
Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2012

MILANO, 30 MAGGIO 2012





Piano di sviluppo della RTN 2012

- **Normativa di riferimento**
- **Criteri di elaborazione del PdS**
- **Attuali criticità nell'esercizio della rete**
- **Segnali provenienti dal Mercato**
- **Scenari di riferimento**
- **Criticità ed esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano**
- **Descrizione delle priorità di intervento**
- **Stato di avanzamento degli interventi Piani precedenti**
- **Nuovi interventi di sviluppo**
- **Metodologia analisi Costi-Benefici**
- **Analisi Costi-Benefici principali interventi**
- **Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso**
- **Risultati attesi**



Normativa di riferimento

*Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento**

Obiettivi generali

- Assicurare che il servizio sia erogato con carattere di **sicurezza, affidabilità e continuità** nel breve, medio e lungo periodo (art.4, comma 1)
- Deliberare **gli interventi volti ad assicurare l'efficienza e lo sviluppo** del sistema di trasmissione dell'energia elettrica nel territorio nazionale (art.4, comma 1)
- Garantire **l'imparzialità e la neutralità del servizio** di trasmissione e dispacciamento al fine di assicurare l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori (art.4, comma 1)
- Concorrere a promuovere la **tutela dell'ambiente** e la **sicurezza degli impianti** (art.4, comma 1)
- Obbligo di **connettere** alla RTN tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio (art.3, comma 2)



Normativa di riferimento

*Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento** *Il Piano di Sviluppo*

(Art.9) 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, la Concessionaria predispone, nel rispetto degli specifici indirizzi formulati dal Ministero ai senso del d.lgs. 79/99, un piano di sviluppo, contenente le linee di sviluppo della RTN, definite sulla base:

- dall'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 ad opera di soggetti privati
- della necessità di ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali, anche in base alle previsioni sull'incremento e sulla distribuzione della domanda
- delle richieste di connessione alla RTN formulate dagli aventi diritto



Normativa di riferimento

*Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento**
Il Piano di Sviluppo

(Art.9) Il Piano contiene, in particolare:

- un'analisi costi-benefici degli interventi e l'individuazione degli **interventi prioritari, in quanto in grado di dare il massimo apporto alla sicurezza del sistema, allo sviluppo dello scambio con l'estero e alla 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



Normativa di riferimento

*D.lgs. n. 93/2011**

- Terna predispone, entro il 31 gennaio di ciascun anno, un Piano decennale di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale, basato sulla domanda e offerta esistenti e previste. Il MiSE, acquisito il parere delle Regioni territorialmente interessate dagli interventi in programma, tenuto conto delle valutazioni formulate dall'AEEG, approva il Piano (art.36, comma 12).
- Il Piano individua 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 investimenti programmati e i nuovi investimenti da realizzare nel triennio successivo e una programmazione temporale dei progetti di investimento (art.36, comma 12).
- Il Piano è sottoposto alla valutazione dell'AEEG che, secondo i propri regolamenti, effettua una consultazione pubblica di cui rende pubblici i risultati e trasmette l'esito della propria valutazione al MiSE (art.36, comma 13).



Normativa di riferimento

La procedura di VAS

La VAS è la procedura di valutazione ambientale specificamente istituita per i piani e i programmi che possono avere effetti significativi sull'ambiente

- **Direttiva comunitaria 2001/42/CE:** istitutiva della VAS
- **Decreto legislativo n. 152/2006:** normativa italiana di recepimento della Dir. 2001/42/CE
- **Decreto legislativo n. 4/2008:** ulteriori disposizioni correttive ed integrative del d.lgs. 152/2006
- **Decreto legislativo n. 128/2010:** modifiche ed integrazioni al d.lgs. 152/2006, a norma dell'articolo 12 della legge 18 giugno 2009, n. 69
- **Decreto legge n. 1/2012:** art. 23

“ ... il medesimo Piano è sottoposto annualmente alla verifica di assoggettabilità a procedura VAS di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 ed è comunque sottoposto a procedura VAS ogni tre anni.”

“Ai fini della verifica di assoggettabilità a procedura VAS di cui al comma precedente, il Piano di sviluppo della rete e il collegato rapporto ambientale evidenziano, con sufficiente livello di dettaglio, l'impatto ambientale complessivo delle nuove opere.”





Piano di sviluppo della RTN 2012

- **Normativa di riferimento**
- **Criteri di elaborazione del PdB**
- **Attuali criticità nell'esercizio della rete**
- **Segnali provenienti dal Mercato**
- **Scenari di riferimento**
- **Criticità ed esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano**
- **Descrizione delle priorità di intervento**
- **Stato di avanzamento degli interventi Piani precedenti**
- **Nuovi interventi di sviluppo**
- **Metodologia analisi Costi-Benefici**
- **Analisi Costi-Benefici principali interventi**
- **Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso**
- **Risultati attesi**



Criteri di elaborazione del PdS

Lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale

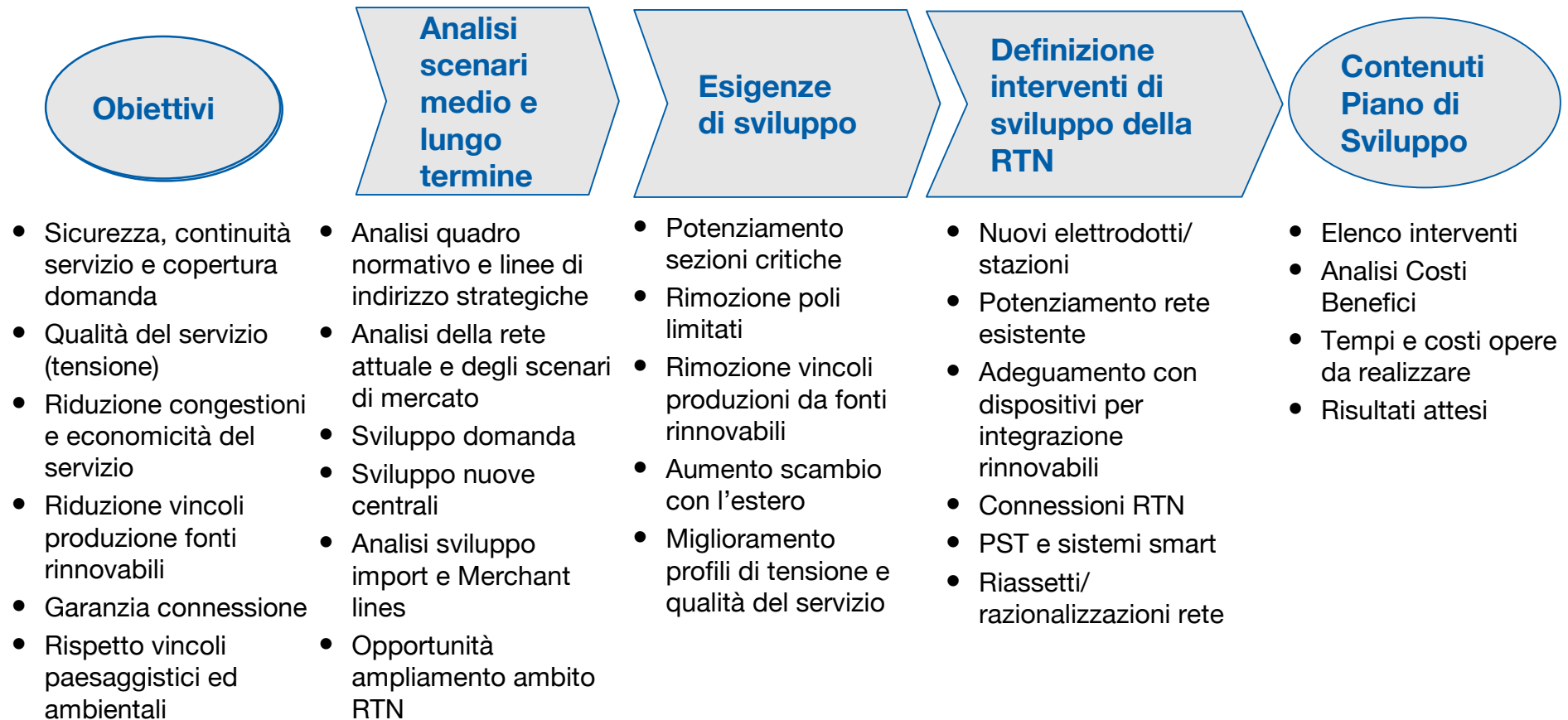
La rete di trasmissione ha la funzione di garantire, oggi e nel futuro, il trasporto dell'energia elettrica dai centri di produzione (centrali elettriche) a quelli di consumo (stazioni e cabine primarie). Questo obiettivo viene raggiunto attraverso lo sviluppo della RTN, perseguendo:

- La sicurezza del sistema elettrico
- La continuità e qualità del servizio
- L'efficienza e la minimizzazione dei costi di sistema
- La promozione della tutela ambientale
- L'attenzione verso le innovazioni tecnologiche



Criteri di elaborazione del PdS

Descrizione delle fasi





Criteri di elaborazione del PdS

Riduzione dei costi di sistema

Aumento della TTC con l'estero

- Differenziale costi energia favorevole all'importazione dall'estero
- Aumento capacità di interconnessione

Riduzione delle congestioni di rete

- Riduzione dei vincoli di produzione degli impianti più competitivi e di quelli da FER
- Riduzione della dipendenza da impianti meno competitivi ai fini della sicurezza
- Riduzione vincoli tra zone di mercato e sezioni critiche

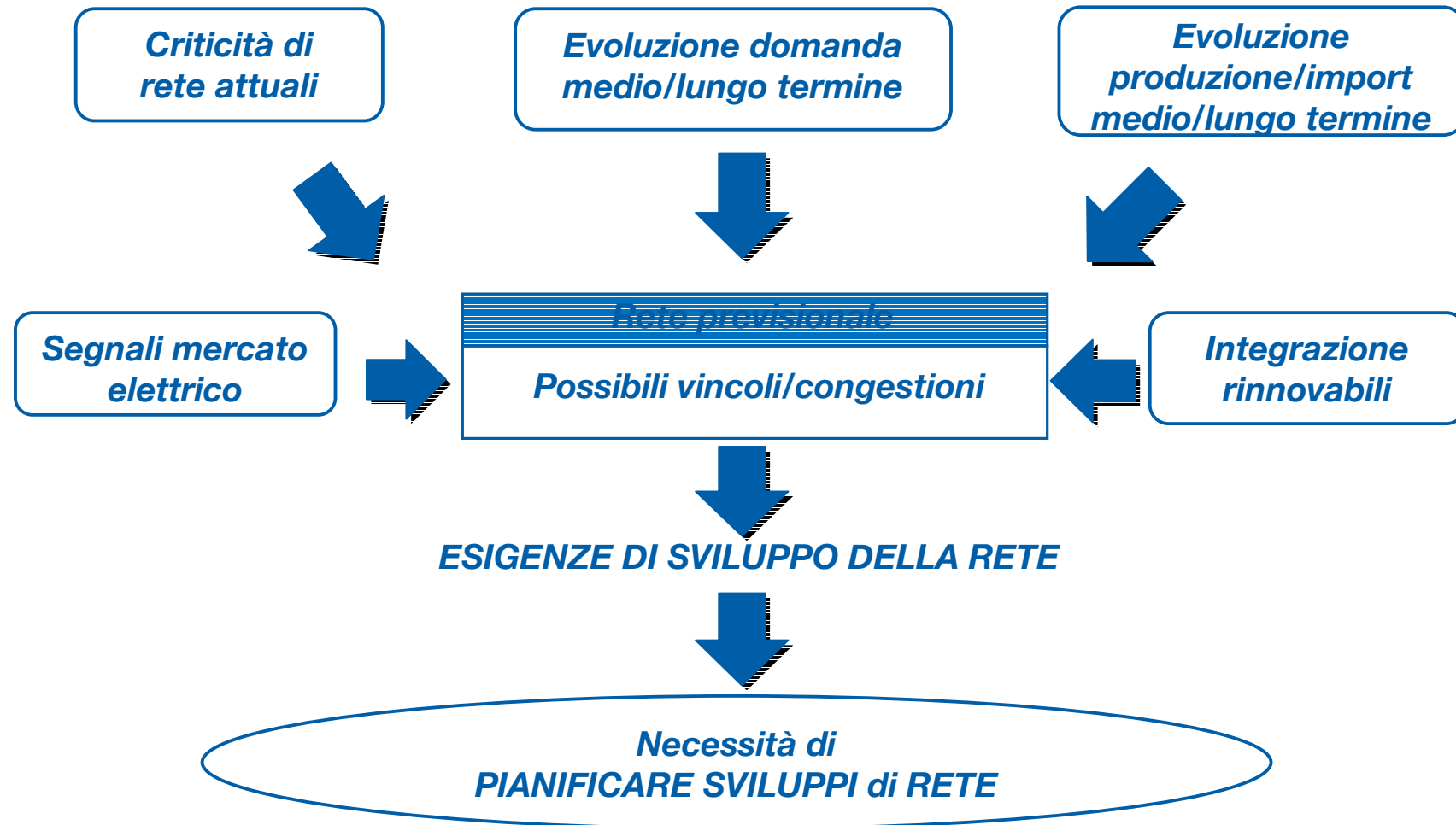
Minimizzazione rischi energia non fornita e riduzione delle perdite di trasmissione

- Aumento della magliatura di rete e nuovi punti di alimentazione della rete di subtrasmissione (stazioni AAT/AT)
- Potenziamento delle sezioni che separano i poli di produzione dai centri di consumo



Criteri di elaborazione del PdS

Processo di pianificazione

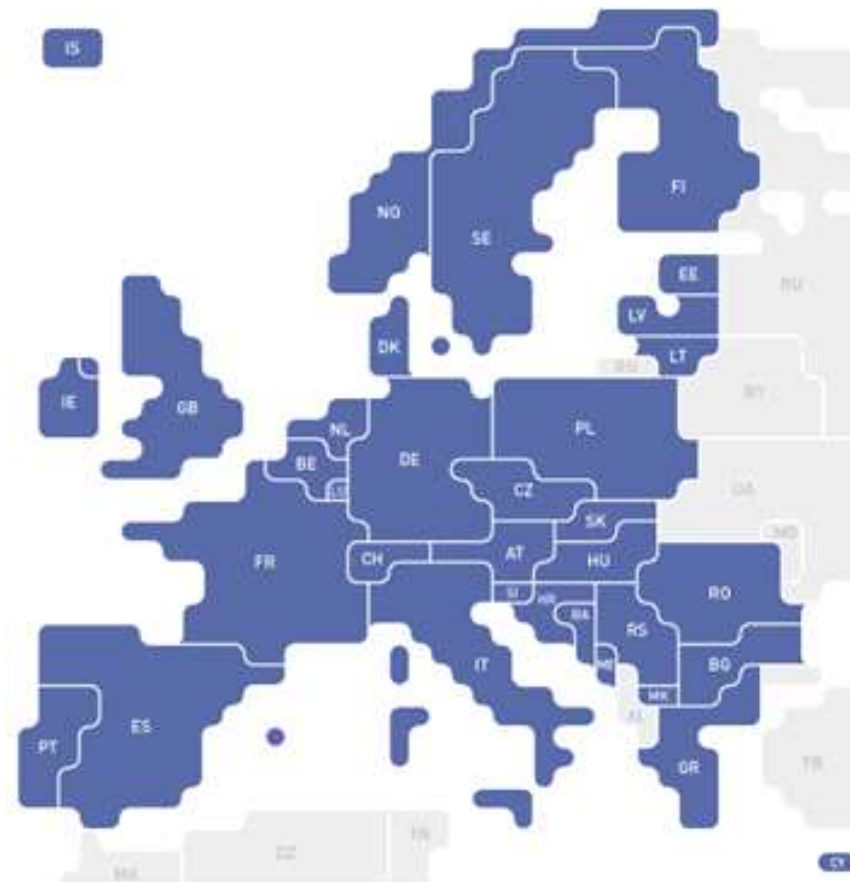




La pianificazione coordinata della Rete Europea

ENTSO-E - TYNDP 2012

- Terna è coinvolta a livello europeo nell'*ENTSO-E* (associazione europea operatori del sistema di trasmissione), costituito da 42 TSO appartenenti a 34 Paesi.
- Il coordinamento della pianificazione delle rete europea interconnessa è garantito attraverso la partecipazione dei TSO al processo di coordinated planning, che prevede la condivisione degli scenari e delle motivazioni alla base delle decisioni di investimento per lo sviluppo del sistema di trasmissione.
- i principali progetti di sviluppo della rete di trasmissione europea sono contenuti nel TYNDP*, il Piano di sviluppo decennale della rete di trasmissione di ENTSO-E. Il TYNDP non è vincolante ed è aggiornato ogni due anni.



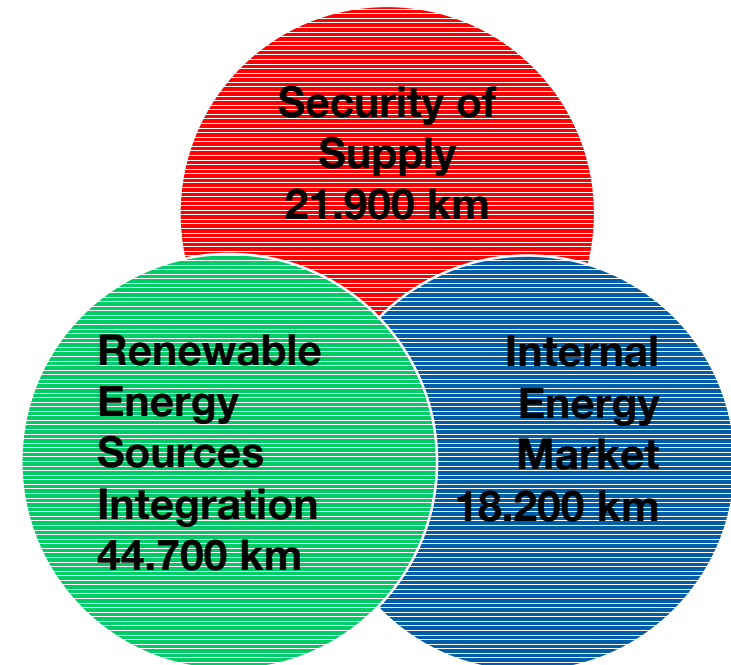
* Il TYNDP 2012 sarà approvato a valle di una consultazione pubblica conclusa il 26 Aprile 2012 e durata 6 settimane



La pianificazione coordinata della Rete Europea

Key Drivers per la pianificazione europea degli investimenti – TYNDP 2012

- Investimenti del sistema di trasmissione Europeo si basano su :
 - Sicurezza della fornitura (SoS)
 - Integrazione delle fonti rinnovabili (RES Integration)
 - Integrazione del Mercato dell'Energia (Energy Market Integration)
- Il TYNDP 2012 prevede nei prossimi 10 anni la realizzazione di circa 100 Projects di rilevanza Pan-Europea , con più di 50.000 km di linee da costruire o potenziare
- Le infrastrutture finalizzate all'integrazione delle RES rappresentano circa l'80% degli investimenti Pan-Europei
- Il TYNDP prevede un programma di investimenti totali pari a circa 100 Mld€, di cui circa il 7% in capo a Terna





Piano di sviluppo della RTN 2012

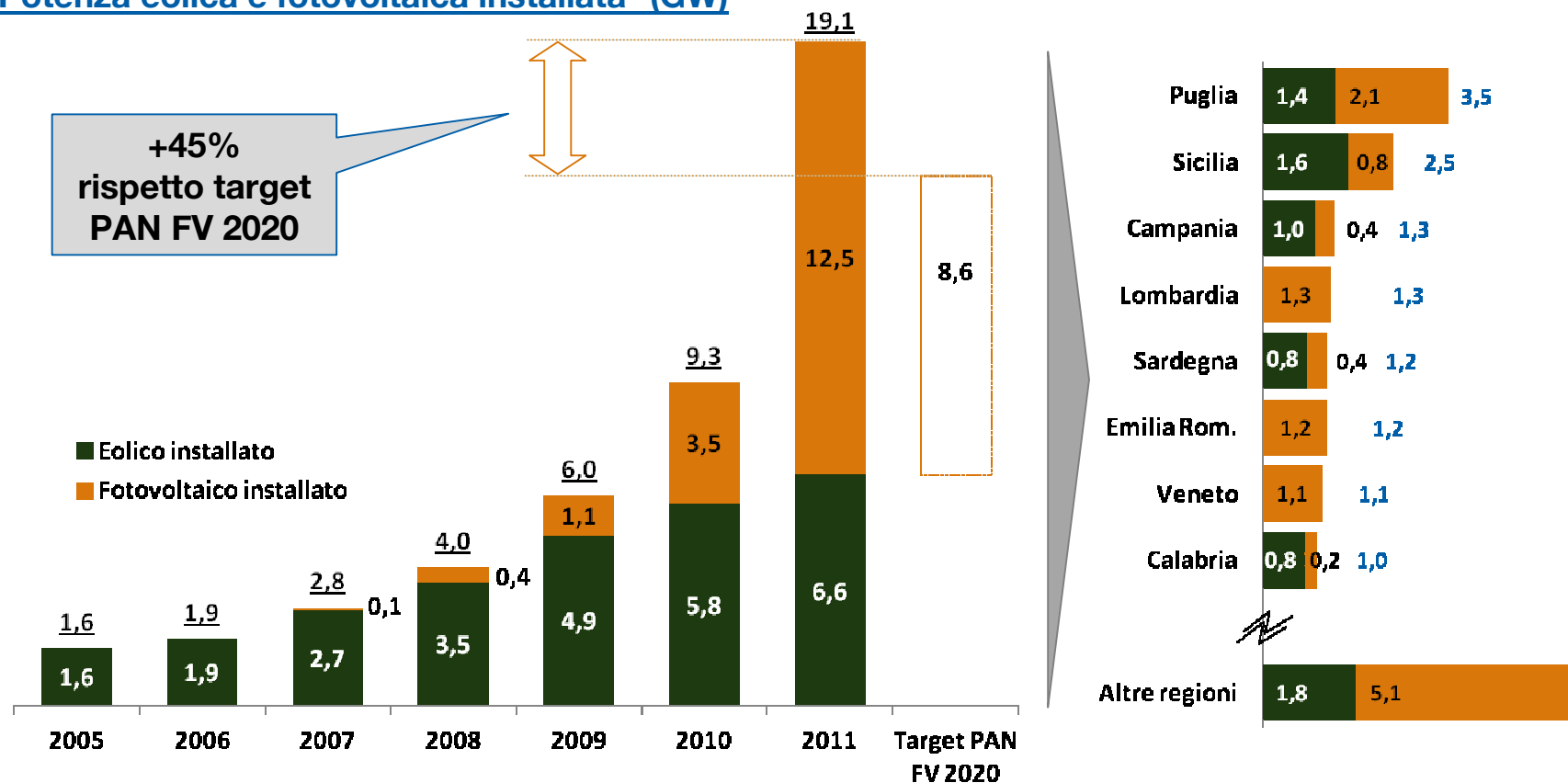
- Normativa di riferimento
- Criteri di elaborazione del PdS
- ~~Attuali criticità nell'esercizio della rete~~
- Segnali provenienti dal Mercato
- Scenari di riferimento
- Criticità ed esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano
- Descrizione delle priorità di intervento
- Stato di avanzamento degli interventi Piani precedenti
- Nuovi interventi di sviluppo
- Metodologia analisi Costi-Benefici
- Analisi Costi-Benefici principali interventi
- Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso
- Risultati attesi



