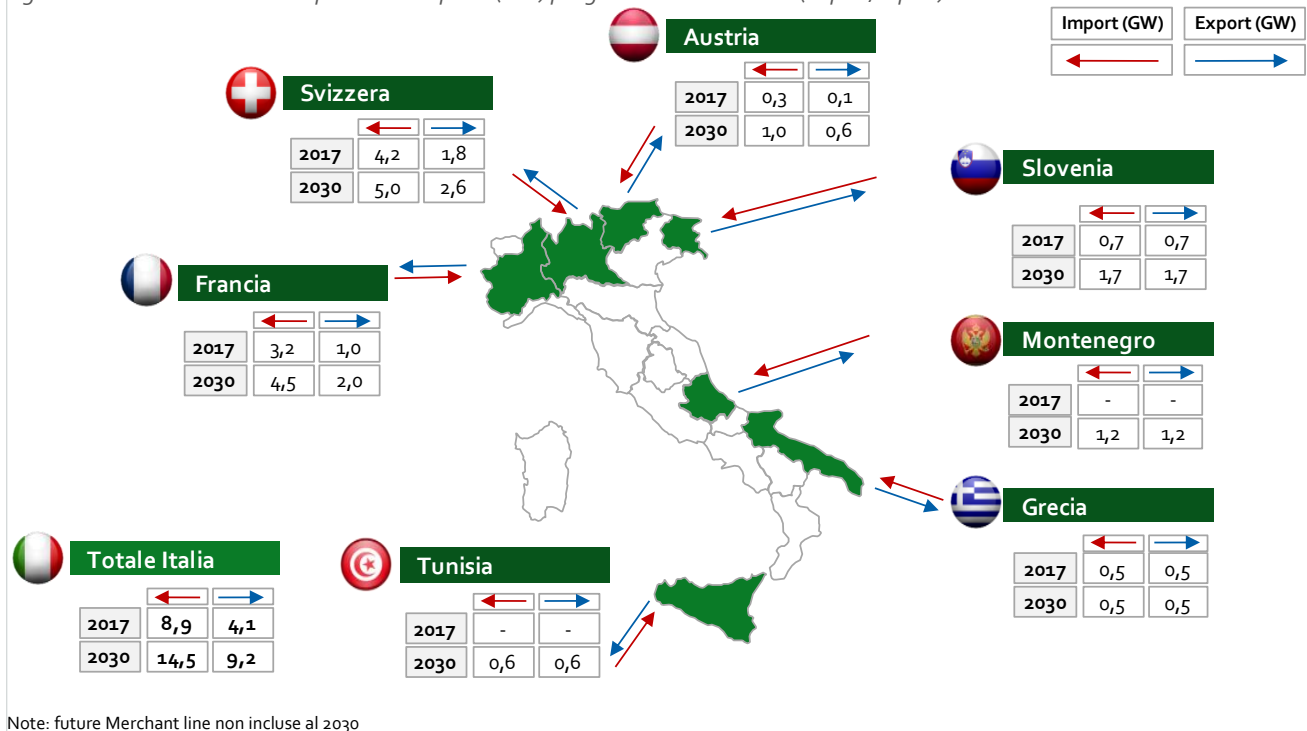
La capacità di interconnessione tra la rete nazionale e quella dei paesi confinanti associata ai progetti proposti da Terna (merchant line non incluse) è in crescita (Figura 182). In particolare, si osserva che al 2030 è atteso un incremento di circa 6 GW della capacità totale di import in linea con il target europeo del 15% sul totale delle fonti energetiche rinnovabili.

6.4. RIDUZIONE DELLE CONGESTIONI INTERZONALI

Si riportano di seguito gli interventi di sviluppo più significativi in termini di riduzione delle congestioni interzonal:

- il riclassamento a 400 kV della Calenzano-Colunga consentirà di incrementare i limiti di scambio sulla sezione di mercato Nord/Centro Nord;
- gli interventi di ripotenziamento previsti lungo la dorsale adriatica e la realizzazione del collegamento HVDC Villanova-Fano permetteranno un incremento del limite di scambio sulla sezione Centro Nord/Centro Sud;
- il raddoppio della dorsale adriatica, la realizzazione degli elettrodotti 400 kV Deliceto-Bisaccia, Foggia-Villanova e Montecorvino-Avellino Nord- Benevento II permetteranno di incrementare il limite di scambio sulla sezione Sud/Centro Sud/ Centro Nord;
- la realizzazione degli interventi di sviluppo della rete primaria in Calabria e la realizzazione dell'elettrodotto Montecorvino – Avellino Nord-Benevento II, permetteranno di incrementare la produzione degli impianti localizzati in Calabria, il trasporto di tale potenza verso i centri di consumo della Campania e verso il Centro Italia. Le limitazioni residue risultano essere trascurabili su base annua.