Attuali criticità nell'esercizio della rete

Impatto produzione FRNP sul SEN

Potenza eolica e fotovoltaica installata* (GW)



* dati provvisori 2011



Attuali criticità nell'esercizio della rete

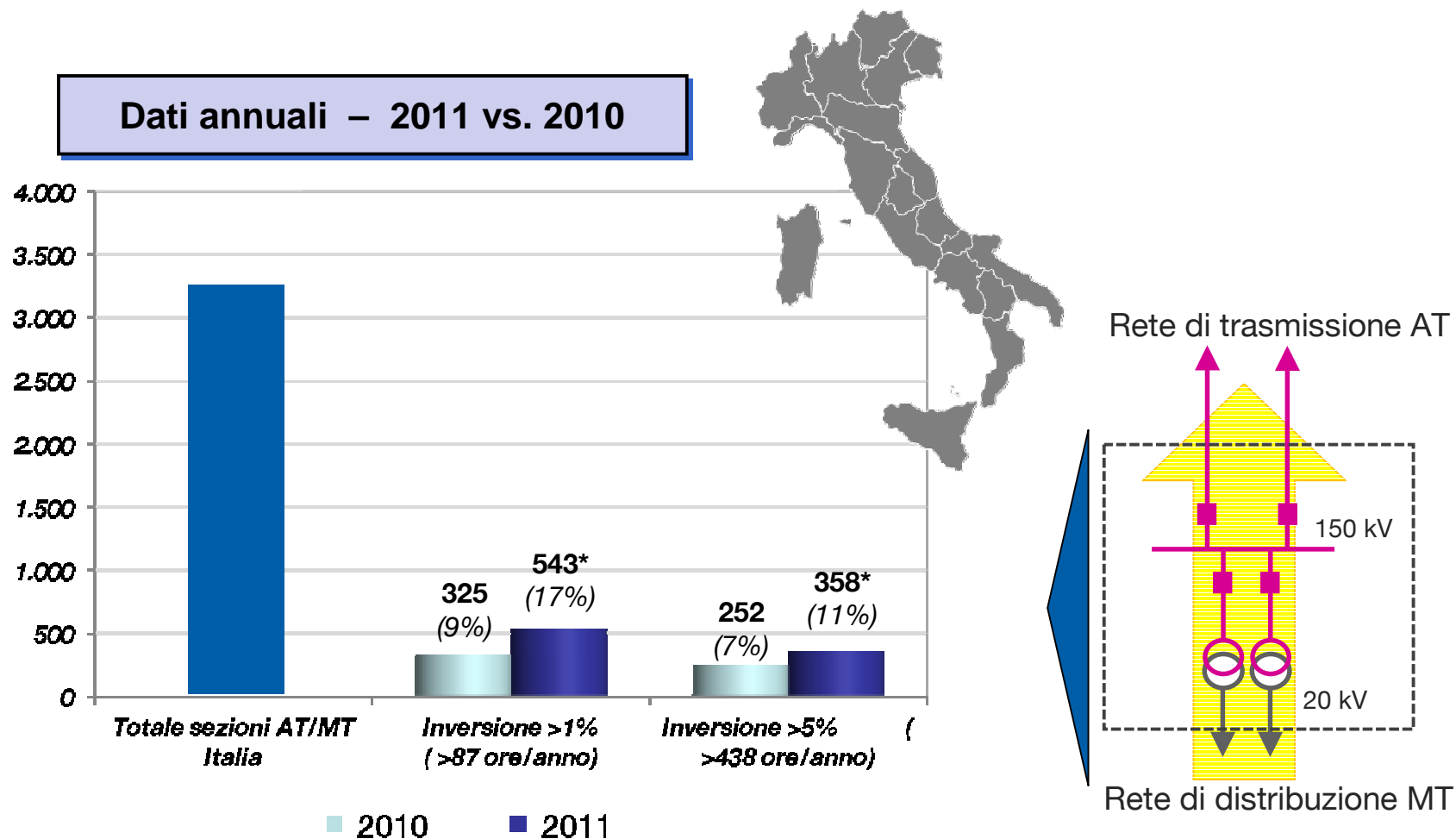
Impatto produzione FRNP sul SEN

- Inversione dei flussi di potenza sugli impianti di distribuzione 150/20 kV e congestioni locali sulla rete di subtrasmissione
- Incremento delle congestioni sulla rete 400 kV in particolar modo in situazioni diurne con basso carico
- Difficoltà di regolazione e bilanciamento a causa del surplus di generazione in condizioni di basso carico
- Problemi di sicurezza (stabilità della frequenza, riserva primaria, gestione delle rampe serali)



Attuali criticità nell'esercizio della rete

Sezioni AT/MT con inversione flusso di energia

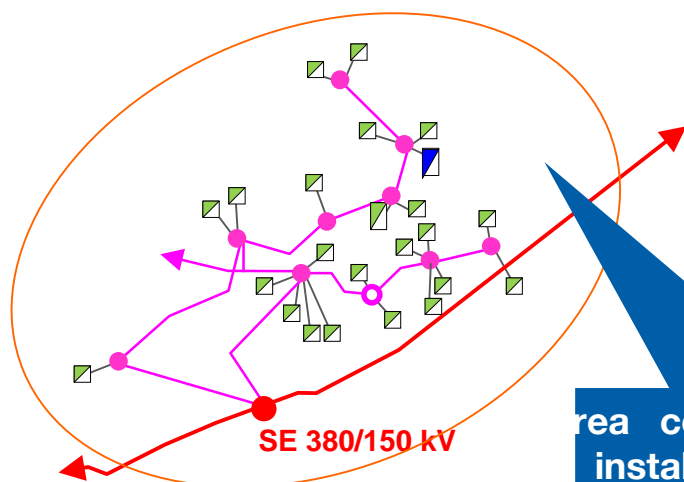


*Fonte Enel Distribuzione - dati 2011 pubblicati dal 29/02/2012 (rif. TICA art.4)



Attuali criticità nell'esercizio della rete

Congestioni rete AT (150 kV)



Area con surplus di potenza installata rispetto al carico e alla capacità di trasporto della rete

Background:

Problemi da ricondurre alla mancata e/o tardiva applicazione dell'Autorizzazione Unica (impianti di produzione ed opere di rete connesse), prevista dall'art.12 del D.Lgs. 387/03.

Cause di limitazione della produzione da fonti rinnovabili:

- rispetto della sicurezza della rete a 150 kV
- sovraccarico linee 150 kV in condizioni di elevata produzione da FER



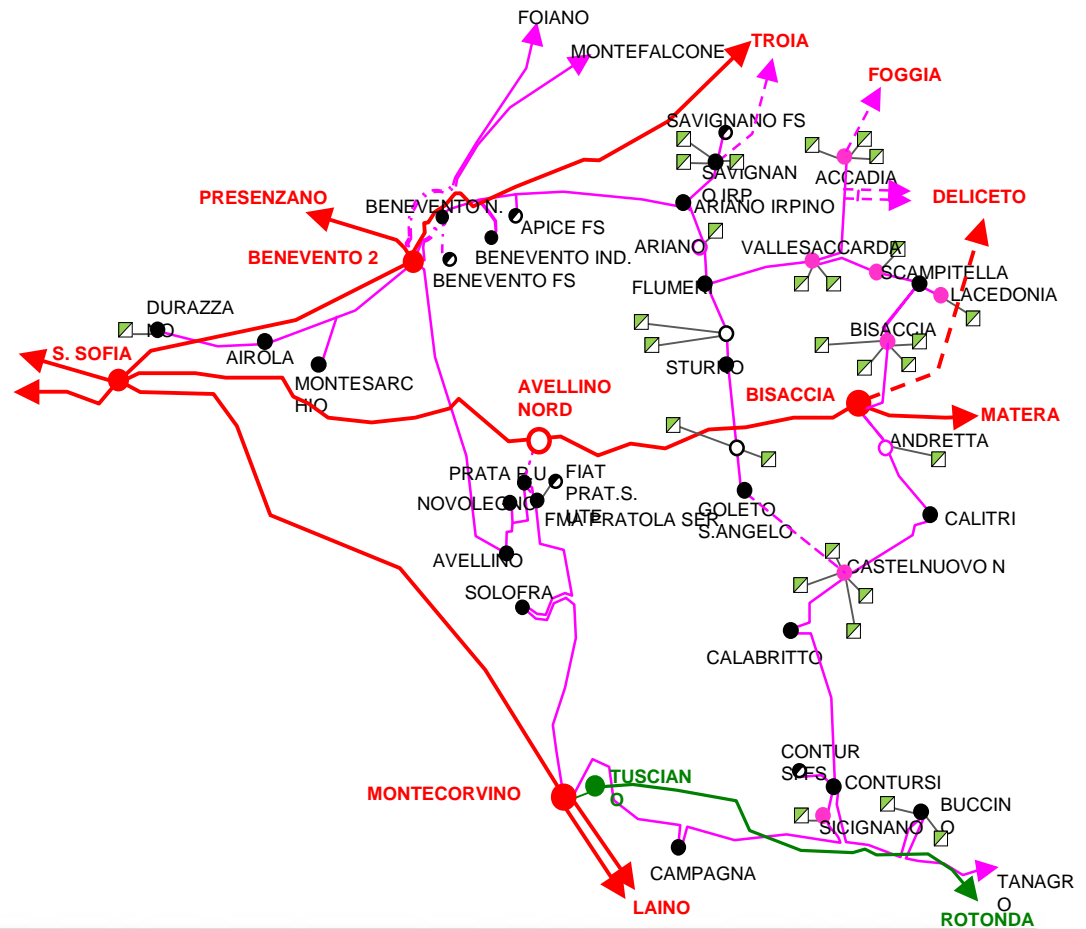
Attuali criticità nell'esercizio della rete

Congestioni rete AT- Dorsale critica 150 kV "Benevento II – Montecorvino"

Potenza installata FER pari a circa il 240% della potenza evacuabile in condizioni di sicurezza a rete integra

Interventi completati
Nuova SE 380/150 kV di Bisaccia e raccordi 150 kV alla linea "Bisaccia – Calitri"
Potenziamento elettrodotto 150 kV "Bisaccia – Calitri"
Potenziamento elettrodotto 150 kV "Benevento II - Benevento N."
Potenziamento elettrodotto 150 kV "Benevento N.- Benevento Ind."
Potenziamento elettrodotto 150 kV "Flumeri - Vallesaccarda"
Potenziamento elettrodotto 150 kV "Campagna - Montecorvino" (I step)
Potenziamento elettrodotto 150 kV "Castelnuovo – Calabritto"
Potenziamento elettrodotto 150 kV "Castelnuovo – Contursi"
Potenziamento elettrodotto 150 kV "Lacedonia - Bisaccia"
Potenziamento elettrodotto 150 kV "Scampitella – Lacedonia"

Ulteriori interventi di sviluppo previsti
Potenziamento elettrodotto 150 kV "Campagna – Contursi"
Potenziamento elettrodotto 150 kV "Buccino – Contursi"
Potenziamento elettrodotto 150 kV "Montecorvino – Campagna" (II° step: upgrade a 1000 A)
Elettrodotto 150 kV "Goletto S. Angelo – Castelnuovo"
Installazione di sistemi di accumulo diffuso





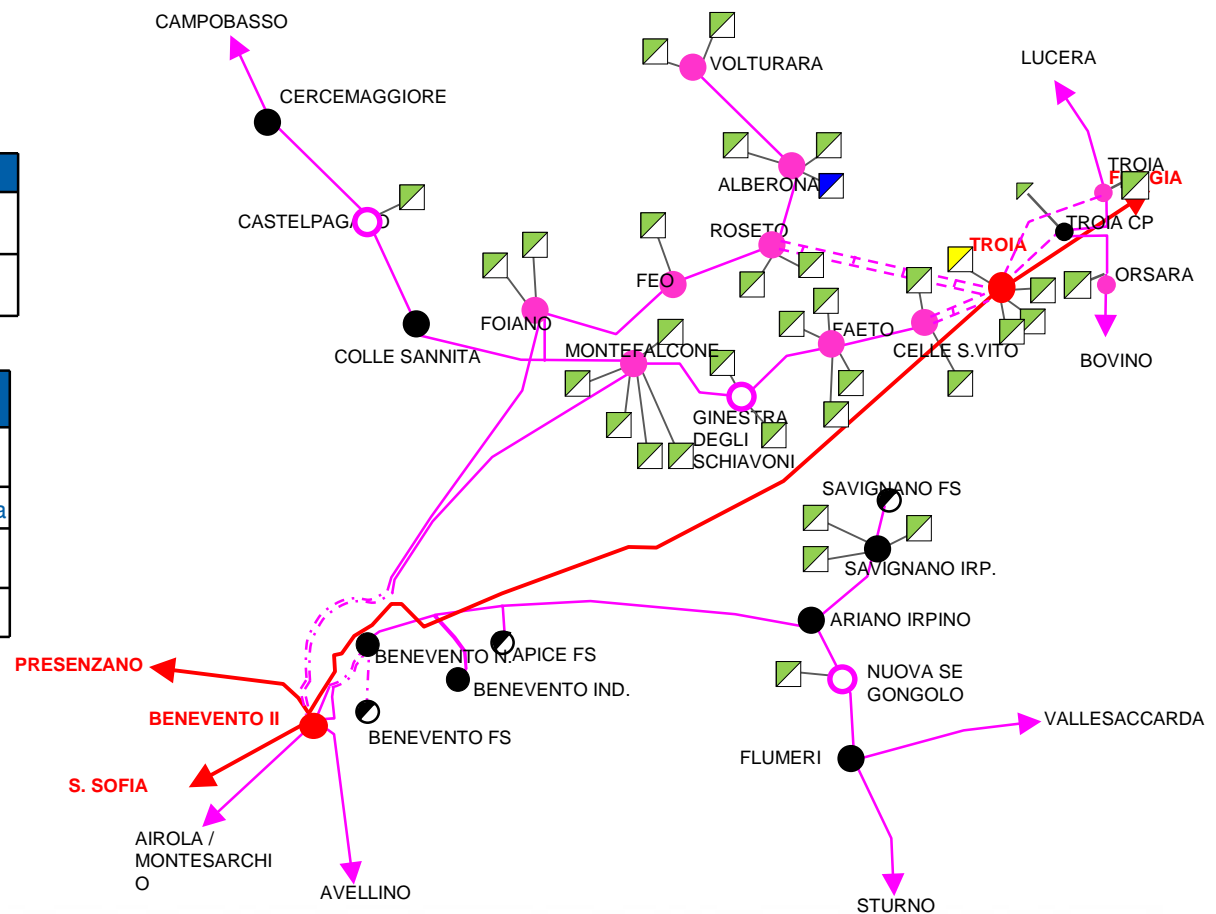
Attuali criticità nell'esercizio della rete

Congestioni rete AT - Dorsale critica 150 kV "Benevento II – Volturara- Celle S.Vito"
e Raccordi 150 kV di Troia SE

Potenza installata FER pari a circa il 320% della potenza evacuabile in condizioni di sicurezza a rete integra

Interventi completati
SE 380/150 kV di Troia
3° ATR 380/132 kV* SE Benevento II

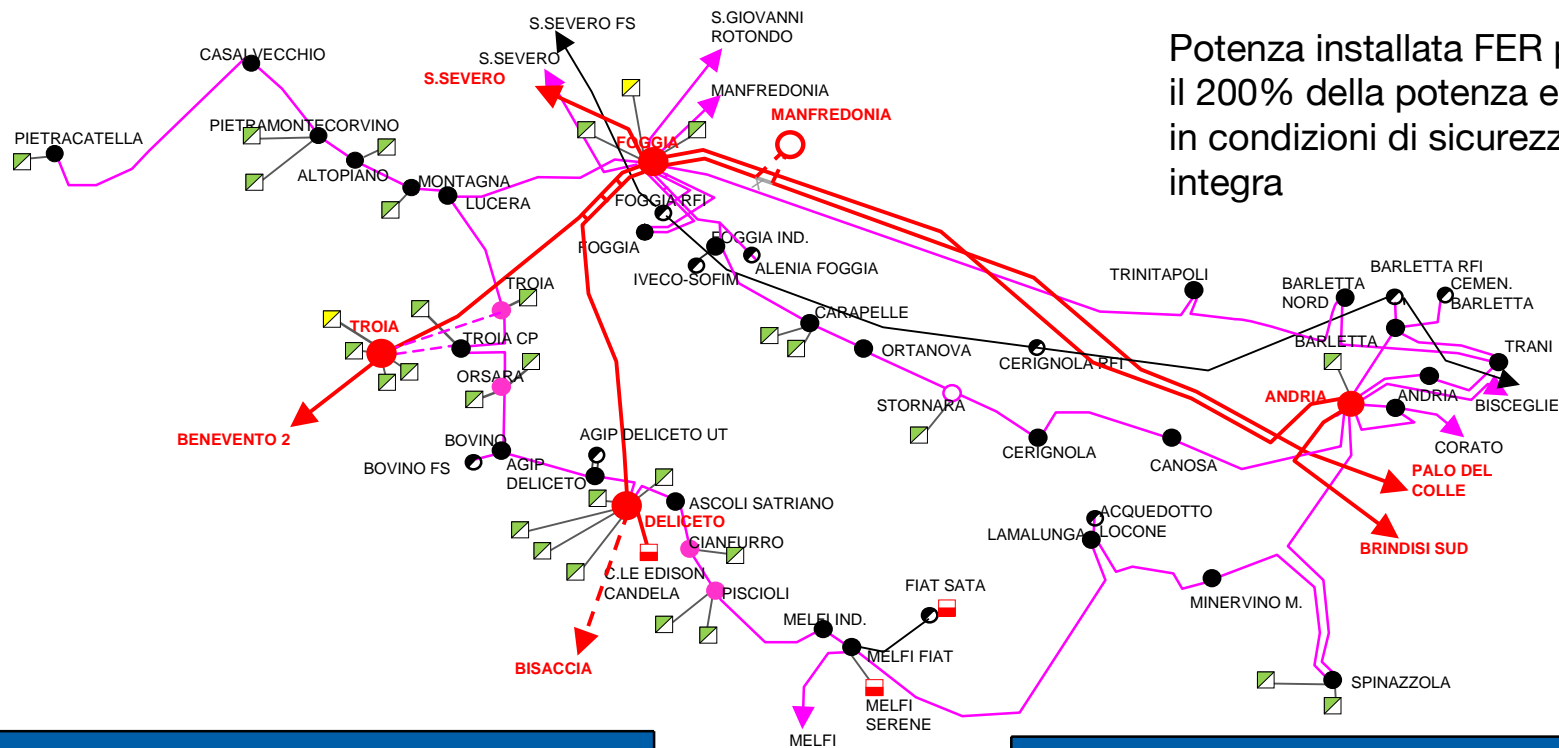
Ulteriori interventi di sviluppo previsti
Raccordi d.t. 150 kV "Troia – Celle S.Vito/Foiano" alla SE 380/150 kV Troia
Raccordi d.t. 150 kV "Troia – Roseto" alla SE 380/150 kV Troia
Raccordi d.t. 150 kV "Troia – Troia CP/Orsara" alla SE 380/150 kV Troia
Installazione di sistemi di accumulo diffuso



* in servizio da Marzo 2012

Attuali criticità nell'esercizio della rete

Congestioni rete AT - Dorsale critica 150 kV "Foggia - Deliceto - Andria"



Potenza installata FER pari a circa il 200% della potenza evacuabile in condizioni di sicurezza a rete integra

Interventi completati
Nuova SE 380/150 kV di Deliceto
Raccordi 150 kV della linea "Agip Deliceto - Ascoli Satriano" alla SE 380/150 kV di Deliceto
Potenziamento elettrodotto 150 kV "Deliceto - Ascoli S. - Cianfurro"
Potenziamento elettrodotto 150 kV "Foggia - Lucera"
Potenziamento elettrodotto 150 kV "Bovino - Orsara"

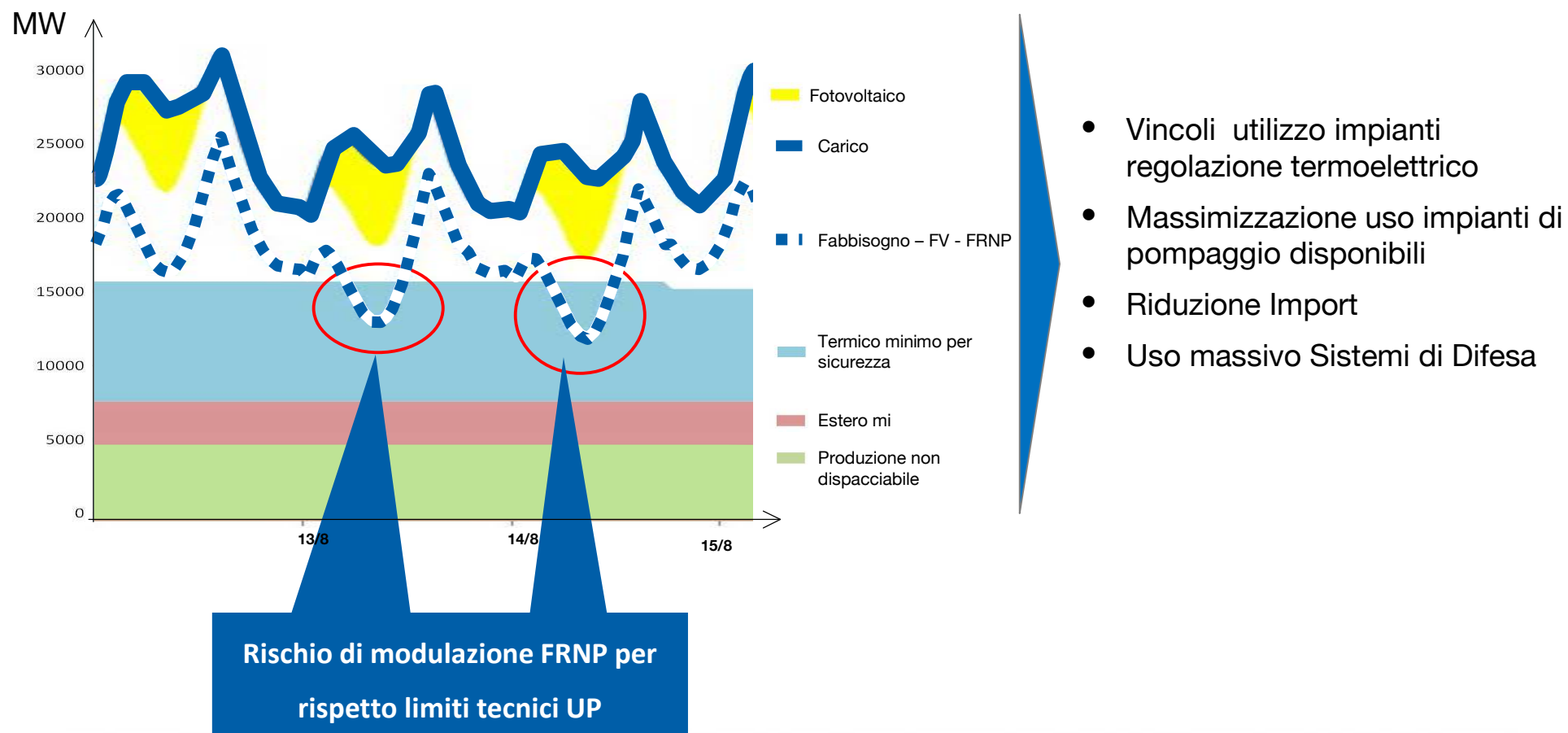
Ulteriori interventi di sviluppo previsti
Raccordi 150 kV SE 380/150 kV di Deliceto in e-e alla linea "Accadia - Vallesaccarda"
Elettrodotto 150 kV "Foggia - Accadia"
Potenziamento elettrodotto 150 kV "Deliceto - Orsara" (tratti "Bovino-Agip Deliceto" a "Agip Deliceto-Deliceto")
Installazione di sistemi di acculo diffuso



Attuali criticità nell'esercizio della rete

Regolazione e bilanciamento del sistema elettrico

Analisi di adeguatezza ex ante: rischio modulazione FRNP, ore vuote diurne del mese di Agosto 2011





Attuali criticità nell'esercizio della rete

Requisiti tecnici generazione distribuita – impatto sulla sicurezza del SEN

- Circa 11 GW di fotovoltaico installati in Italia su reti di distribuzione MT\BT
- Distacco generazione distribuita per una variazione di frequenza superiore a 300 mHz (fuori dall'intervallo 49,7÷50,3 Hz)
- 04/11/2006 Rete europea interessata da un esteso disservizio per scatto in sequenza di linee 380 kV e 220 kV in Germania. La rete europea divisa in tre aree con degrado della frequenza a valori prossimi ai 49 Hz. A ripetersi di un simile evento con le attuali tarature dei sistemi di protezione la sicurezza del SEN sarebbe fortemente compromessa.



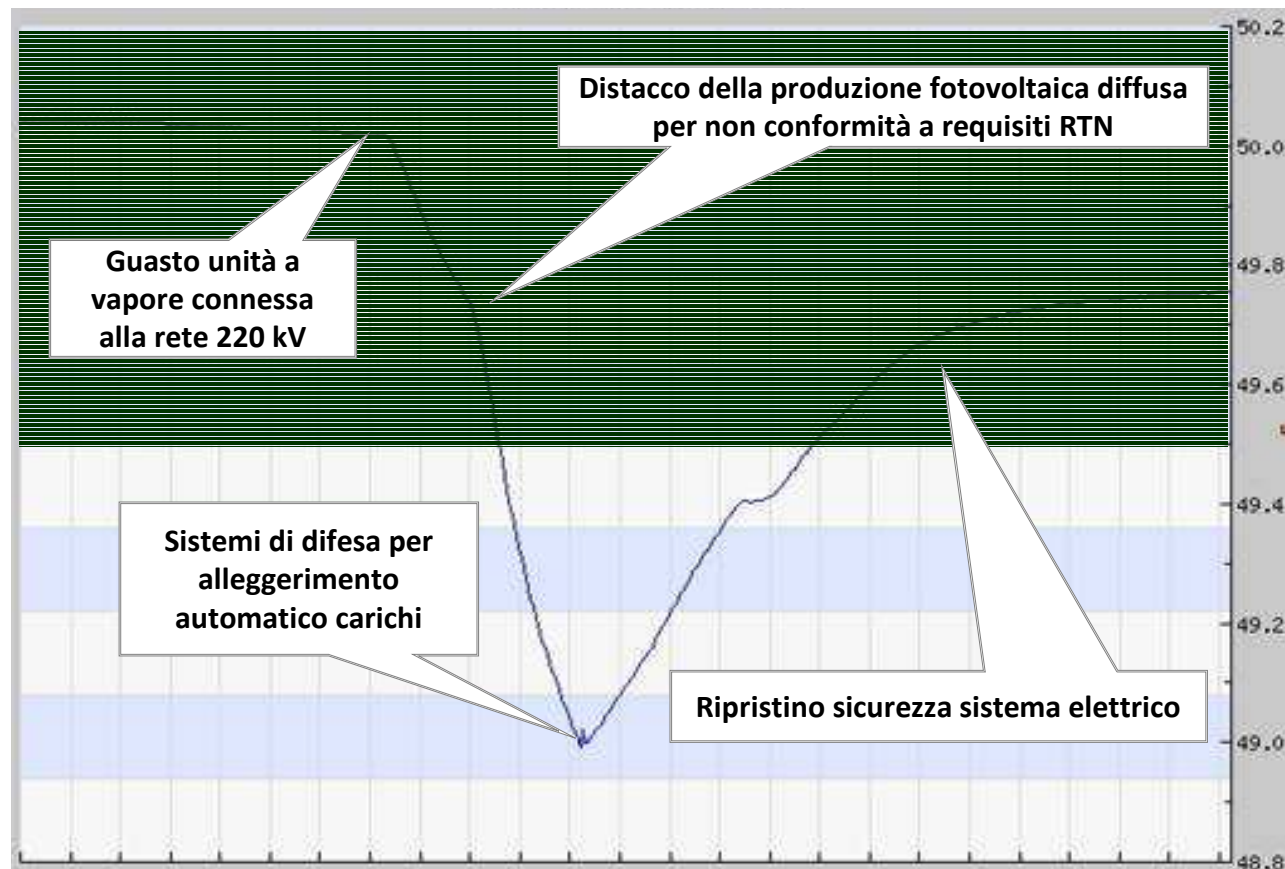
- Deliberazione AEEG n.84/12 approva Allegato A.70 al Codice di Rete “Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita” connessa alle reti di distribuzione MT e BT
 - campi di funzionamento in tensione e frequenza
 - esigenze di sistema per le protezioni, regolazioni e controllo
 - piano di difesa e di riaccensione




Attuali criticità nell'esercizio della rete

Coordinamento dei sistemi di protezione per la generazione distribuita

Evento siciliano 18 Maggio 2011, rischio estesa disalimentazione utenze



Rischi per la sicurezza con crescenti difficoltà programmazione interventi manutenzione rete primaria

 Zona di funzionamento in condizioni di normale esercizio o di allarme

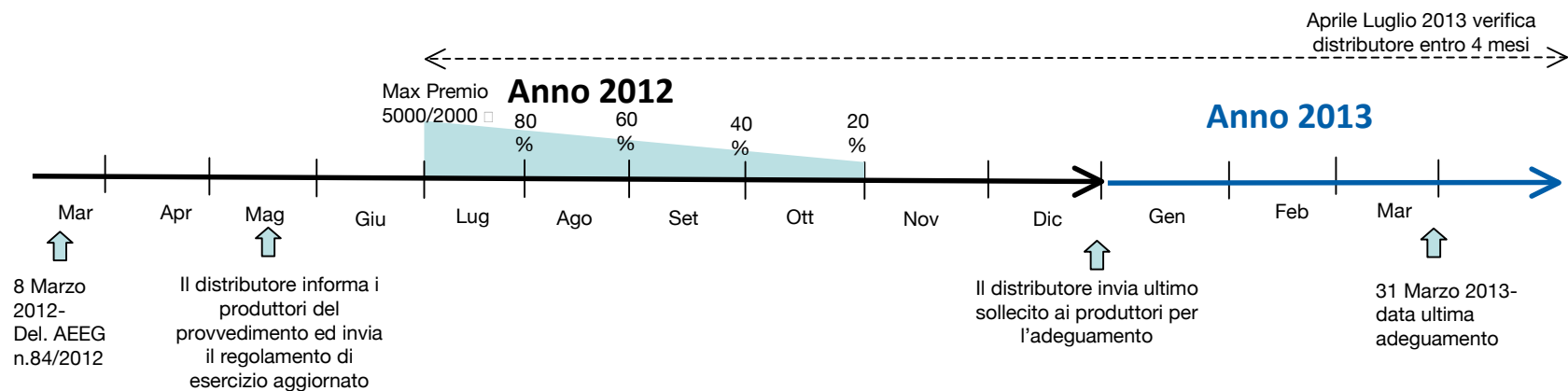
Frequenza di rete in Sicilia (assetto temporaneamente in isola per manutenzione 380 kV Continente)



Attuali criticità nell'esercizio della rete

Delibera AEEG n.84/12 – adeguamento Allegato A70 per generazione distribuita

- Campi di funzionamento tensione e frequenza ($85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$ e $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$)
- Tempistiche di adeguamento per gli impianti già esistenti (impianti MT con $P > 50 \text{ kW}$ connessi o da connettere entro il 31/03/2012):

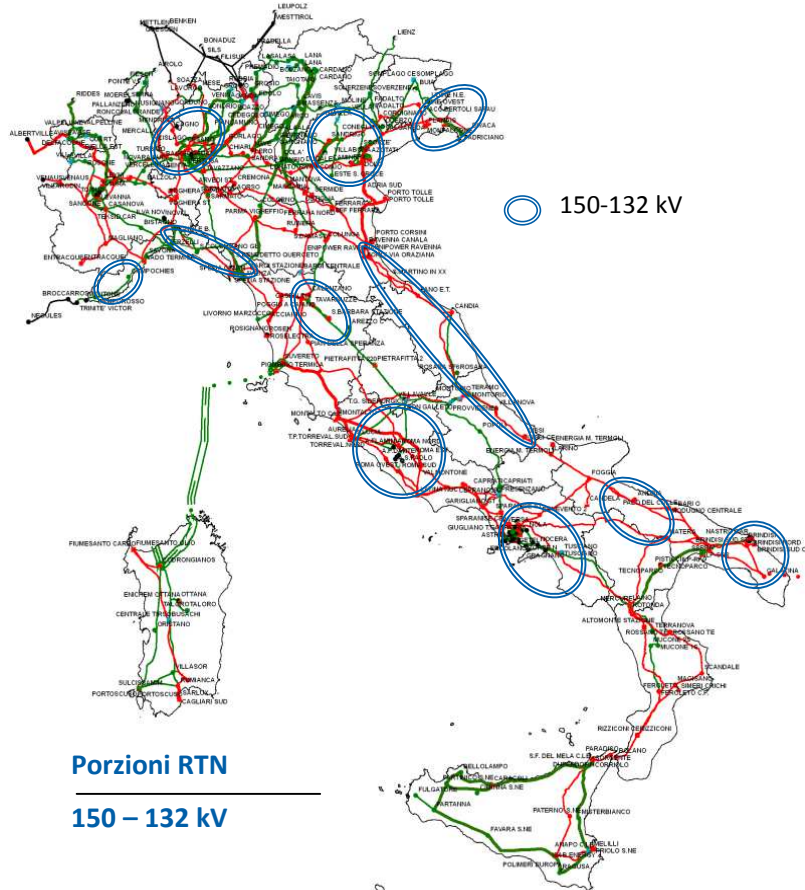


- La data ultima per l'adeguamento è il 31/03/2013. Tuttavia, qualora **l'adeguamento, venga effettuato entro il 30/06/2012**, i produttori riceveranno un premio che verrà ridotto proporzionalmente se l'adeguamento verrà completato tra luglio ed ottobre 2012.



Attuali criticità nell'esercizio della rete

Sicurezza di esercizio della rete AT (150-132 kV) per alimentazione carico locale



- Simulazione effettuata sulla situazione di picco convenzionale* per evidenziare possibili problemi di trasporto delle potenze sulla rete di subtrasmissione verso il carico distribuito.
- Aree a maggiore criticità:
 - aree metropolitane (Milano-Firenze-Roma)
 - porzioni rete AT del Trevigiano e del Friuli Venezia Giulia
 - area costiera medio adriatica
 - Campania (agro nocerino sarnese e penisola sorrentina)
 - Puglia (Bari, Salento)

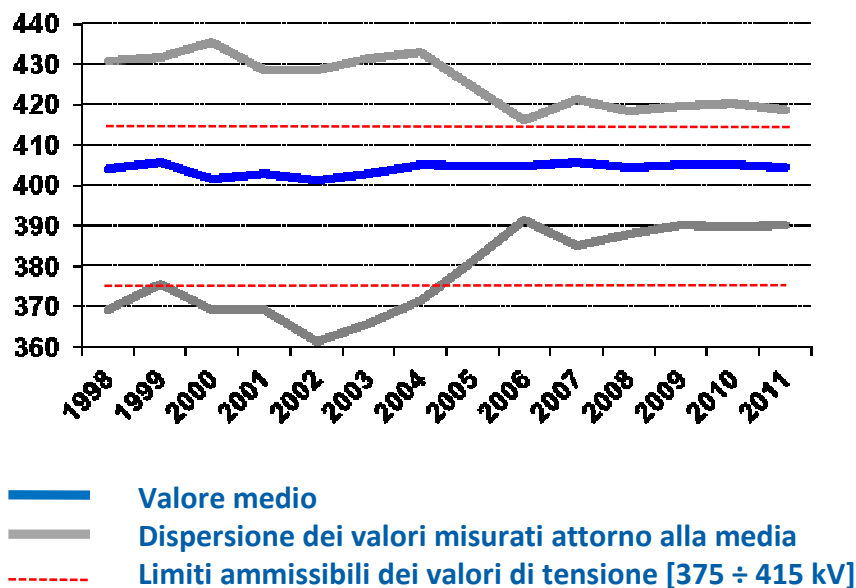
* Simulazione è relativa al terzo mercoledì di dicembre alle ore 11



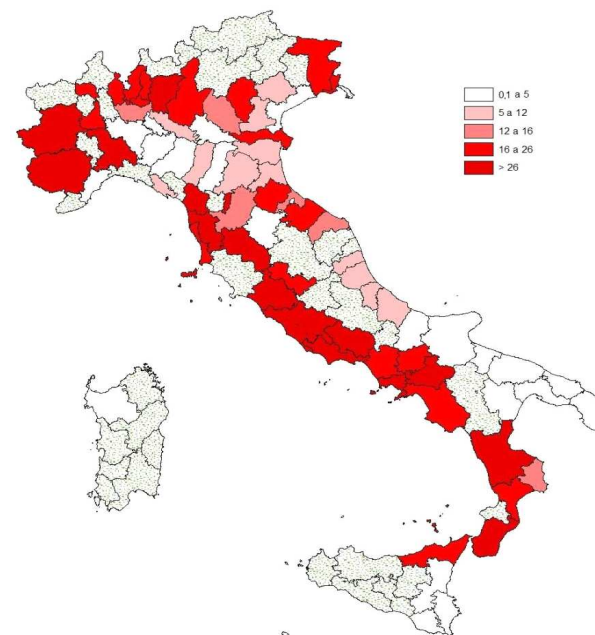
Attuali criticità nell'esercizio della rete

Qualità della tensione sulla rete primaria – tensioni alte

Range di variazione tensione nodi 400 kV



Aree a maggior criticità



frequenza (%) di valori con tensione >410 kV
(ore di basso carico Luglio 2010 – Giugno 2011)

- Si evidenziano criticità legate a valori elevati di tensione in condizioni di basso carico dovute a riduzione impegno linee AAT per riduzione del carico netto visto dalla rete (generazione distribuita su rete AT,MT,BT)
- Regioni con tensioni particolarmente elevate (Lazio, Campania, Calabria)



Piano di sviluppo della RTN 2012

- **Normativa di riferimento**
- **Criteri di elaborazione del PdS**
- **Attuali criticità nell'esercizio della rete**
- **Segnali provenienti dal Mercato**
- **Scenari di riferimento**
- **Criticità ed esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano**
- **Descrizione delle priorità di intervento**
- **Stato di avanzamento degli interventi Piani precedenti**
- **Nuovi interventi di sviluppo**
- **Metodologia analisi Costi-Benefici**
- **Analisi Costi-Benefici principali interventi**
- **Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso**
- **Risultati attesi**



Segnali provenienti dal Mercato

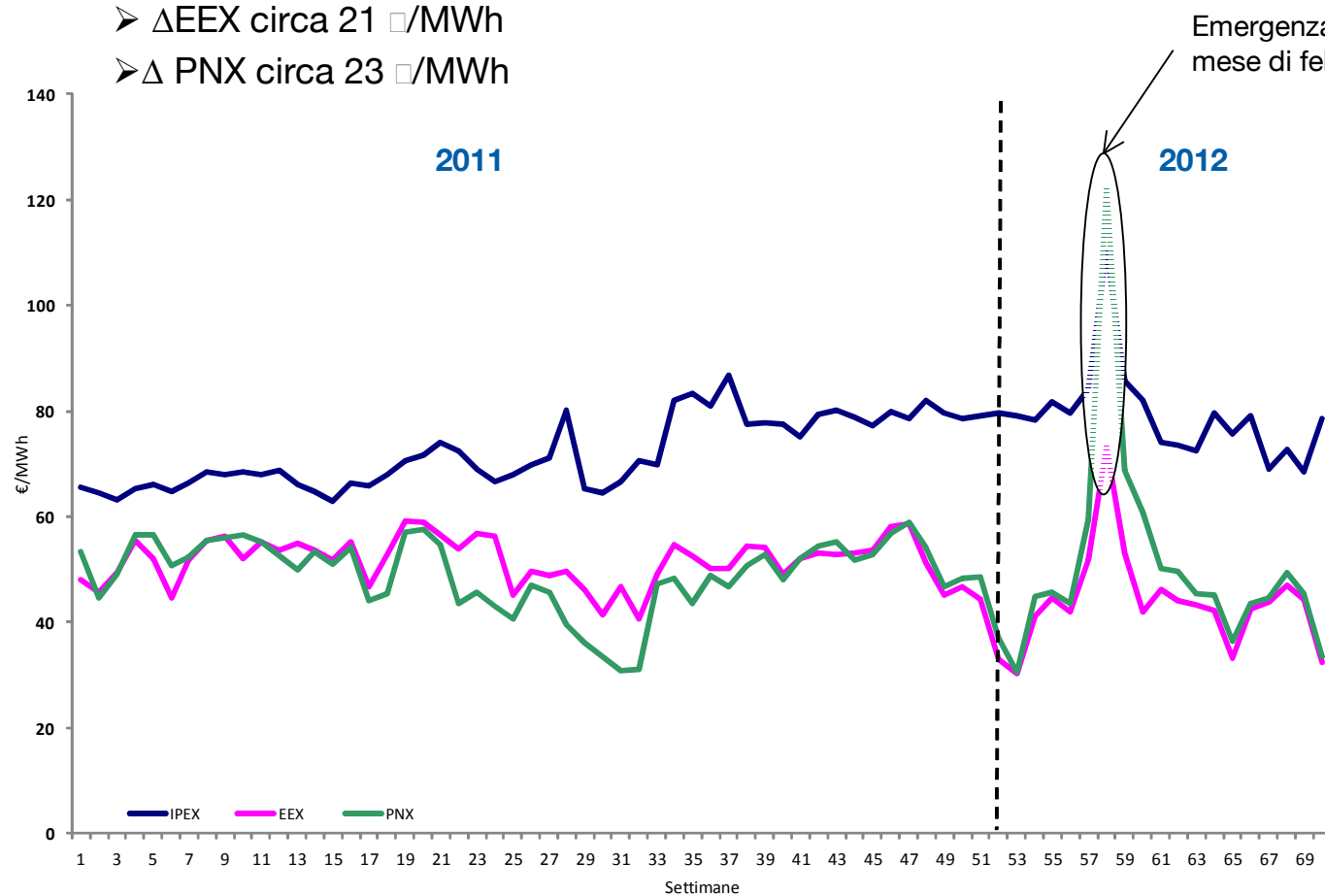
Differenziale di prezzo Italia VS Estero

Andamento del differenziale di prezzo tra la borsa italiana (IPEX) e borse francese (PNX) e area tedesca (EEX).