Figura 182 Interconnessioni – Capacità di trasporto (GW) per gli scambi con l'estero (import/export)



Nella Figura 183⁶² sono riportati gli incrementi attesi dei limiti di transito interzonali nell'orizzonte di Piano di medio-lungo termine, con riferimento alla situazione diurna invernale⁶³. Tali valori sono stati calcolati sulla base di ipotesi di scenari previsionali tipici della Rete di Trasmissione Nazionale, del parco produttivo e del fabbisogno previste nel periodo orizzonte e pertanto sono affetti da incertezza tanto più grande quanto più gli interventi considerati sono lontani nel tempo.

Figura 183 Incremento dei principali limiti di transito tra zone di mercato (MW)

Sezione interzonale	Direzione	Capacità di trasporto (Winter Peak 2018) di partenza (MW)	Capacità di trasporto Winter Peak rapporto capacità obiettivo			Capacità di trasporto Winter Peak obiettivo delibera 698/2018				Interventi di sviluppo pianificati		
			Addizionale (MW)	Direzione	Finale (MW)	2018 (MW)	Addizionale (MW)	Direzione	Finale (MW)	Infrastruttura chiave	Codice intervento	Incremento scambio (MW)
Centro Nord - Nord	►	1.300	500	►	1.800	1.300	500	►	1.800	Colunga-Calenzano	302-P	+400
	◄	4.000		◄	4.500	4.000		◄	4.500	HVDC Villanova-Fano	436-P	+600-1000
Centro Sud - Centro Nord	►	2.700	1.100	►	3.800	2.700	1.100	►	3.800	Colunga-Calenzano	302-P	+400
	◄	1.300		◄	-	1.300		◄	-	HVDC Villanova-Fano	436-P	+600
Sud - Centro Sud	►	4.600	900	►	5.500	4.600	900	►	5.500	Rim. lim. Centro Sud-Centro Nord	432-P	+150-300
	◄	-		◄	-	-		◄	-	HVDC Villanova-Fano	436-P	+1000-1150
Rossano - Sud	►	2.450				2.450				Rim. lim. Centro Sud-Centro Nord	432-P	+150-300
	◄	-				-				HVDC Villanova-Fano	436-P	+1000-1150
Sicilia-Continente (5)	►	1.200	900	►	2.100	1.200	-	►	-	Deliceto-Bisaccia	505-P	+400
	◄	1.100		◄	2.000	1.100		◄	-	Foggia-Villanova	402-P	+500
Sardegna-Continente (4)	►	1.295	900	►	1.895	995	500 (2) 400 (3)	►	1495 (2)* 1395 (3)*	Montecorvino-Benevento	506-P	+200
	◄	1.028		◄	1.628	728		500 (2) 400 (3)	◄	1228 (2)* 1128 (3)*	Riassetto rete Nord Calabria	509-P
										Montecorvino-Benevento	506-P	+900
										HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	723-P	+1000-2000
										HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	723-P	+1000-2000
										SACOI 3	301-P	+400
										HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	723-P	+1000
										SACOI 3	301-P	+400
										HVDC Continente-Sicilia-Sardegna	723-P	+1000

(*) la capacità obiettivo finale tiene conto del contributo derivante dalla dismissione del SACOI 2 per termine vita utile (-300 MW) e del nuovo collegamento SACOI 3 (+400 MW)

(2) valore di capacità target tra Centro Nord e Sardegna

(3) valore di capacità target tra Centro Sud e Sardegna

(4) Intendendo come frontiera con la Sardegna: Corsica, Centro Nord, Centro Sud, Sicilia, Continente

(5) Intendendo come frontiera con la Sicilia: Sardegna, Continente

⁶² I valori indicati per il polo di produzione di Rossano si riferiscono ai benefici potenziali negli scenari previsti di piano in termini di incremento della capacità di scambio sulla sezione critica corrispondente alla porzione di rete su cui insiste il polo.