Nel 2011 differenziale medio con la borsa italiana:

➤ Δ EEX circa 21 €/MWh

➤ Δ PNX circa 23 €/MWh



Nei primi 4 mesi del 2012 si è registrato un differenziale medio con la borsa italiana:

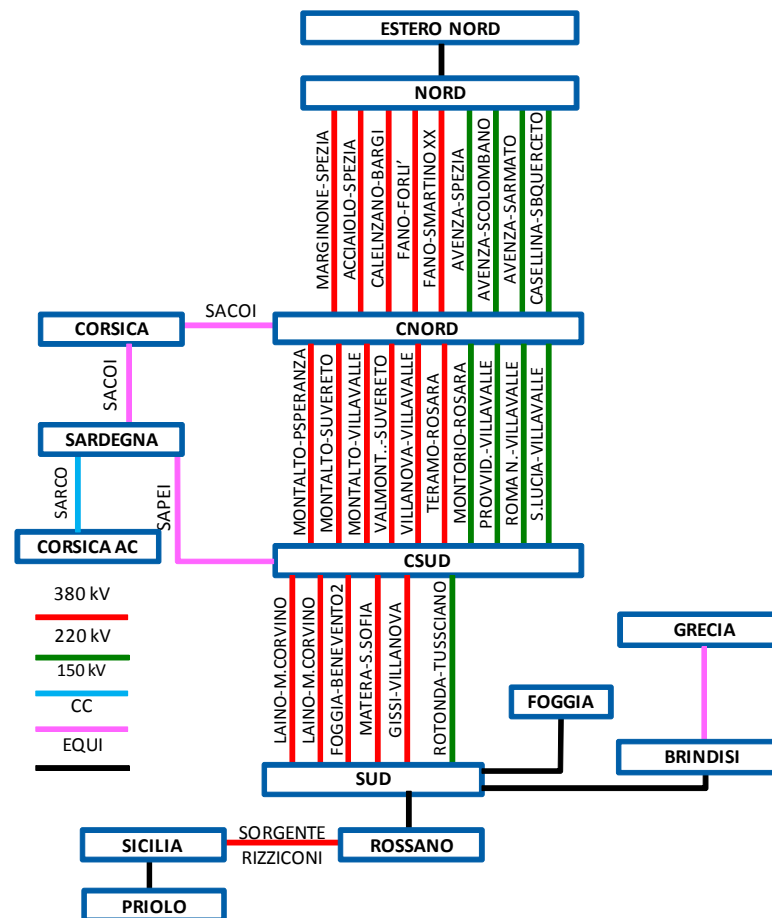
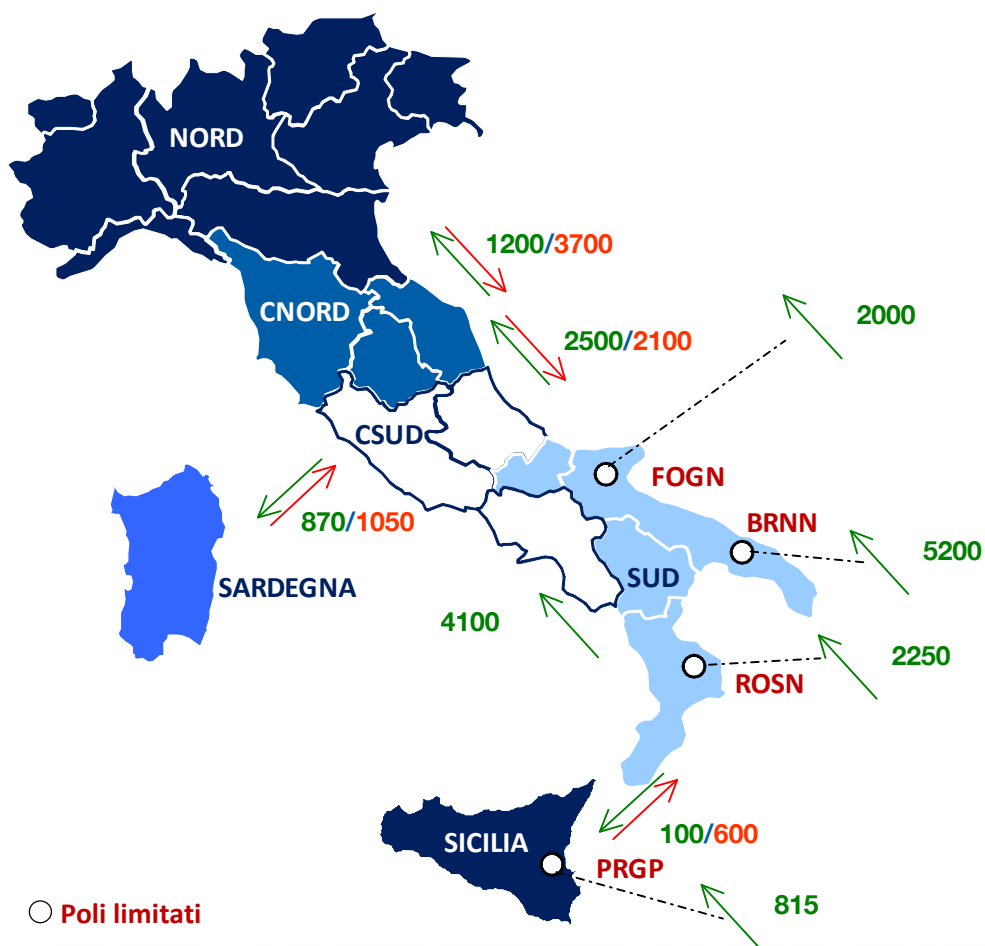
• Δ EEX circa 35 €/MWh

• Δ PNX circa 27 €/MWh

Segnali provenienti dal Mercato

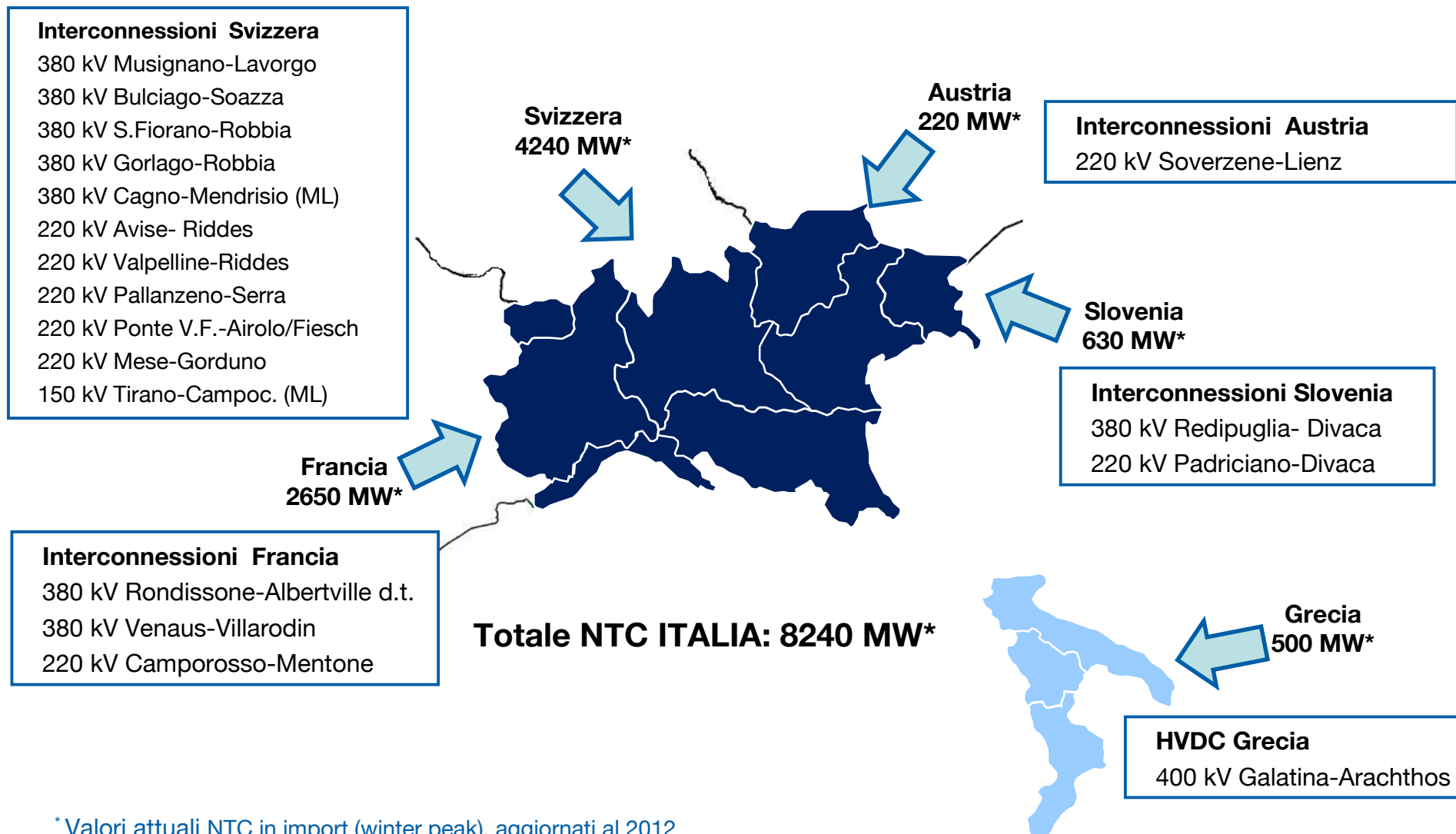
Mercato del Giorno Prima (MGP) – Configurazione zone di mercato

- Configurazione delle zone di mercato anno 2011 e relativi limiti di scambio ore diurne invernali [MW]



Segnali provenienti dal Mercato

Capacità di trasporto in import per scambi con l'estero



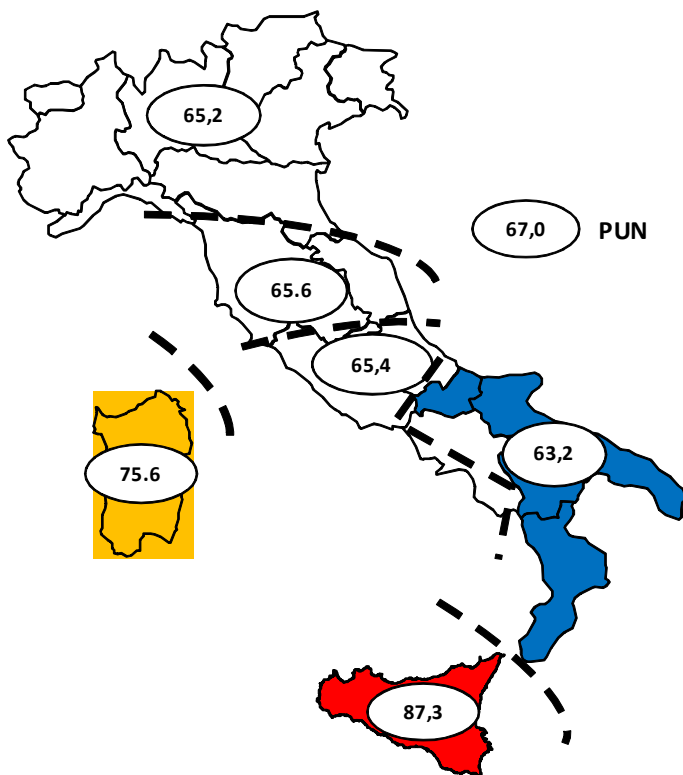
* Valori attuali NTC in import (winter peak), aggiornati al 2012



Segnali provenienti dal Mercato

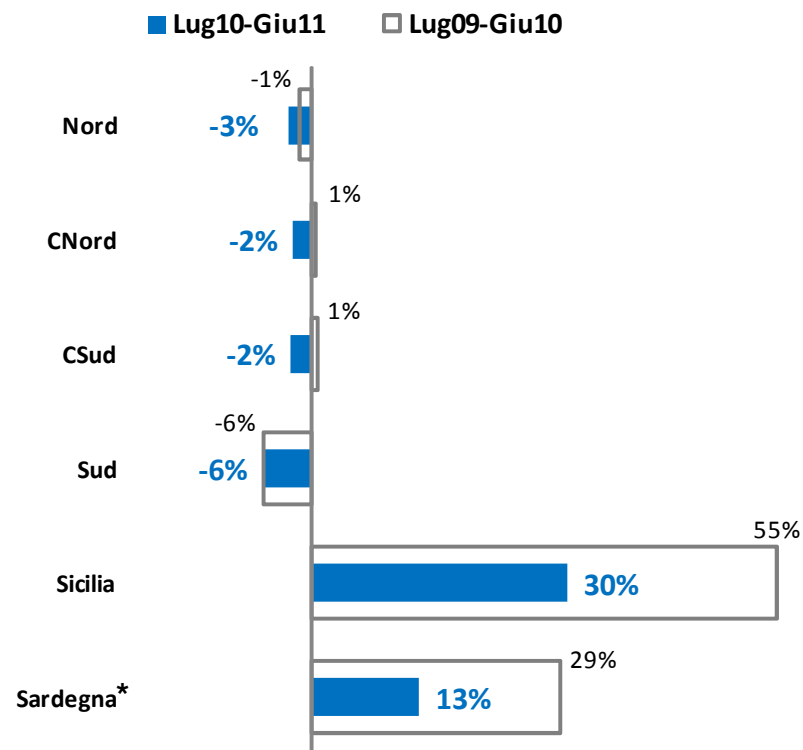
Mercato del Giorno Prima (MGP) – Prezzi zonali e PUN

▪ Luglio 2010 – Giugno 2011 (€/MWh)



Fonte dati: GME

▪ Confronto prezzo zonale/PUN (%) vs. periodo precedente



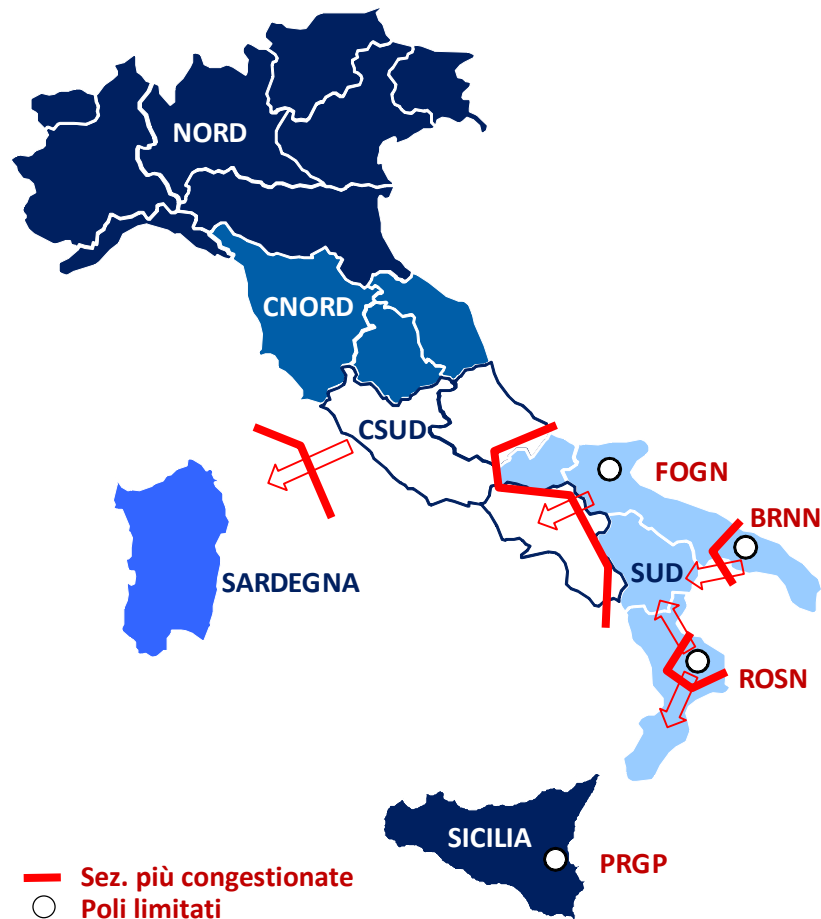
* Primo polo SAPEI



Segnali provenienti dal Mercato

Mercato del Giorno Prima (MGP) – Congestioni

- Saturazione margini di scambio tra zone Luglio 2010 – Giugno 2011



Zone interessate	Ore congestione*	Frequenza ore congestione [%]	Rendita [Mln€]	Peso su rendita** [%]
Sud → Centro Sud	1.382	13	71	42
Rossano/Brindisi → Sud	594	6	37	22
Centro Sud → Sardegna	1.611	15	17	10
Rossano → Sicilia	4.370	41	16	9
C.Sud → C. Nord	580	5	10	6
Nord → Centro Nord	250	2	6	3
C.Nord → C. Sud	188	2	5	3

* Ore totale di congestione periodo circa 10.700

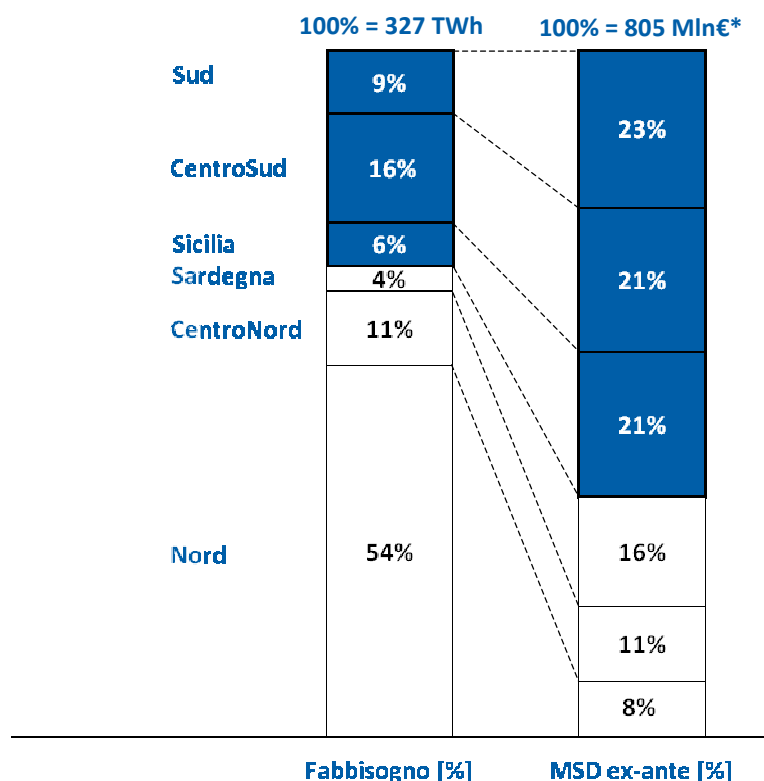
** Rendita totale periodo circa 170 M€.



Segnali provenienti dal Mercato

Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)

Lug 2010 – Giu 2011 MSD ex ante



Nel periodo indicato, le zone Sud, Centro Sud e Sicilia, pur rappresentando solo il 31% del carico totale su territorio nazionale, registrano una spesa su MSD ex-ante pari a circa il 65% del totale.

principali criticità riscontrate :

- magliatura della rete AAT ridotta con rischi di sovraccarichi interzonal
- regolazione di tensione
- approvvigionamento risorse di bilanciamento (per gestione rinnovabili)

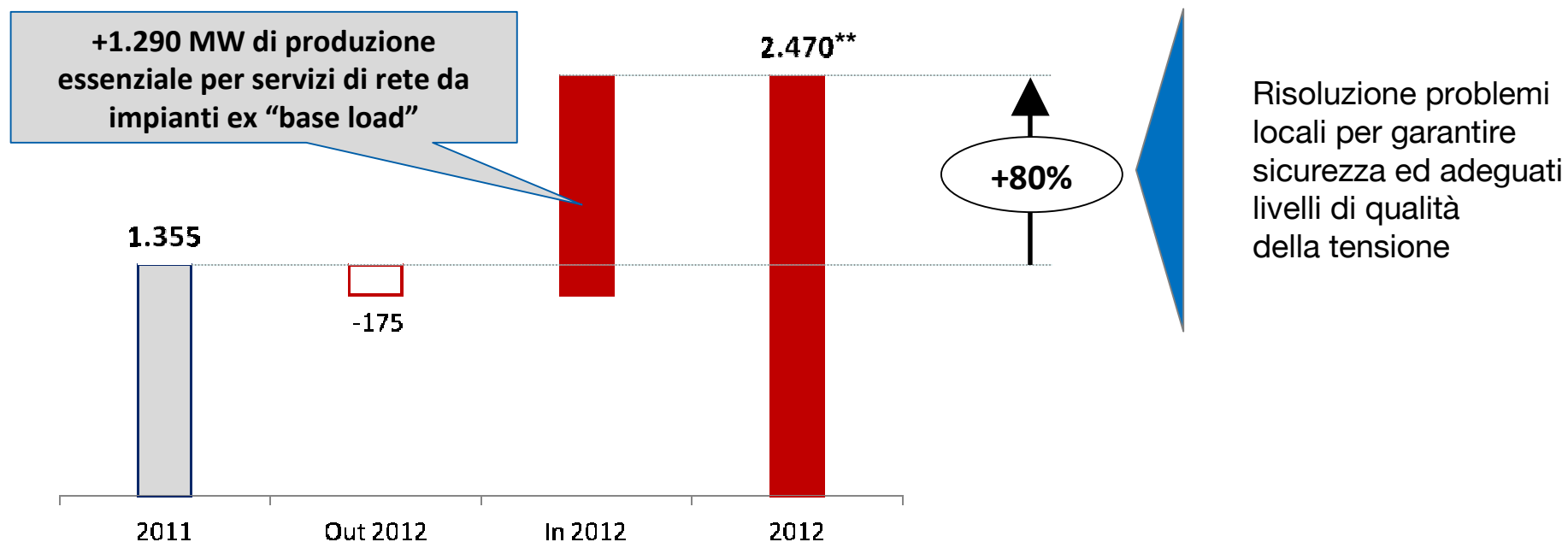
A fronte di una diminuzione dell'energia movimentata su MSD dal 2008 al 2011 di circa il 65%, la corrispondente riduzione dell'esborso è stata di circa il 50% a dimostrazione della ridotta concorrenzialità registrata sul mercato dei servizi.

* Valori totali approvvigionamento risorse per servizi MSD circa 1,1 Mld □



Incremento unità essenziali per servizi di rete

Esigenze capacità produttiva essenziale per la sicurezza: 2011 vs 2012 (MW)*



*Comprende sia le unità singolarmente essenziali sia quelle che si avvalgono dei contratti a termine (del. AEEG 111/06 e ss. mm.)

Gli impianti singolarmente essenziali sono: Augusta, Bari, **Centro Energia Ferrara, **Fiumesanto**, **Milazzo**, Monte Martini, **Porcari**, Porto Empedocle, San Filippo del Mela 220 e 150 kV, Sulcis, Trapani Turbogas



Piano di sviluppo della RTN 2012

- Normativa di riferimento
- Criteri di elaborazione del PdS
- Attuali criticità nell'esercizio della rete
- Segnali provenienti dal Mercato

Scenario di riferimento

- Criticità ed esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano
- Descrizione delle priorità di intervento
- Stato di avanzamento degli interventi Piani precedenti
- Nuovi interventi di sviluppo
- Metodologia analisi Costi-Benefici
- Analisi Costi-Benefici principali interventi
- Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso
- Risultati attesi

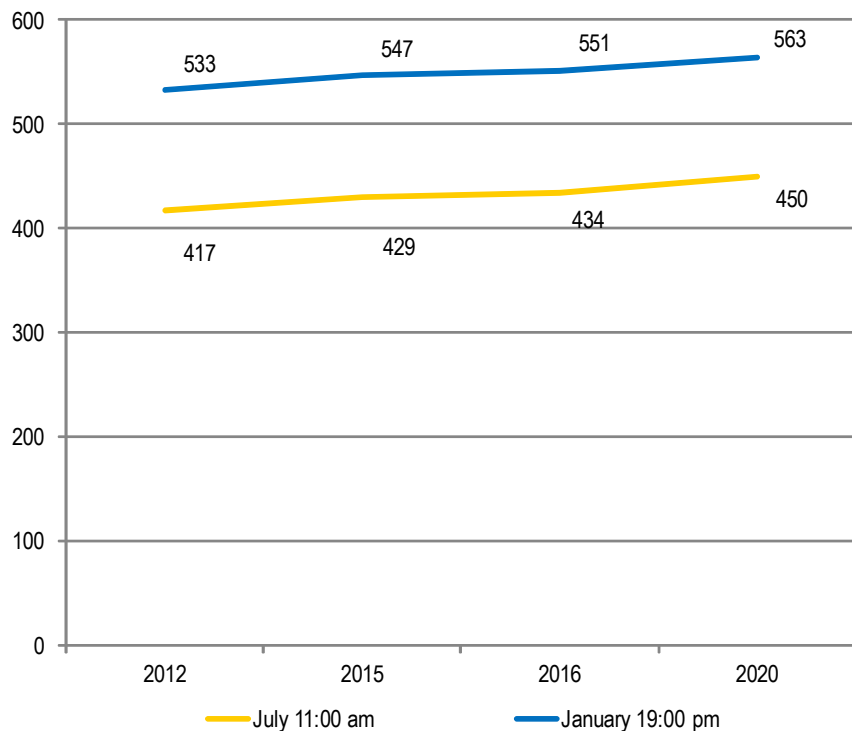


Scenario di riferimento – perimetro ENTSO-E

Scenari futuri di domanda e generazione

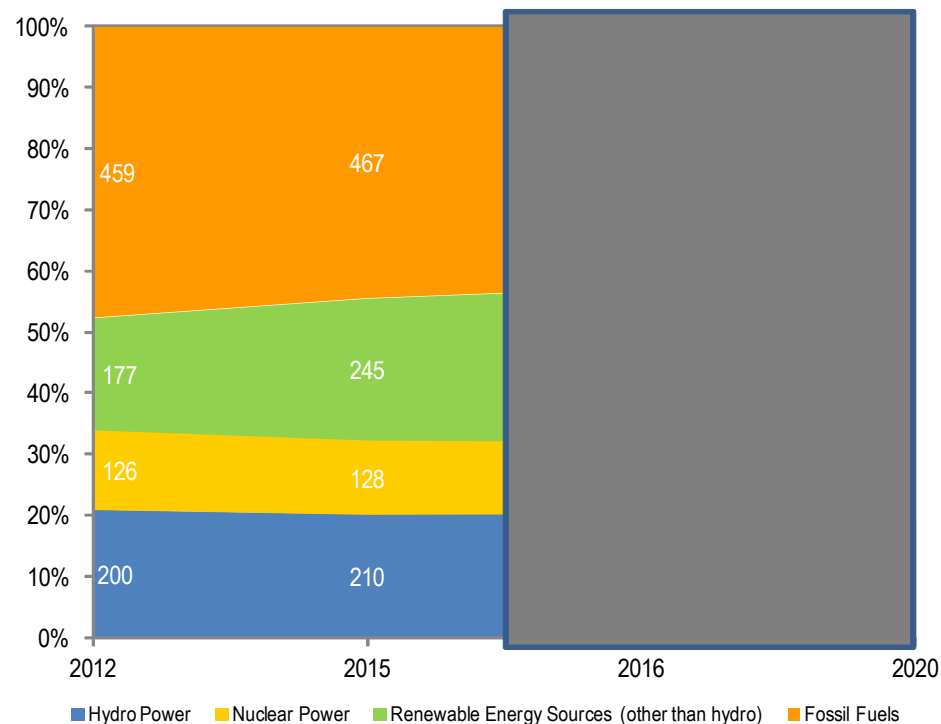
Crescita del Carico Europeo perimetro ENTSO-E nello scenario di riferimento EU2020 [GW]

circa +5.5% (Winter) e 8% (summer) nel periodo 2012-2020



Previsione Sviluppo del Parco produttivo perimetro ENTSO-E nello scenario di riferimento EU2020 [GW]

+120 % renewable power nel periodo 2012-2020*



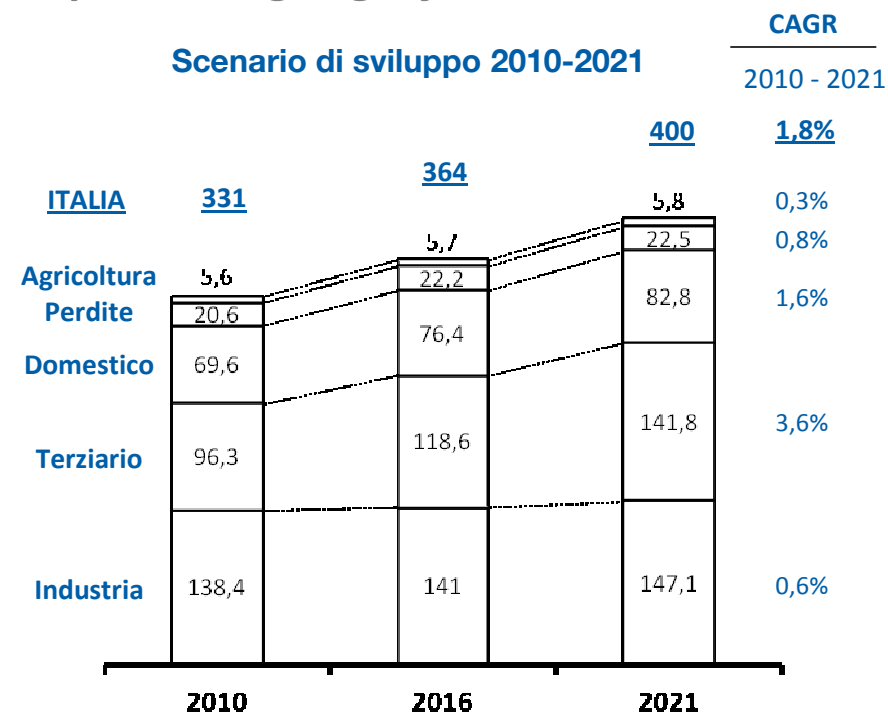
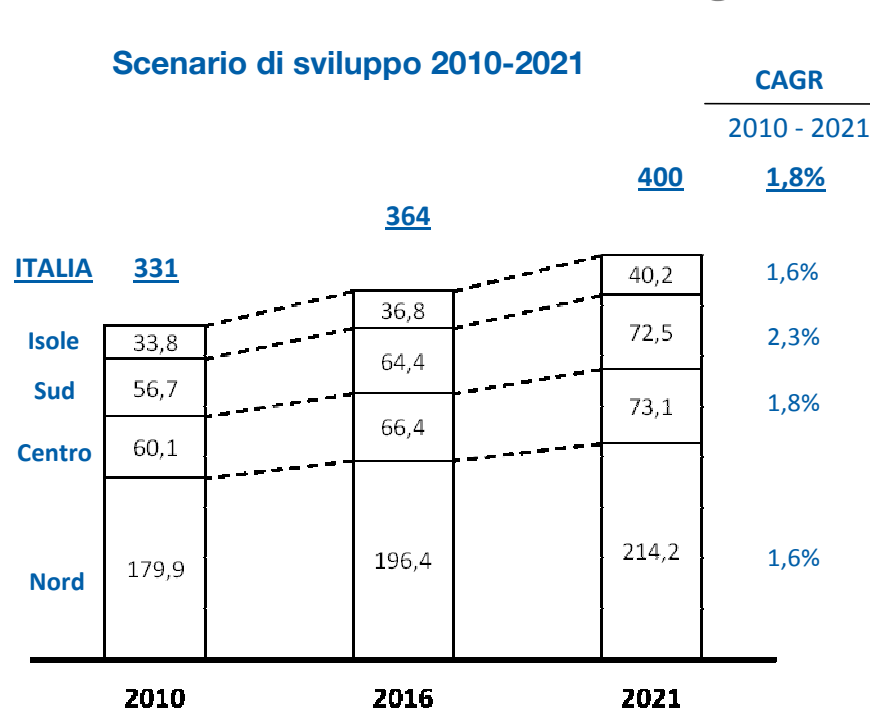
*La maggiore crescita è attesa dalle fonti eolica, per un totale di installato di 210 GW nel 2020, e solare per un totale di installato di 106 GW nel 2020. I principali contributi alle fonti rinnovabili derivano dall'installazione di impianti eolici off-shore nei pesi del Mare del Nord e del Mar Baltico, di impianti eolici on-shore e fotovoltaici in Germania, Francia, Italia, Spagna, Gran Bretagna, Portogallo, Norvegia, Svizzera e Svezia .

Fonte Dati ENTSO-E



Scenari di riferimento

Previsione della domanda di energia elettrica per aree geografiche e settori



- La zona Sud presenta il tasso di crescita maggiore (+2,3%)
- Il Centro ha una crescita in linea con il target nazionale (1,8%)
- Le aree Nord ed insulari presentano un tasso di crescita pari al +1,6%, di poco inferiore al valore di riferimento.

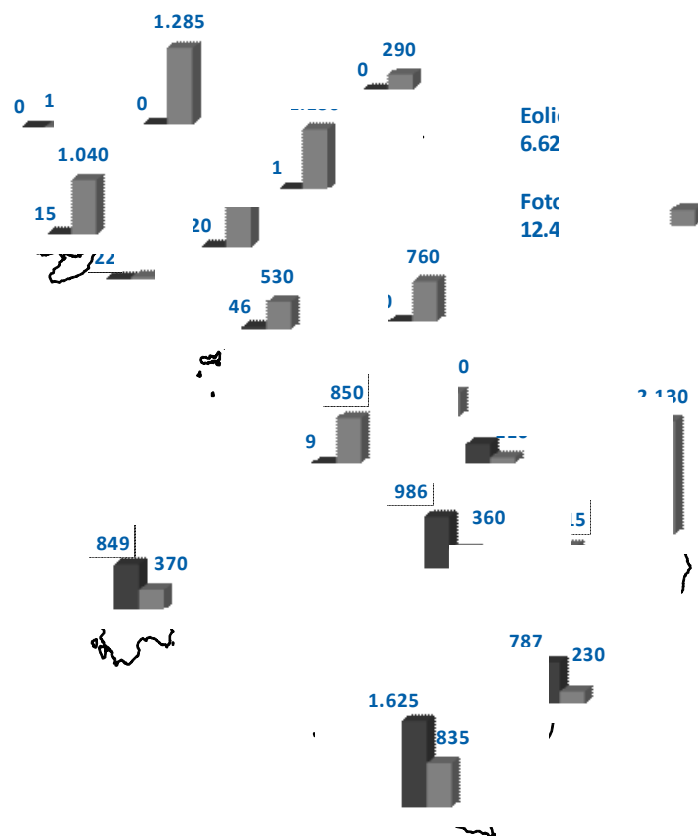
- I tassi di crescita maggiore dei consumi sono previsti nel settore terziario (+3,6%) ed in quello domestico (+1,6%)
- Per il settore industriale, invece, si prevede una riduzione del trend di crescita dei consumi con un tasso di crescita pari a +0,6%, inferiore al target di riferimento (+1,8%).



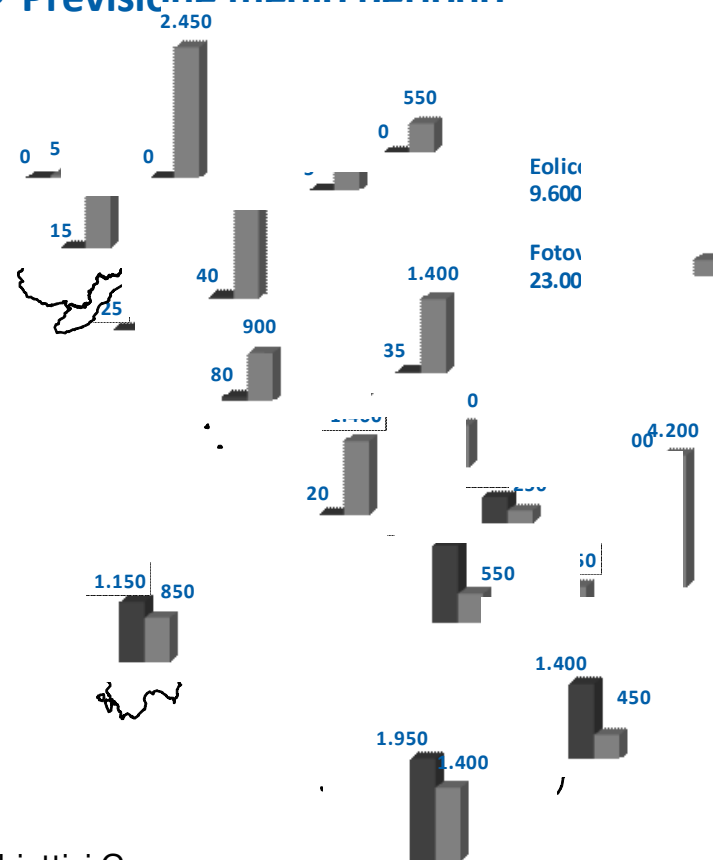
Scenari di riferimento

Sviluppo della capacità produttiva da fonte rinnovabile* (MW)

• Potenza eolica e fotovoltaica installata



• Previsione medio periodo



Obiettivi Governo:

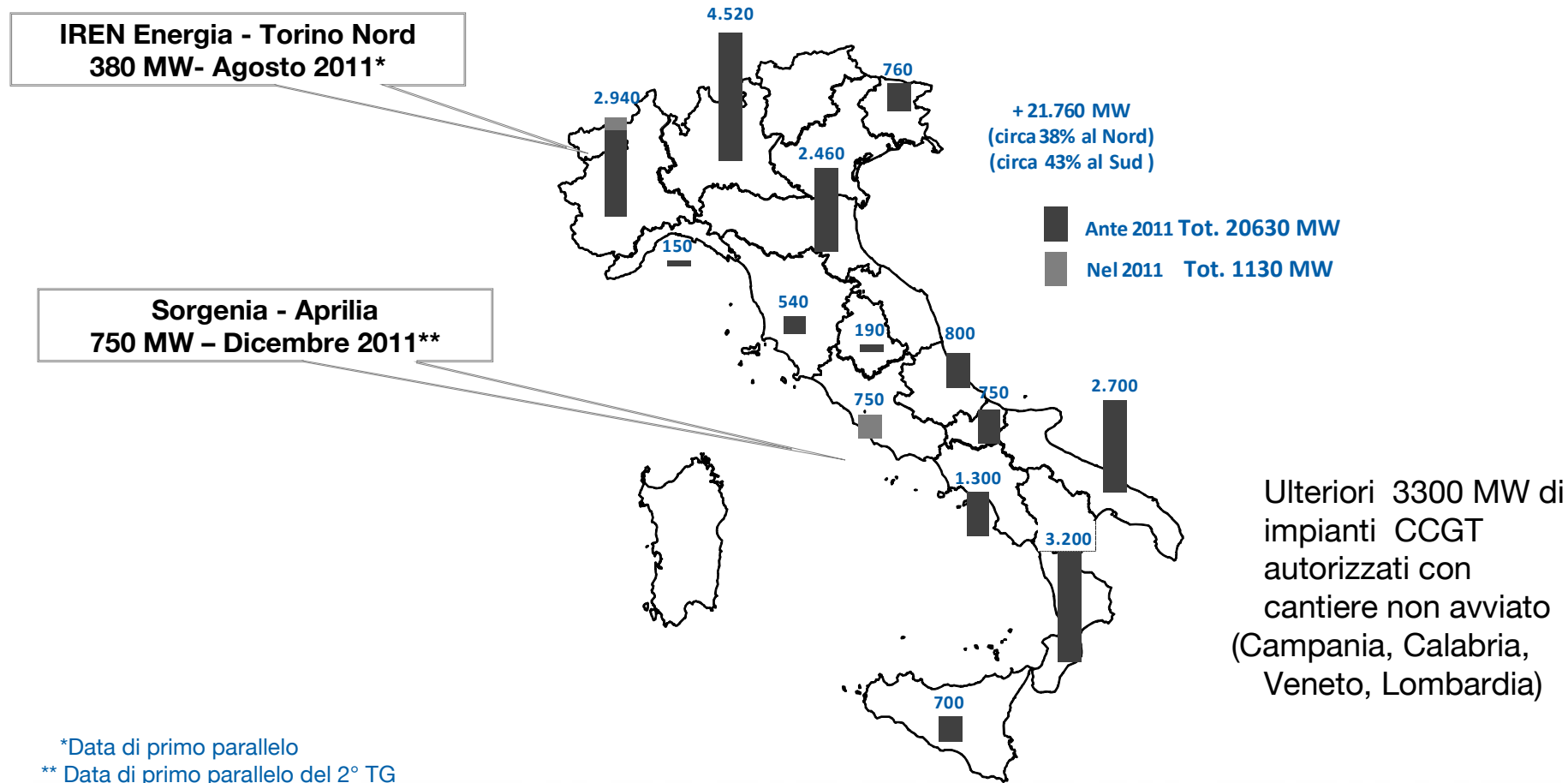
- 23.000 MW di installato Fotovoltaico (IV conto energia)
- 12.700 MW di installato Eolico (conferma target PAN)



Scenari di riferimento

Sviluppo della capacità produttiva da fonte termoelettrica

- Potenza da nuove centrali termoelettriche dal 2002 al 2011 (MW)



*Data di primo parallelo

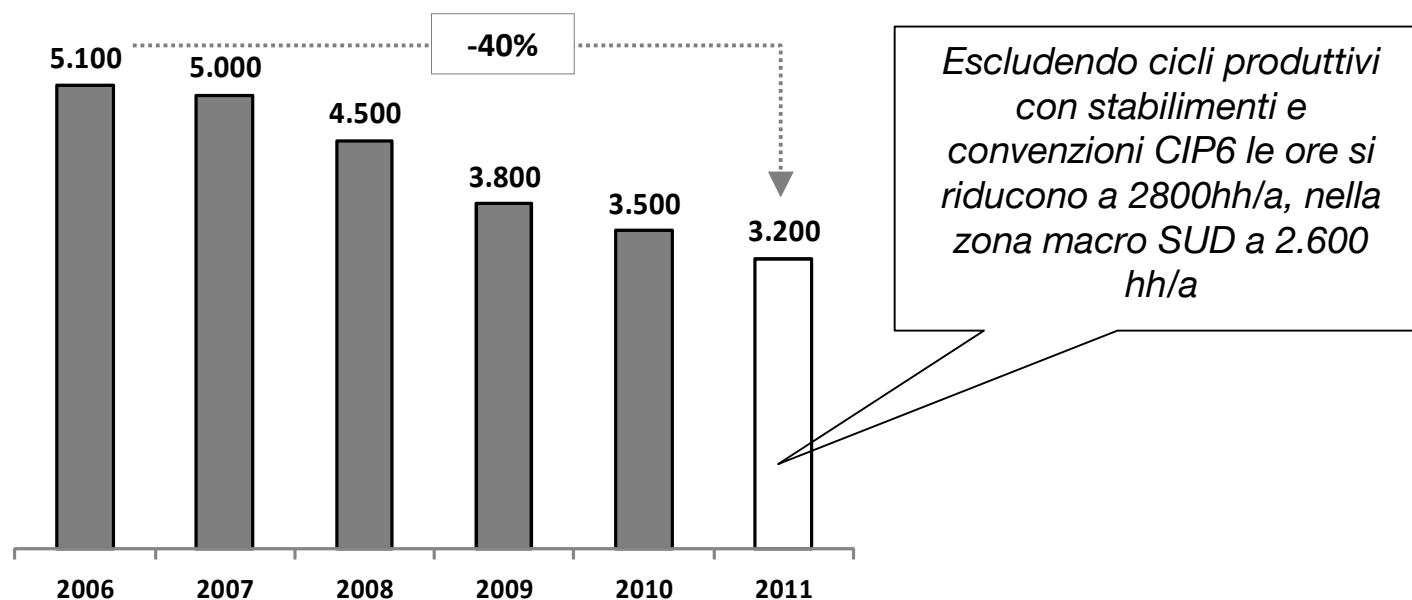
** Data di primo parallelo del 2° TG



Segnali provenienti dal Mercato

Riduzione ore di utilizzazione CCGT*

- Ore equivalenti di utilizzazione degli impianti a gas naturale (hh)