⁶³ Documento "Valori dei limiti di transito fra le zone di mercato" Rev 24 del 7/12/2018 disponibile sul sito Terna <http://www.terna.it>

6.5. INCREMENTO ADEGUATEZZA DELLA RETE

Gli interventi di sviluppo previsti nel presente Piano consentiranno pertanto un significativo incremento dei limiti di transito tra le zone di mercato, permettendo sia di migliorare l'affidabilità della rete sia di ridurre la frequenza di separazione del mercato consentendo quindi un maggior utilizzo della capacità produttiva per la copertura in sicurezza del fabbisogno nazionale. Analisi di adeguatezza con metodo Monte Carlo sono state effettuate per studiare gli indici di affidabilità in tutti gli scenari di piano considerando la variabilità delle fonti rinnovabili, la necessità di approvvigionamento di riserva sia zonale che a livello nazionale e una notevole stagionalità del profilo di carico.

La Figura 184 illustra l'impatto che gli interventi di sviluppo della rete elettrica primaria hanno in termini di affidabilità ed adeguatezza nei diversi scenari di Piano. Nella figura, quindi, sono riportate le variazioni dei tre indici che descrivono il comportamento del sistema in termini di:

- Expected Energy Not Served (EENS o ENS), che rappresenta l'eccedenza della domanda rispetto alle risorse disponibili, misurata in energia;
- Loss of Load Expectations (LOLE), che rappresenta il numero di ore all'anno in cui la domanda è superiore alle risorse disponibili (generazione + importazione);
- LOLP (Loss Of Load Probability), che rappresenta la probabilità del LOLE.

Il Piano di Sviluppo contribuisce in modo significativo alla riduzione del rischio di disalimentazione. Infatti, analizzando il grafico si può osservare che gli interventi di sviluppo hanno un impatto benefico sui tre parametri relativi all'affidabilità del sistema elettrico. Tale beneficio è quantificabile in un miglioramento sensibile degli indici di affidabilità in tutti gli scenari analizzati caratterizzati da differente trend di crescita del fabbisogno e di penetrazione di generazione rinnovabile.

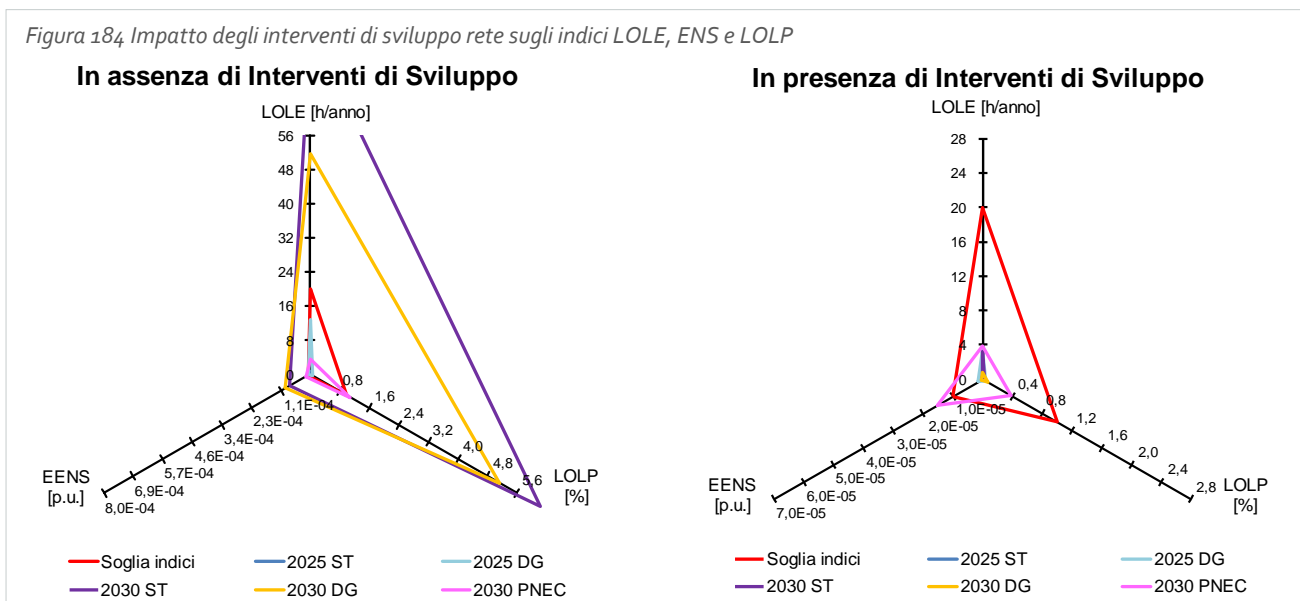
In particolare, si evidenzia come tutti gli indicatori di adeguatezza (ENS, LOLE, LOLP) migliorino sensibilmente per effetto degli interventi di sviluppo proposti, limitando sia la probabilità e l'entità di eventuali disalimentazioni del carico sia la durata delle stesse.