*Gli impianti presi in considerazione sono i CCGT, Dual fuel, cicli produttivi con stabilimenti, sia abilitati e non, ai servizi di dispacciamento



Piano di sviluppo della RTN 2012

- **Normativa di riferimento**
- **Criteri di elaborazione del PdS**
- **Attuali criticità nell'esercizio della rete**
- **Segnali provenienti dal Mercato**
- **Scenari di riferimento**
- **Criticità ed esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano**
- **Descrizione delle priorità di intervento**
- **Stato di avanzamento degli interventi Piani precedenti**
- **Nuovi interventi di sviluppo**
- **Metodologia analisi Costi-Benefici**
- **Analisi Costi-Benefici principali interventi**
- **Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso**
- **Risultati attesi**



Criticità previste nell'orizzonte di piano

Criticità attese breve –medio periodo derivanti dalla crescita delle FRNP

Congestioni rete AAT e AT

- Estensione delle congestioni presenti sulle direttrici a 150 kV tra Puglia e Campania anche ad altre aree del sud del Paese e Sicilia
- Congestioni su rete 380 kV a livello di zone di mercato (in particolare tra Sicilia e Continente e tra le zone Sud e Centro-Sud), e intrazonali

Riserva e Sicurezza

- Riduzione della capacità di regolazione del sistema
- Valutazione rischi di insufficienza attuali meccanismi di difesa e di regolazione

Over Generation

- Ulteriore aggravio problemi di over generation, ovvero di surplus di generazione nazionale e/o zonale che non è possibile bilanciare rispetto al fabbisogno per l'incremento della produzione da FRNP



Criticità previste nell'orizzonte di piano

Rischi per riduzione dei margini di regolazione del sistema

Riserva Primaria

L'incremento delle FRNP comporta una equivalente riduzione della generazione termoelettrica disponibile ai servizi di riserva primaria

Riserva Secondaria e Terziaria

La generazione da FRNP incrementa l'incertezza in termini di bilanciamento di carico e generazione



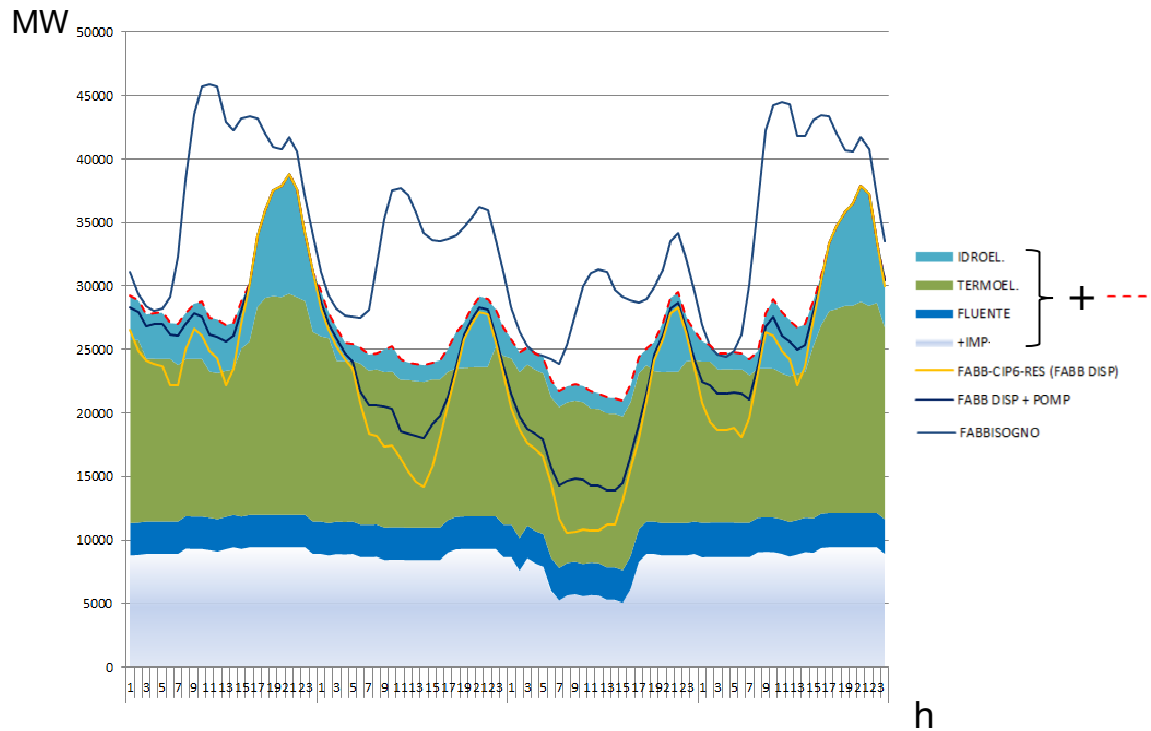
**L'incremento di generazione da FRNP aumenta la necessità di riserva ed
allo stesso tempo ne riduce la disponibilità**



Criticità previste nell'orizzonte di piano

Analisi di esigenze di regolazione del sistema elettrico nazionale

Simulazione di rete deterministica market based su struttura zonale ed orizzonte annuale



fine settimana di maggio, corrispondente a un intervallo di quattro giorni, da venerdì a lunedì

Scenario di medio termine

Aumento OVERGENERATION

Tutta l'area compresa tra la curva rossa tratteggiata (termoelettrico minimo+idroelettrico+fluente+import) e la curva continua nera (fabbisogno dispacciabile + pompaggio) corrisponde all'energia in eccesso che non può essere assorbita dal sistema (Overgeneration) a livello nazionale complessivo e/o zonale



Criticità previste nell'orizzonte di piano

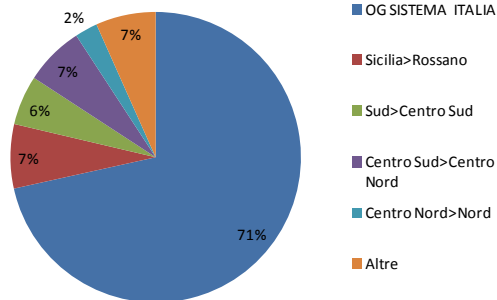
Analisi di esigenze di regolazione del sistema elettrico nazionale

- Analisi rischi overgeneration su scenario di medio termine
- Ipotizzati sviluppi RTN medio termine
- Diversi casi studio analizzati con sensitivity su scambio frontiera estera

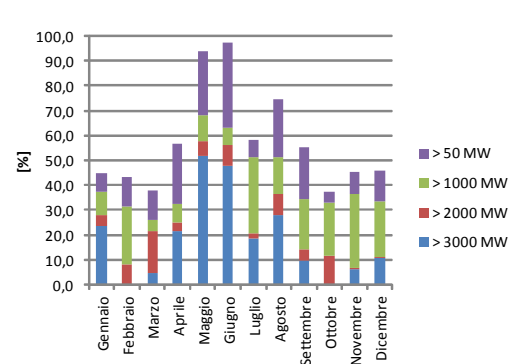
Scenario di medio termine

Evidenti problemi di *over generation*

Distribuzione OG



Incidenza ore con OG per classe (Giorni festivi)



Scenario market based

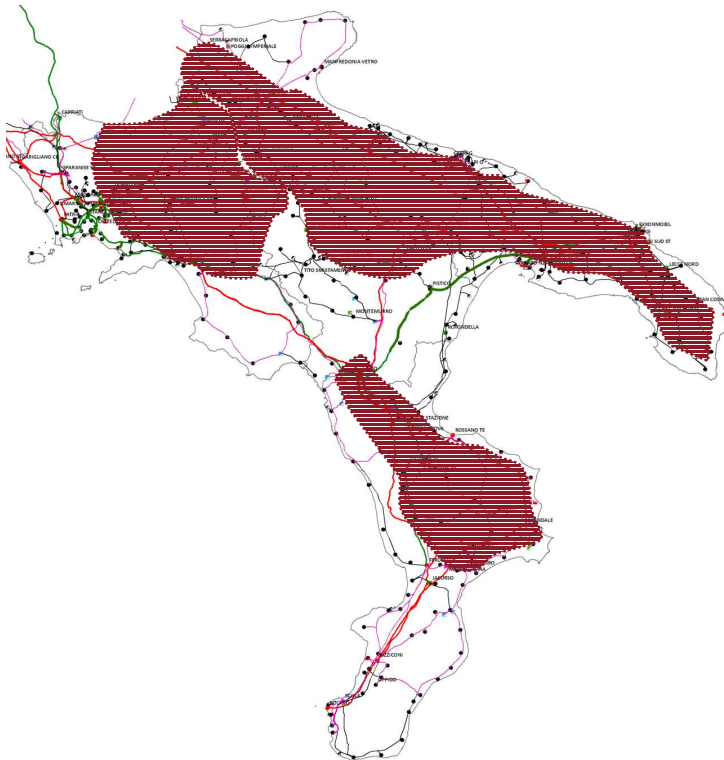
- Ricorso a diverse tipologie di contromisure
- Pieno utilizzo delle risorse di regolazione esistenti (estero più pompaggi esistenti)
- Esigenze di capacità di accumulo zonale al Sud/Sicilia per circa 9-12GWh*



Esigenze previste nell'orizzonte di piano

Esigenze di sviluppo per congestioni rete AT – integrazione FER

macroarea Sud



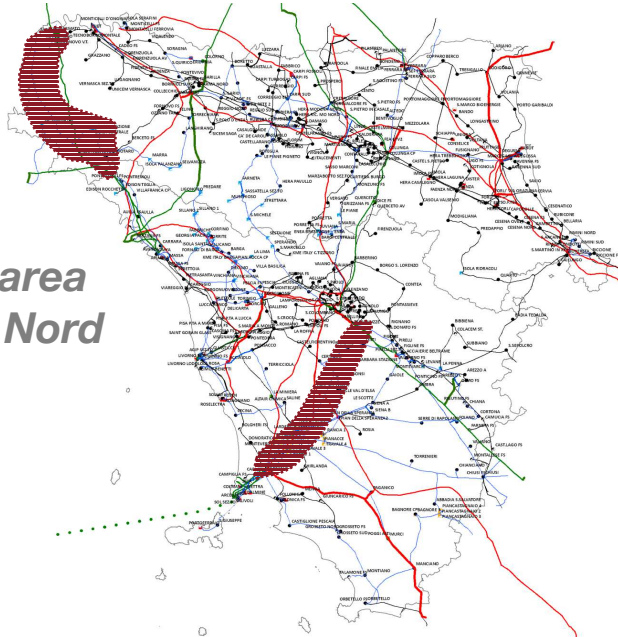
- direttrici 150 kV tra le stazioni 380 kV di Benevento e Montecorvino, e tra Foggia, Deliceto e Andria;
- aree del Salento, l'area circostante le stazioni 380 kV di Bari O., Brindisi Sud, Galatina e Matera;
- Calabria, sulla rete 150 kV tra le stazioni di Maida e Feroletto, direttrici 150 kV “Catanzaro–Soverato–Feroletto”, “Catanzaro–Scandale”, linee in uscita da Rossano verso la Basilicata e verso Scandale;
- tra Puglia ed Molise e sulla direttrice 150 kV adriatica tra Larino (Molise) e Villanova (Abruzzo).



Esigenze previste nell'orizzonte di piano

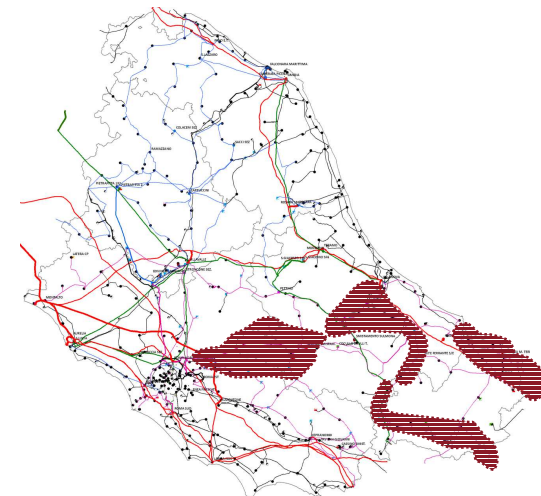
Esigenze di sviluppo per congestioni rete AT – integrazione FER

*macroarea
Centro Nord*



- Rimozione degli attuali vincoli di trasporto lungo la direttrice 132 kV Borgonovo – Bardi – Borgotaro e nell'area tra le SE di Pian della Speranza, Tavarnuzze e Larderello interessata da produzione di energia da fonte geotermica.

- Potenziamento rete AT tra Lazio e Abruzzo che, in orizzonti temporali futuri, sarà necessaria alla raccolta della produzione rinnovabile (eolico, biomassa, idrico e fotovoltaico) trasportandola verso i centri di carico del Lazio e dell'area metropolitana di Roma.



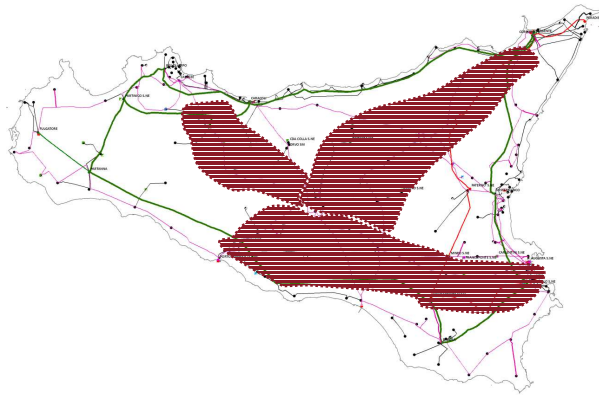
macroarea Centro



Esigenze previste nell'orizzonte di piano

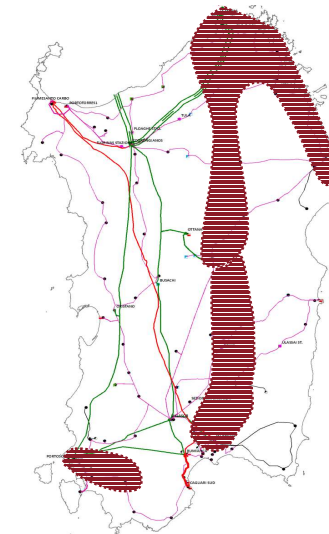
Esigenze di sviluppo per congestioni rete AT – integrazione FER

macroarea Sicilia



Potenziamento delle direttrici “Favara – Gela”, “Melilli – Caltanissetta”, “Ciminna – Caltanissetta” e “Caltanissetta – Sorgente”.

Potenziamento della rete AT della Gallura, “Cagliari Sud – Rumianca”, “S.Teresa – Tempio – Buddusò”, “Selargius – Goni”, “Taloro – Bono – Buddusò”, “Taloro – Goni”.



Macroarea Sardegna

Criticità ed esigenze di sviluppo previste

Sezioni critiche per limiti di trasporto e rischi di congestioni

Import

Sviluppo Rinnovabili

Criticità: rischi limitazione import Francia e produzione area Nord Ovest
Esigenza: elettrodotto 380 kV Trino-Lacchiarella

Criticità: maggiori rischi limitazione scambi su sezione di mercato Nord – Centro Nord.
Esigenza: elettrodotto 380 kV Calenzano-Colunga

Criticità: maggiori rischi limitazione scambi su sezione di mercato Centro Nord – Centro Sud.
Esigenza: elettrodotto 380 kV Fano-Teramo

Criticità: rischi limitazione per forte sviluppo rinnovabili
Esigenza: potenziamento SACOI 3

Criticità: maggiore fungibilità risorse Sicilia e Continente
Esigenza: anello 380 kV in Sicilia

Criticità: limitazione import da Slovenia e produzione locale per rischi di sovraccarico.
Esigenza: elettrodotto 380 kV Udine -Redipuglia

Criticità: maggiori rischi limitazione scambi su sezione di mercato Sud – Centro Sud e limiti alla produzione dei poli di Foggia e Brindisi.
Esigenza: elettrodotti 380 kV Foggia-Benevento e Foggia-Gissi-Villanova, PST Foggia e Villanova

Criticità: vincoli sezione rete 380 kV tra Calabria e Campania
Esigenza: elettrodotto 380 kV Benevento-Montecorvino

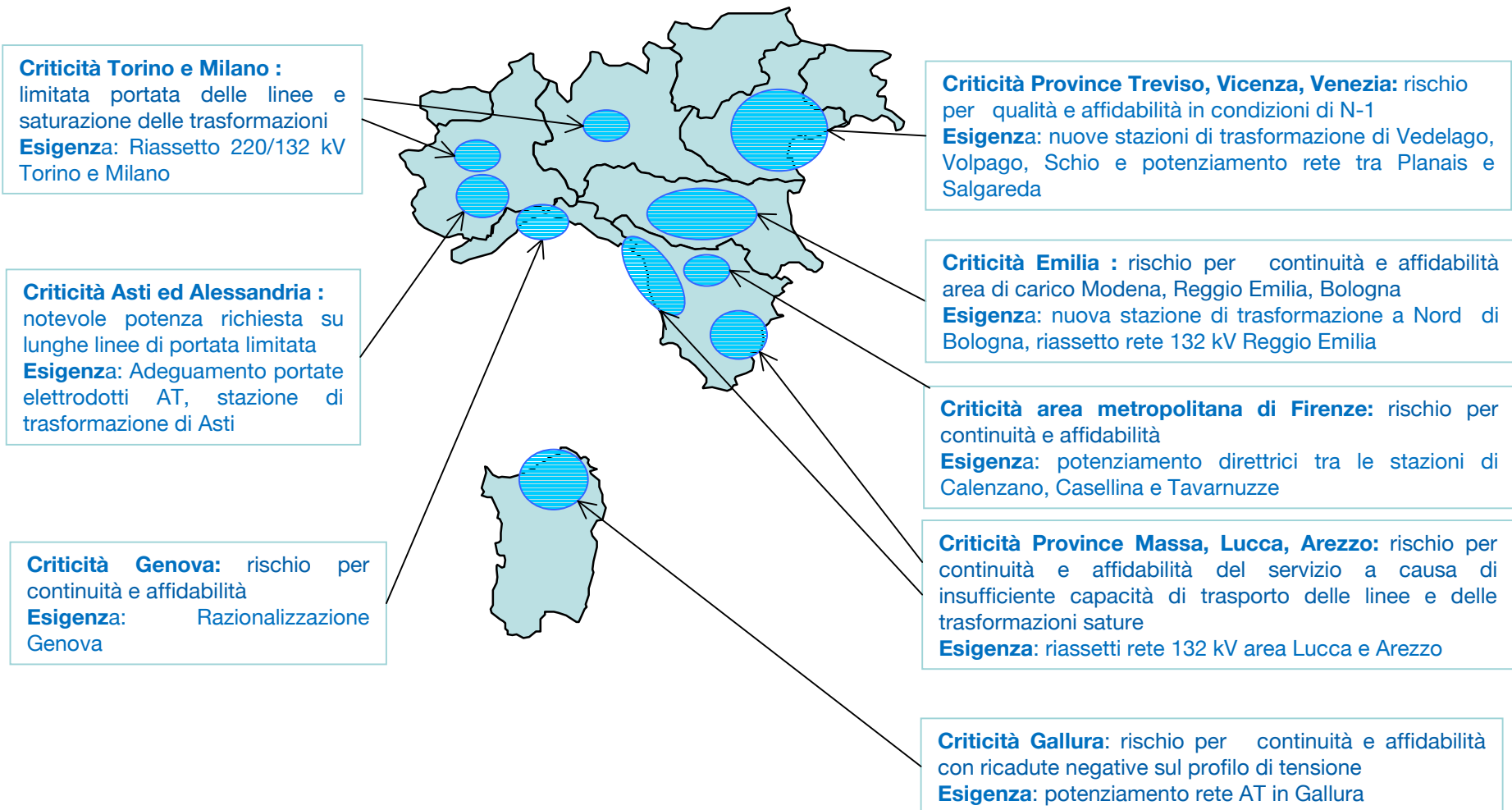
Criticità: limiti alla produzione dei poli della Calabria e problemi per la sicurezza dell'esercizio della rete calabra
Esigenza: trasversale calabra, riassetto rete Nord Calabria

Criticità: unico collegamento tra Sicilia e continente limita lo scambio tra zone di mercato e crea problemi di sicurezza e stabilità della rete
Esigenza: elettrodotto 380 kV Sorgente-Rizziconi



Criticità ed esigenze di sviluppo previste

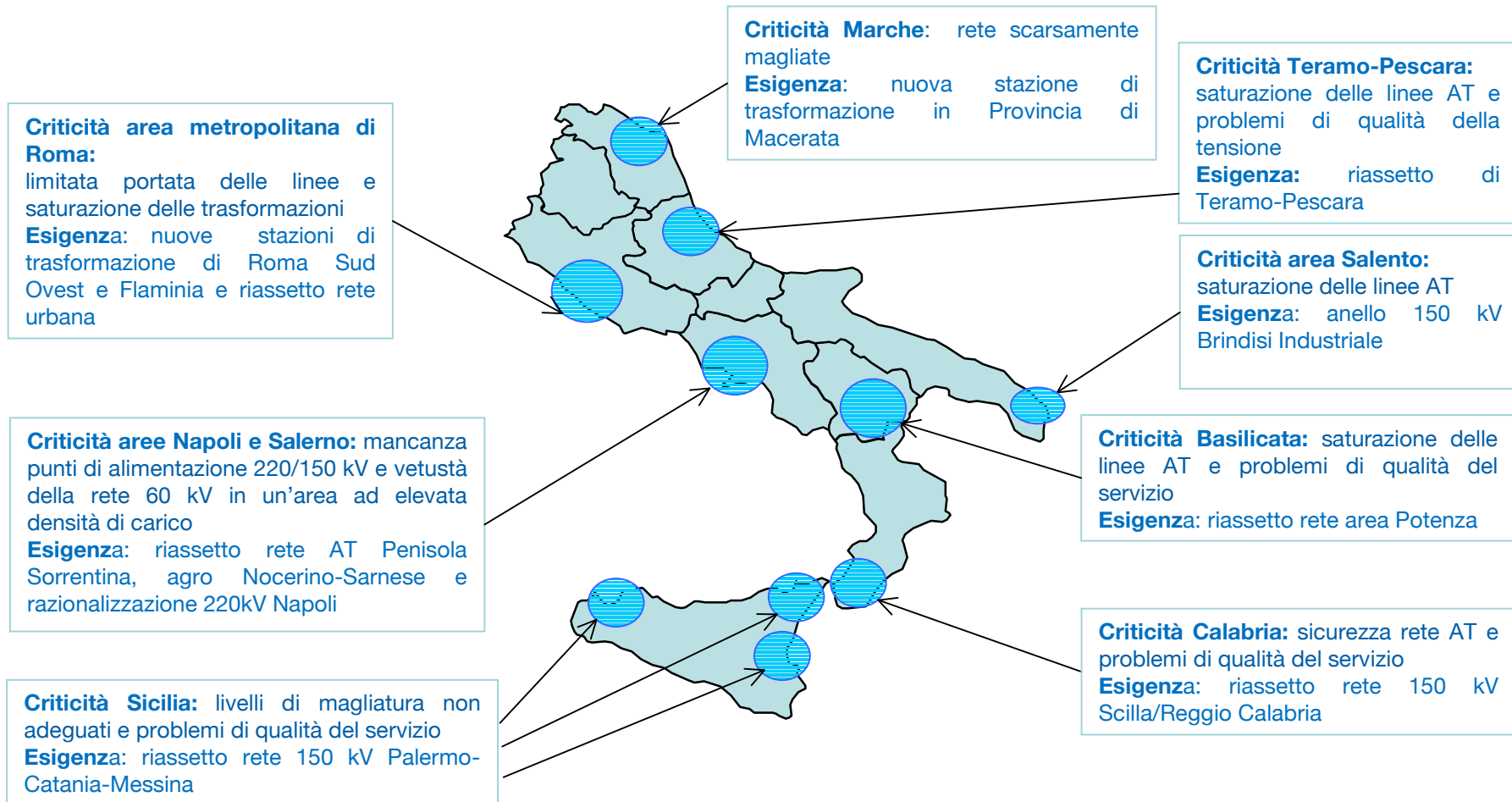
Sicurezza locale e Qualità del servizio rete – Nord, Centro Nord e Sardegna





Criticità ed esigenze di sviluppo previste

Sicurezza locale e Qualità del servizio rete – Centro Sud, Sud, Sicilia



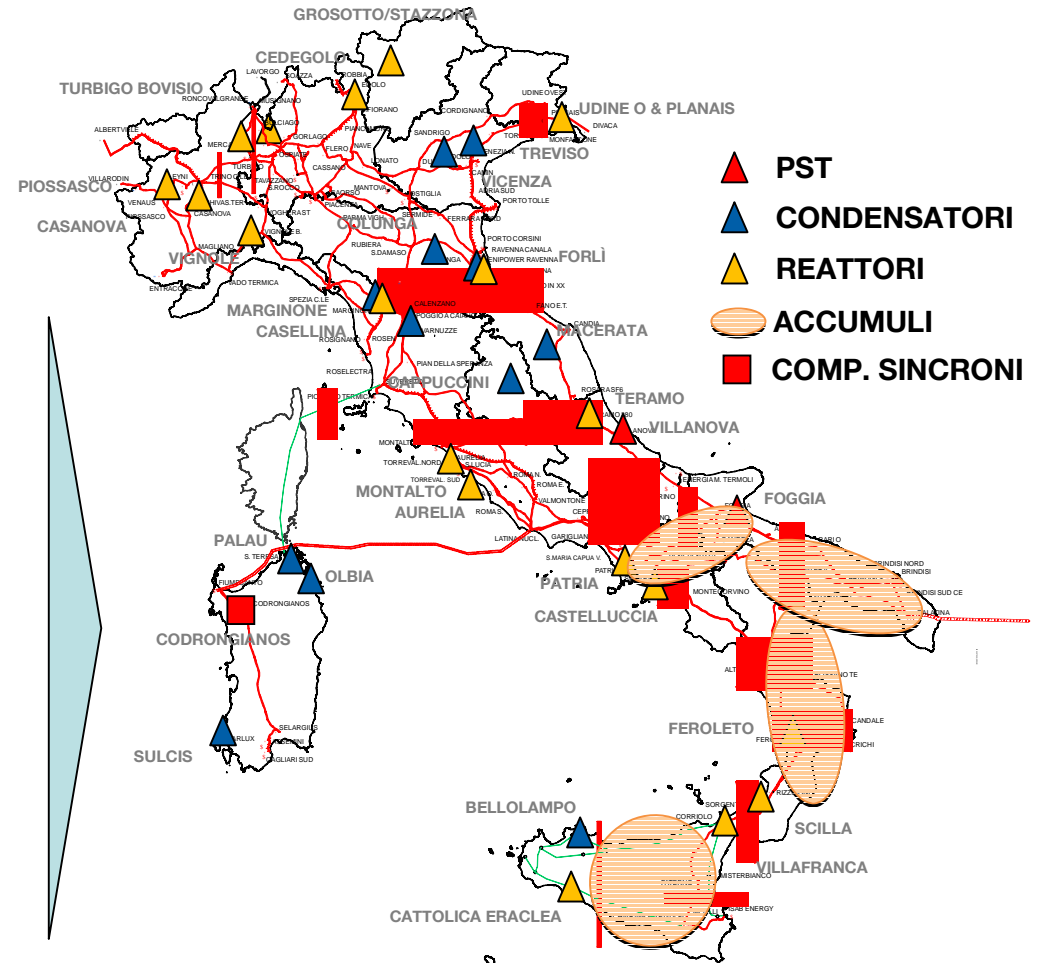


Esigenze flessibilità e sicurezza d'esercizio

Innovazione tecnologica-Smart Transmission Grid

Rendere la RTN più flessibile e capace di adeguarsi al rapido mutare degli scenari di sistema

- **Phase Shift Transformers (PST)** per la gestione dei flussi di energia su linee in corrente alternata
- **Compensatori sincroni** per il miglioramento della stabilità e della sicurezza di esercizio del sistema
- **Condensatori e Reattori** per la corretta gestione dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva sulla rete e conseguente riduzione oneri MSD
- **Sistemi di accumulo diffuso (batterie)** per massimizzare lo sfruttamento delle risorse da FER e migliorare la regolazione del sistema AAT/AT
- **Dynamic Rating, SPS**





Piano di sviluppo della RTN 2012

- Normativa di riferimento
- Criteri di elaborazione del PdS
- Attuali criticità nell'esercizio della rete
- Segnali provenienti dal Mercato
- Scenari di riferimento
- Criticità ed esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano

Descrizione delle priorità di intervento

- Stato di avanzamento degli interventi Piani precedenti
- Nuovi interventi di sviluppo
- Metodologia analisi Costi-Benefici
- Analisi Costi-Benefici principali interventi
- Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso
- Risultati attesi



Descrizione delle priorità di intervento

Criteria (rif. Concessione)

Priorità

Interventi di sviluppo volti a incrementare la **Capacità di interconnessione** (Net Transfer Capacity - NTC) sulle frontiere elettriche con l'Estero

Interventi di sviluppo volti a ridurre le **congestioni tra zone di mercato ed i poli di produzione limitata**

Interventi di sviluppo volti a ridurre le **congestioni intrazonali**

Interventi volti a ridurre le **congestioni per l'utilizzo di impianti da fonti rinnovabili**

Interventi per la **qualità, la continuità e la sicurezza del servizio**

Obiettivi e benefici

Riduzione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica

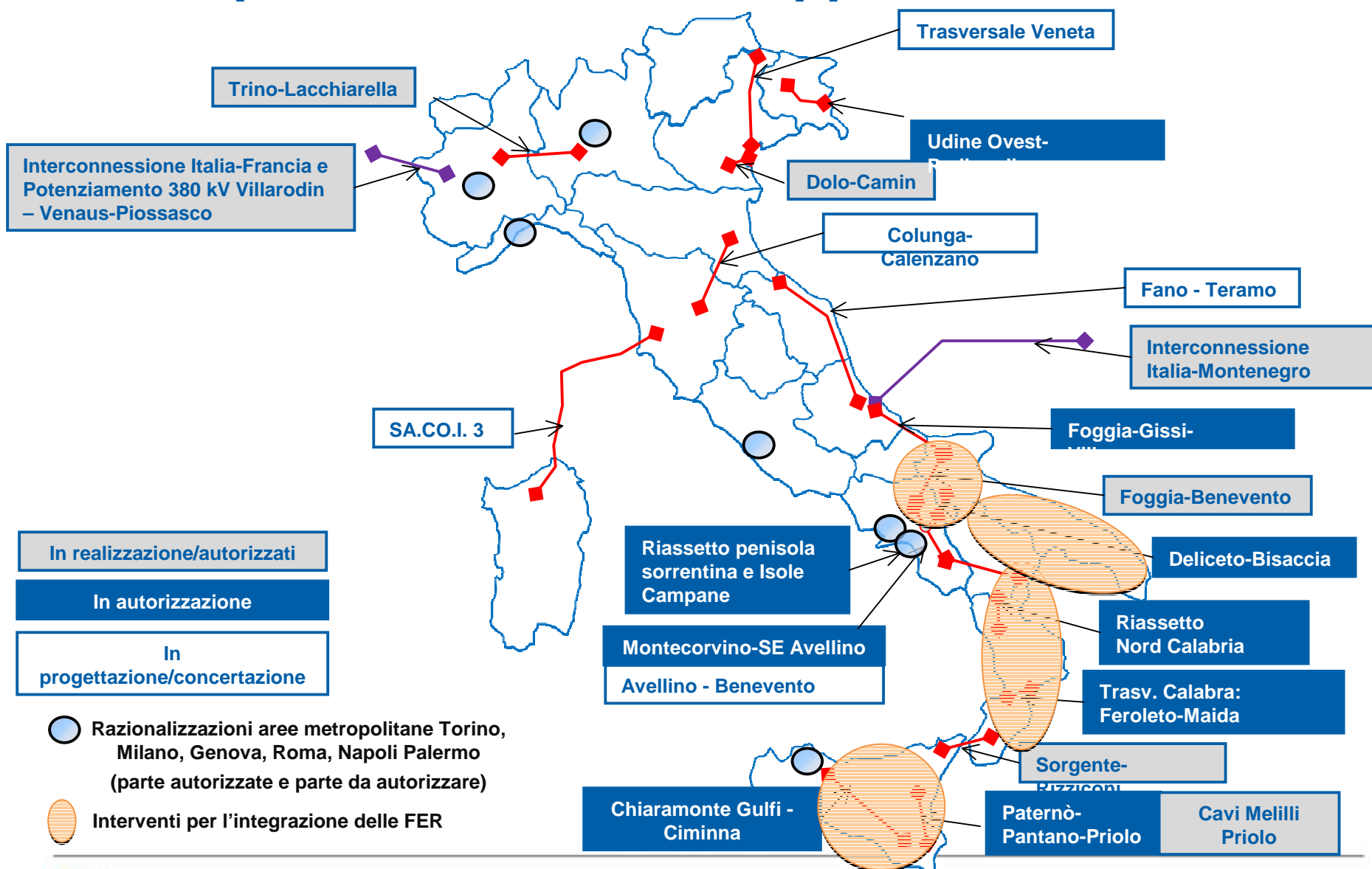
Maggiore competitività del mercato elettrico pieno sfruttamento della capacità produttiva più efficiente

Riduzione delle quantità di energia movimentata su MSD per limitazioni in corrente e tensione

Integrazione della produzione da FRNP, risoluzione criticità dalle congestioni di rete, fornire capacità di regolazione primaria, approvvigionare riserva e fornire risorse di bilanciamento per il sistema elettrico

Riduzione rischi energia non fornita, miglioramento dei profili di tensione nei nodi, riduzione delle perdite

Principali interventi di Sviluppo





Descrizione delle priorità di intervento

FINALITA'

INTERVENTI

PRIORITA'

Incremento Import

- HVDC Italia – Francia e Potenziamento 380 kV Villarodin-Venaus-Piosasco)
- HVDC Italia – Balcani

- Incremento capacità di interconnessione su frontiera Francia limitata rispetto al potenziale di scambio
- Elevato potenziale di generazione da fonti rinnovabili e da fonte convenzionale (lignite e carbone); surplus produzione competitiva da paesi limitrofi (Bulgaria, Romania)

Riduzione Congestione interzonali e intrazonali e sicurezza rete primaria

- Elettrodotto a 380 kV Sorgente-Rizziconi
- Elettrodotto a 380 kV Foggia – Benevento e PST Foggia
- Elettrodotto a 380 kV Foggia – Villanova e PST Villanova
- Elettrodotto a 380 kV Trasversale Calabria e Riassetto area Nord Calabria
- Elettrodotto a 380 kV Paternò – Pantano – Priolo
- Elettrodotto a 380 kV Trino – Lacchiarella
- Razionalizzazione a 380 kV tra Venezia e Padova
- Razionalizzazione Milano e Torino
- Interconnessione a 150 kV delle isole campane

- Incremento limite di scambio Sicilia-Continente per mercato e sicurezza rete sicula e rinnovabili
- Incremento limite in direzione Sud – Centro Sud per la produzione dei poli di Foggia e Brindisi
- Incremento limite poli di produzione della Calabria
- Maggiore fungibilità risorse Sicilia-Continente
- Gestione efficiente impianti di produzione locale
- Superamento vincoli di esercizio in aree ad alta concentrazione di utenze
- Interconnettere reti isolate

Integrazioni Fonti rinnovabili

- Potenziamento magliatura rete AT/AAT SE raccolta al Sud
- Sistemi di accumulo diffuso

- Massimizzazione produzione da FER



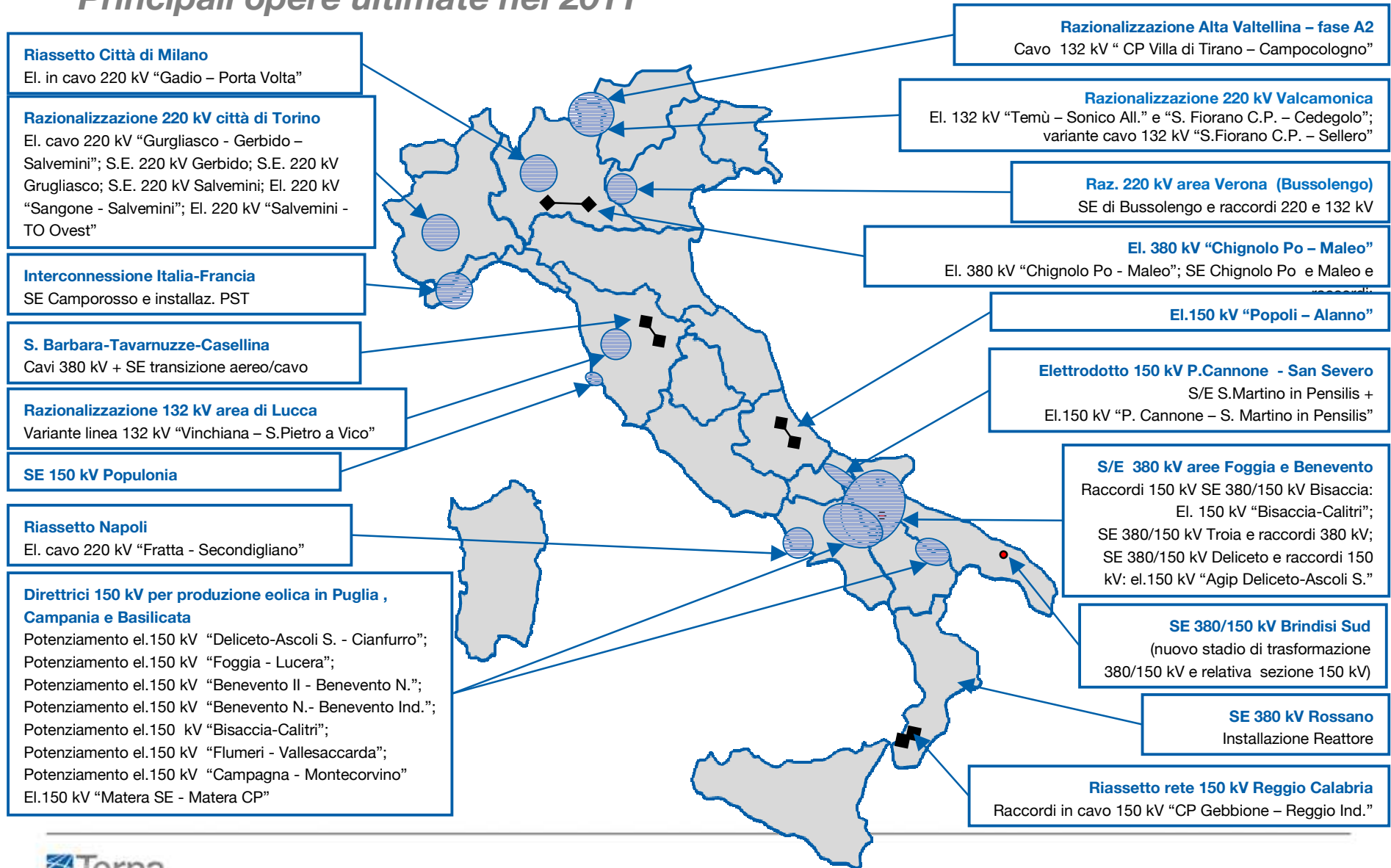
Piano di sviluppo della RTN 2012

- **Normativa di riferimento**
- **Criteri di elaborazione del PdS**
- **Attuali criticità nell'esercizio della rete**
- **Segnali provenienti dal Mercato**
- **Scenari di riferimento**
- **Criticità ed esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano**
- **Descrizione delle priorità di intervento**
- **Stato di avanzamento degli interventi Piani precedenti**
- **Nuovi interventi di sviluppo**
- **Metodologia analisi Costi-Benefici**
- **Analisi Costi-Benefici principali interventi**
- **Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso**
- **Risultati attesi**



Stato avanzamento interventi di sviluppo

Principali opere ultimate nel 2011



Stato avanzamento interventi di sviluppo

Principali opere in realizzazione/autorizzate

Stazione 380 kV Cislago
riassetto sez. e raccordi 132 kV

El. 380 kV Trino - Lacchiarella

Interconnessione Italia-Francia
Rimozione vincoli "Piossasco-Venaus-Villarodin";
SE 380 kV SF6 Piossasco; Interconnessione
HVDC "Piossasco - Grand'Île"

Razionalizzazione Torino
SE 220 kV Pellerina; El. 220kV "Pellerina-
Levanna"; "Pellerina - Torino O."; "Stura - Torino
Centro"; "Pellerina - Politecnico"

Riassetto Roma
Potenziamento cavi 220 kV Roma

Riassetto Napoli
Varianti cavo 220 kV "Fratta - Casoria"

Potenziamento rete 150 kV in Gallura

El. 380 kV "MCorv. -Avell N.- Benevento II"
SE 380 kV Avellino N. e raccordi 380 kV; El.150 kV "FMA
P. Serra - Prata PU" e cavo d.t. "Avellino N.- FMA P.
Serra"

El.150 kV Cagliari Sud - Rumianca

Direttrici 150 kV per produzione eolica in Puglia , Campania e Calabria
Potenziamento el.150 kV "Deliceto - Orsara";
Potenziamento el.150 kV "Andria - Canosa";
Potenziamento el.150 kV "Campagna - Contursi"
El.150 kV "Belcastro - Simeri"; El.150 kV "Chiaravalle - Soverato"
El. 150 kV "Goletto - Castelnuovo";

Razionalizzazione Alta Valtellina - fase A2
El.132 kV "Lovero - Tirano" e "Lovero - Grosotto"; SE132 kV Lovero"

Razionalizzazione 220 kV Valcamonica
El. 132 kV "Temù - Passo del Tonale"; El. 132 kV "Cedegolo - Sonico";
El. 132 kV "Forno - C.P. Edolo"; El. 132 kV "Sonico All.- Edolo"

Raz. area di Monfalcone
El. 220 kV "Monfalcone C.le-Padriciano"; "Monfalcone C.le-Redipuglia"

Raz. area Venezia - Padova -El. 380 kV Dolo - Camin

Raz. 220 kV S.Giacomo

**Collegamento HVDC Italia - Montenegro
+Installazione PST in S/E Villanova**

**Pot. El. 380 kV Foggia - Benevento II +
Installazione PST in S/E Foggia**

Stazioni 380/150 kV per raccolta FER:
Tuscania, Larino (ampli., Foggia (ampl.),
Manfredonia, Castellaneta, Montesano
sulla Marcellana, Gravina, Brindisi S.
(ampli.), Erchie, Galatina (ampli. Scandale
(ampli.S/E e reattore), Belcastro, Maida
(ampliamento GIS), Cerignola