Con particolare riferimento allo scenario PNEC, si evidenzia che le criticità in termini di LOLE sono concentrate nella Regione Sardegna dove, lo scenario di ripresa industriale e le condizioni meteo severe possono generare un significativo rischio di energia non fornita (ENS).

6.6. RIDUZIONE DEI VINCOLI ALLA PRODUZIONE DA FONTE RINNOVABILE

La generazione da fonti rinnovabili in Italia si è sviluppata in modo considerevole nel corso degli ultimi anni. Nel corso dell'ultimo anno si è confermato l'aumento della capacità produttiva da impianti eolici e fotovoltaici che ha visto un incremento di circa 0,8 GW nel 2018.

Figura 184 Impatto degli interventi di sviluppo rete sugli indici LOLE, ENS e LOLP



Uno dei principali obiettivi della pianificazione consiste nella risoluzione delle criticità sulla rete a 150 kV - normalmente preposta alla connessione degli impianti da fonti rinnovabili - ricorrendo, ove possibile, alla interconnessione con la rete a 400 kV, dimensionata per una maggiore capacità di trasmissione e per trasferire il surplus di energia. A tal fine è prevista la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione 400/150 kV nelle aree più critiche del Mezzogiorno.

Pertanto, l'eccedenza di produzione da fonti rinnovabili che si inserisce sulla rete AT, viene in gran parte veicolata sul sistema AAT, accentuando in alcuni momenti i fenomeni di congestione anche sul sistema primario di trasmissione, con il rischio di non riuscire a sfruttare, in particolare nei periodi di basso fabbisogno, tutta l'energia rinnovabile producibile.

In Figura 185 si riporta l'elenco dei principali interventi di sviluppo funzionali, in tutto o in parte, a favorire la produzione di energia da impianti da fonte rinnovabile.

Per ciascun intervento o gruppo di interventi sono stati determinati i benefici legati alla riduzione dei vincoli, intesi come capacità di potenza da fonte rinnovabile liberata, cioè non più soggetta a rischi di limitazione per esigenze di sicurezza della rete e del sistema elettrico.

Sulla base di quanto sopra, in assenza di rinforzi di rete indicati, al fine di garantire la sicurezza del funzionamento del sistema elettrico potrà essere necessario ridurre la produzione da fonti rinnovabili in

alcune aree sino a 10 TWh/anno, in corrispondenza dello scenario PNEC.

6.7. RIDUZIONE EMISSIONI CO₂

Le politiche messe in atto dalla Comunità Europea sono tese prevalentemente a migliorare l'efficienza energetica e ad incentivare l'introduzione di tecnologie con minori emissioni di anidride carbonica.

L'obiettivo principale è quello di ridurre le emissioni di CO₂ attraverso l'impiego di tecnologie di generazione sempre più efficienti e un migliore sfruttamento delle produzioni da fonte rinnovabile. Il sistema di trasmissione dell'energia elettrica si colloca al centro di questo scenario, per la rilevanza dei problemi inerenti alla sua gestione e al suo sviluppo nonché per la potenziale efficacia delle soluzioni innovative che consente di adottare. La pianificazione dello sviluppo di tale sistema, già chiamata a rispondere a molteplici esigenze, assume un ruolo sempre più importante anche nell'ambito dell'attuazione di queste nuove politiche, principalmente attraverso:

- la riduzione delle perdite di rete;
- il migliore sfruttamento delle risorse di generazione mediante lo spostamento di quote di produzione da impianti con rendimenti più bassi ma necessari per il rispetto dei vincoli di rete verso impianti più efficienti alimentati da fonti energetiche con minore intensità emissiva (ad esempio il gas);

Figura 185 Principali interventi per favorire la produzione da fonti rinnovabili

Categoria	Interventi	Codice intervento
Rinforzi rete primaria per la riduzione dei vincoli di esercizio	Elettrodotto 400 kV "Calenzano Colunga" e Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud – Centro Nord	302-P 432-P (ex 914-N)
	HVDC Centro Sud – Centro Nord	436-P
	HVDC Continente – Sicilia – Sardegna	723-P
	Elettrodotto 400 kV "Foggia Villanova"	402-P
	Elettrodotto 400 kV "Montecorvino – Avellino N – Benevento II"	506-P
	Elettrodotto 400 kV "Deliceto-Bisaccia"	505-P
	Interventi rete AAT/AT in Calabria	509-P 525-P
Interventi di potenziamento e magliatura rete in AAT/AT	Rinforzi della rete di trasmissione nel Meridione (stazioni 400-150 kV e relativi raccordi alla rete 150 kV)	510-P 414-P 505-P 519-P

- la penetrazione sempre maggiore nel sistema elettrico di produzione da fonti rinnovabili.

La riduzione delle perdite sulla rete di trasmissione comporta una diminuzione della produzione di energia elettrica da parte delle centrali in servizio sul territorio nazionale con conseguente riduzione delle emissioni di CO₂ legate alla produzione da fonte termoelettrica. L'entrata in servizio dei principali interventi di sviluppo previsti nel PdS, determinerà una riduzione delle perdite di energia sino a 280.569 tCO₂/anno.

La valutazione dell'incremento di efficienza nell'esercizio del parco termoelettrico conseguente ai principali interventi di rinforzo della RTN si basa sui risultati ottenuti da simulazioni dell'esercizio del sistema elettrico. I principali vincoli tecnici modellati in questa analisi comprendono, oltre ai vincoli di bilancio energetico del sistema e ai limiti caratteristici delle unità di generazione, anche i limiti di scambio tra le zone di mercato. La modellazione della rete permette dunque di simulare scenari rappresentativi di differenti stati di avanzamento nella realizzazione degli interventi di sviluppo della rete. In particolare si confronta il dispacciamento ottenuto in due situazioni, l'una caratterizzata dai più alti valori dei limiti di scambio attesi per effetto della realizzazione degli interventi programmati e l'altra caratterizzata dai valori attuali dei limiti di scambio. Attraverso l'analisi appena descritta è stato valutato che la riduzione delle congestioni interzonalie determinerà la sostituzione di impianti con rendimenti più bassi, con produzioni più efficienti.

Tale variazione, unitamente agli interventi di interconnessione con l'estero, comporterà una riduzione delle emissioni di CO₂ fino a circa 6.340.000 [tCO₂/anno].

Come descritto precedentemente, le analisi finalizzate a individuare gli interventi di potenziamento della capacità di trasporto della RTN hanno permesso di determinare i vincoli presenti sulla rete previsionale rispetto alla produzione degli impianti eolici già esistenti e di quelli che potrebbero entrare in esercizio nei prossimi anni, in particolare vincoli riconducibili a un'insufficiente capacità di trasmissione delle porzioni di rete cui sono connessi gli impianti in questione. A fronte di tali possibili limitazioni Terna ha previsto una serie di interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete AT e AAT funzionali alla riduzione dei vincoli di produzione da FER.

Le analisi effettuate rilevano che:

- la riduzione di emissioni di CO₂ legata a perdite di rete è massima nello scenario 2030 ST;
- la riduzione di emissioni di CO₂ legata all'efficientamento del parco termoelettrico (per effetto delle FER che spiazzano il termico convenzionale) è massima nello scenario 2030 DG.

La quantità di CO₂ evitata con la riduzione delle perdite e l'aumento di efficienza del parco termoelettrico è di circa 6,6 milioni di tonnellate all'anno che corrispondono alle emissioni equivalenti di circa 8,2 milioni di autovetture.

www.terna.it

00156 Roma Viale Egidio Galbani, 70
Tel +39 06 83138111