**SE 380/220/150 kV Brindisi
Pignicello**

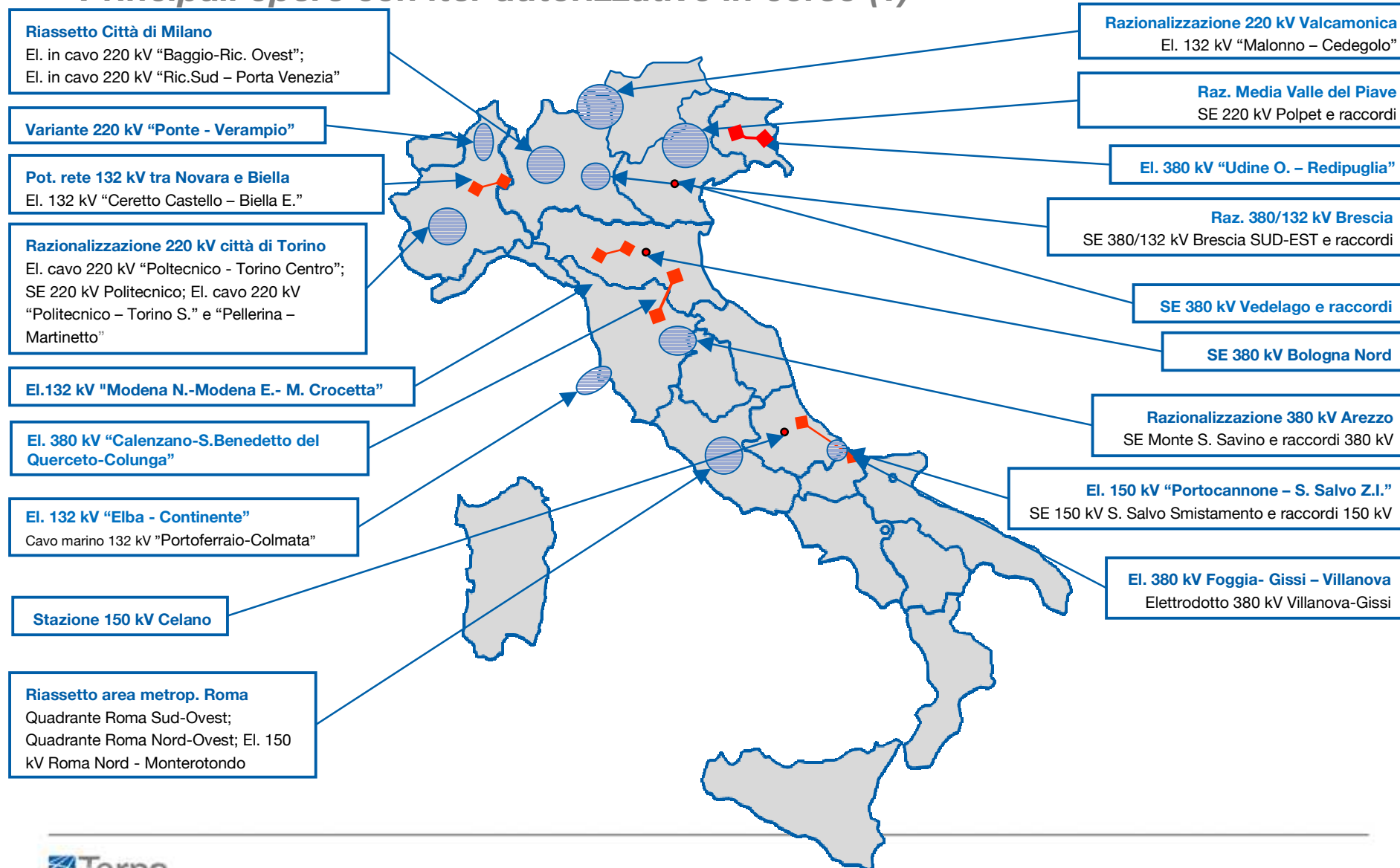
**Riassetto rete Nord Calabria
S/E Aliano e Raccordi**

El. Sorgente-Rizziconi
Tratti aerei d.t. 380 kV "Sorgente - Rizziconi"; SE Scilla;
SE Villafranca; Cavo marino 380 kV "Scilla - Villafranca"

El. 380 kV "Paternò-Pantano-Priolo"
Cavi 380 kV Priolo G.- Melilli" e ampli. SE Priolo G. e SE Melilli

Stato avanzamento interventi di sviluppo

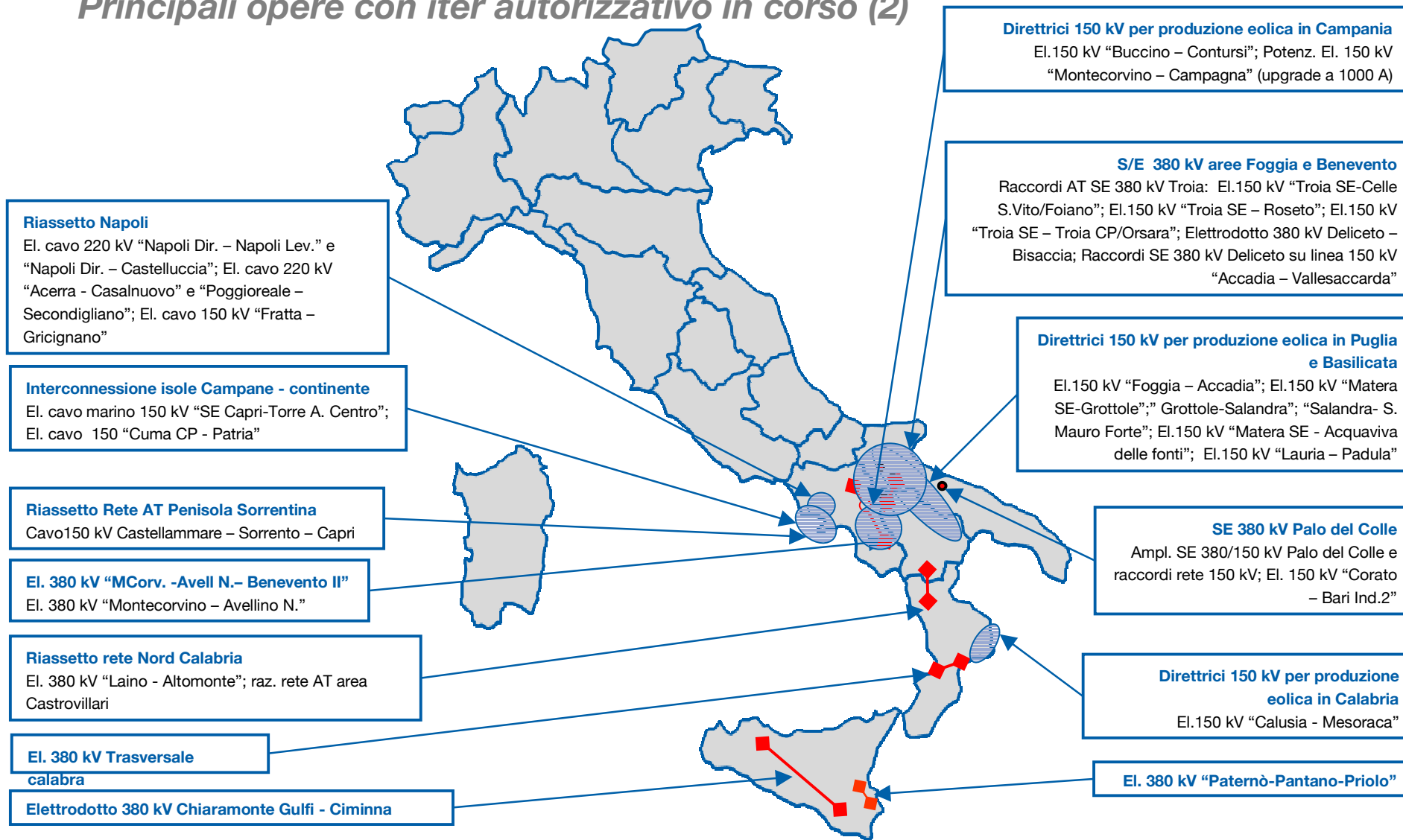
Principali opere con iter autorizzativo in corso (1)





Stato avanzamento interventi di sviluppo

Principali opere con iter autorizzativo in corso (2)





Piano di sviluppo della RTN 2012

- **Normativa di riferimento**
- **Criteri di elaborazione del PdS**
- **Attuali criticità nell'esercizio della rete**
- **Segnali provenienti dal Mercato**
- **Scenari di riferimento**
- **Criticità ed esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano**
- **Descrizione delle priorità di intervento**
- **Stato di avanzamento degli interventi Piani precedenti**
- **Nuovi interventi di sviluppo**
- **Metodologia analisi Costi-Benefici**
- **Analisi Costi-Benefici principali interventi**
- **Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso con batterie**
- **Risultati attesi**



Nuovi interventi di sviluppo

Obiettivi

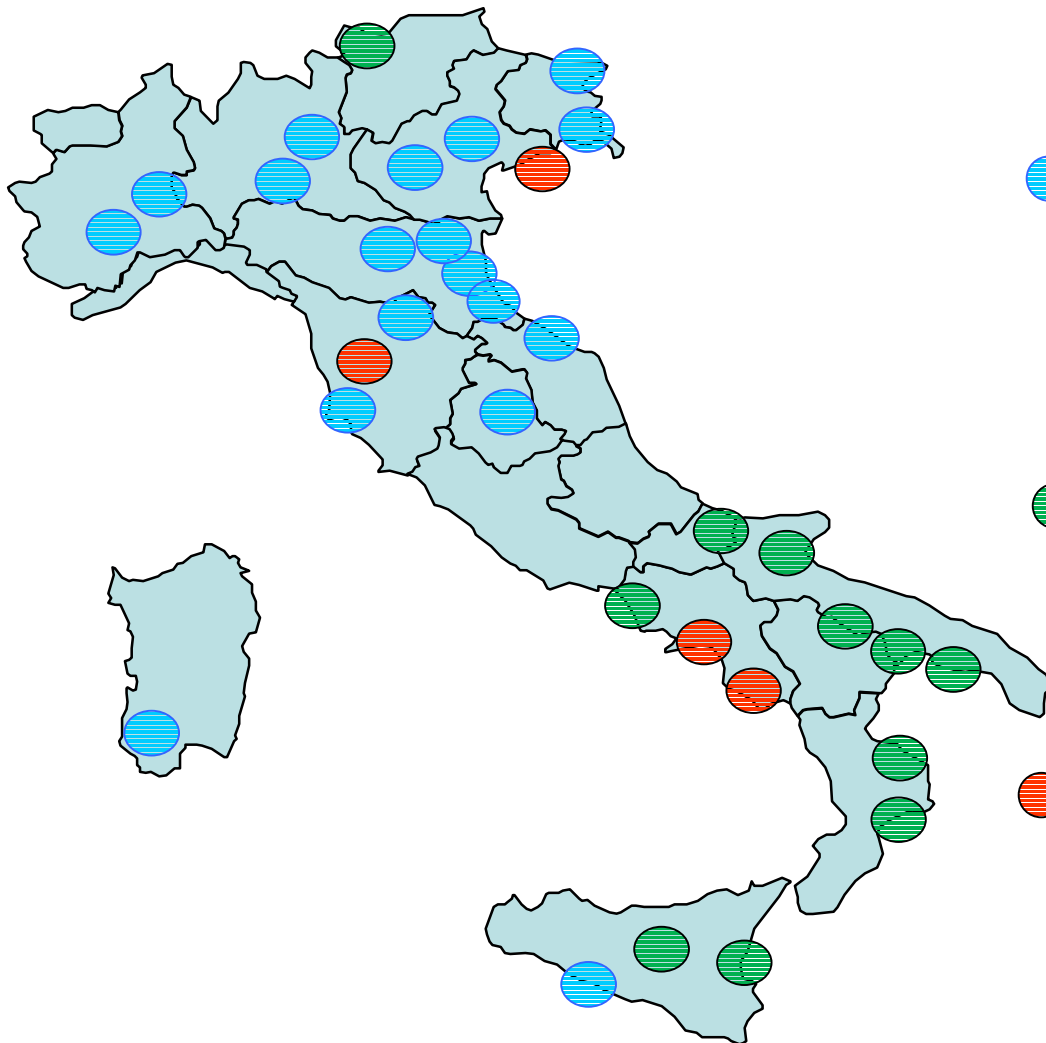
- **Connessione e riduzione vincoli rete per FER**
- **Regolazione tensione (MSD)**
- **Incremento qualità e sicurezza locale**

- Interventi di potenziamento rete 150kV e sistemi di accumulo diffuso Centro Sud, Sud, Sicilia
- Installazione apparati di rifasamento (reattanze e condensatori)
- Potenziamento capacità di trasmissione stazioni AAT/AT e riassetto rete 132 kV area Nord e Centro Nord



Nuovi interventi di sviluppo

Nuove esigenze di sviluppo rete PdS 2012



Incrementare sicurezza e qualità
potenziamento porzioni di rete AT e SE di trasformazione per dimensionamento carico locale

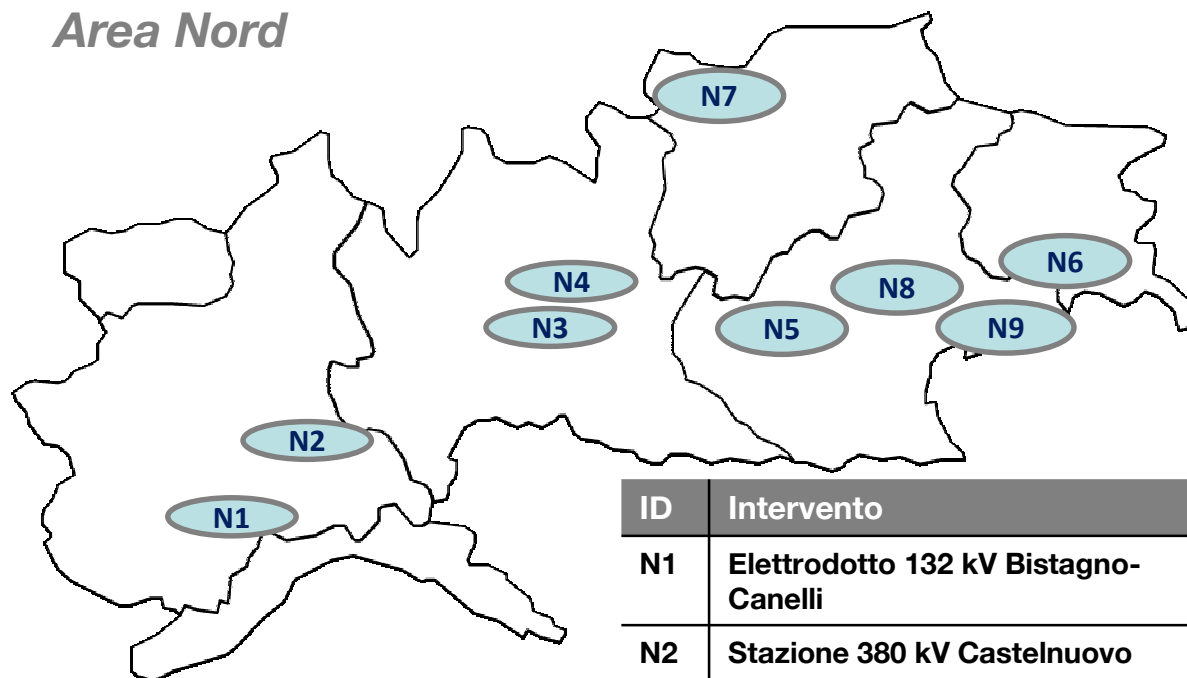
Riduzione vincoli su rete AT fonti rinnovabili
potenziamento magliatura rete AT e sistemi di accumulo diffuso

Migliorare regolazione tensione
dispositivi di regolazione tensioni (reattanze, condensatori)



Nuovi interventi di sviluppo

Area Nord



ID	Intervento	Esigenza
N1	Elettrodotto 132 kV Bistagno-Canelli	Garantire sicurezza locale di esercizio
N2	Stazione 380 kV Castelnuovo	Adeguare capacità di trasformazione
N3	Stazione 380 kV Flero	Garantire affidabilità di esercizio
N4	Rete 132 kV Verderio-Dalmine	Garantire sicurezza locale di esercizio
N5	Stazioni 380 kV Sandrigo, Dugale	Adeguare capacità di trasformazione
N6	Stazioni 380 kV Planais, Udine Ovest *	Risorse regolazione della tensione
N7	Stazione 220 kV Glorenza 	Nuova capacità di trasformazione
N8	Rete 132 kV area Nord Venezia	Garantire sicurezza locale di esercizio
N9	Rete 132 kV Latisana-Caorle	Garantire sicurezza locale di esercizio

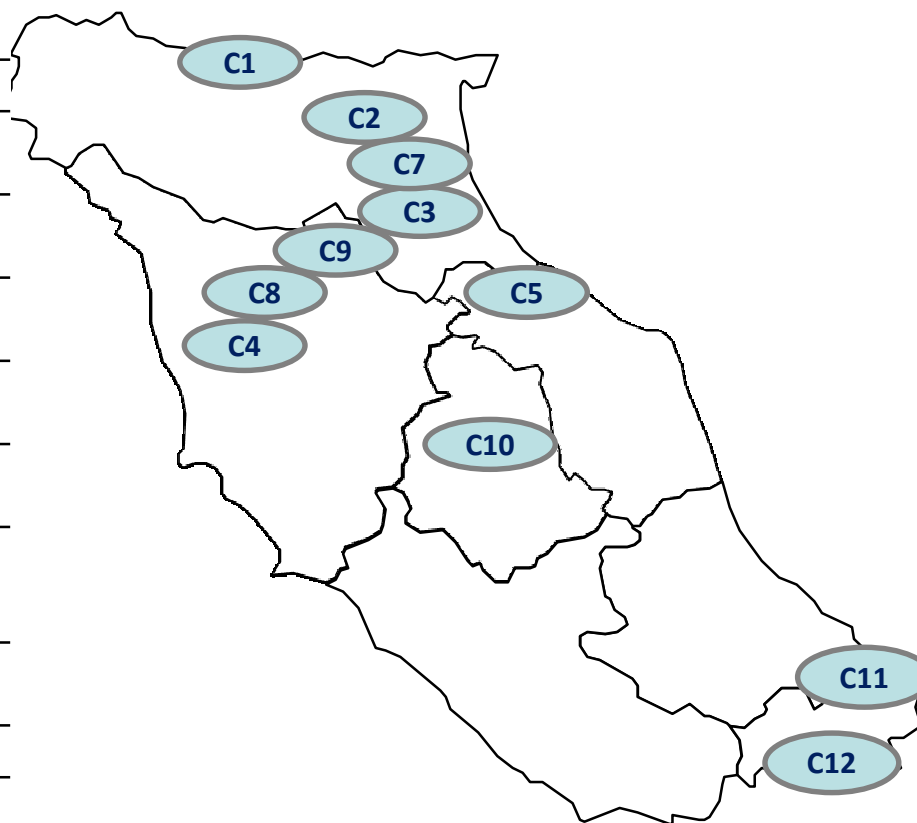




Nuovi interventi di sviluppo

Area Centro Nord e Centro

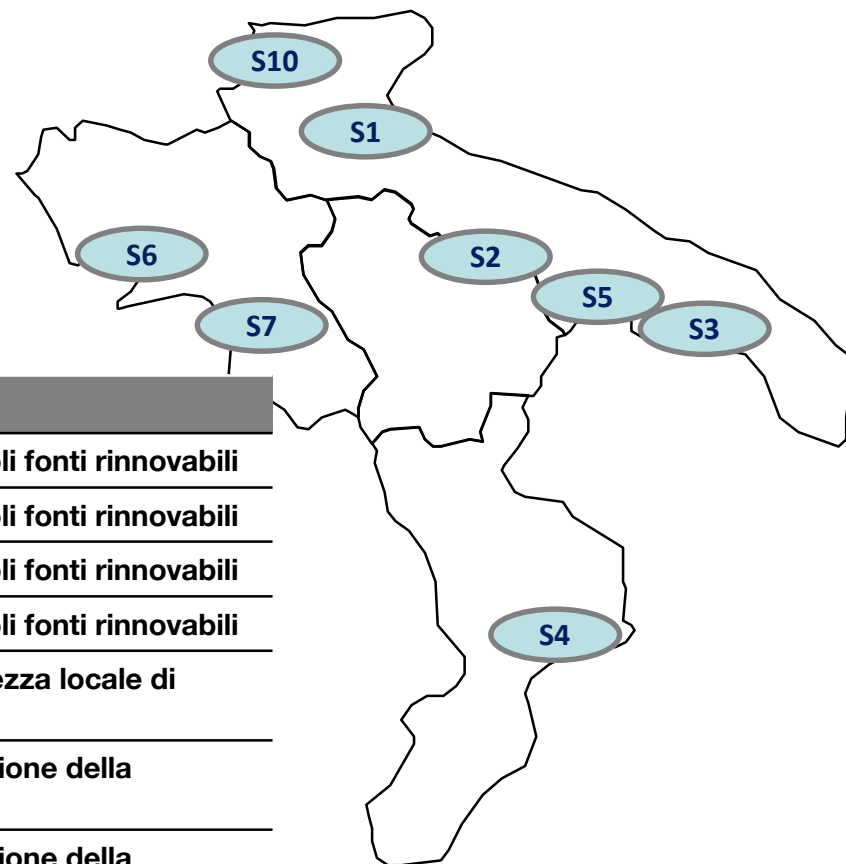
ID	Intervento	Esigenza
C1	Rete AT provincia di Piacenza	Incrementare sicurezza e qualità del servizio
C2	Stazione 380 kV Colunga	Incrementare qualità del servizio
	Elettrodotto 132 kV Quarto inf. -Colunga	Garantire sicurezza locale di esercizio
C3	Elettrodotto 132 kV S.Martino XX-S.Arcangelo	Garantire sicurezza locale di esercizio
C4	Elettrodotto 132 kV Guasticce-Cascina	Garantire sicurezza locale di esercizio
C5	Elettrodotto 132 kV Fano-S.Colomba	Garantire sicurezza locale di esercizio
C6	Stazione 380 kV Parma V.	Adeguare capacità di trasformazione
C7	Stazione 380 kV Forlì	Adeguare capacità di trasformazione e incrementare qualità del servizio
C8	Stazione 380 kV Marginone	Risorse regolazione della tensione
C9	Stazione 380 kV Casellina	Incrementare qualità del servizio
C10	Stazione 132 kV Cappuccini	Incrementare qualità del servizio
C11	Interventi su rete AT tra Campania e Molise	Riduzione vincoli fonti rinnovabili
C12	Sistemi di accumulo diffuso su rete AT in Molise	Riduzione vincoli fonti rinnovabili





Nuovi interventi di sviluppo

Area Sud



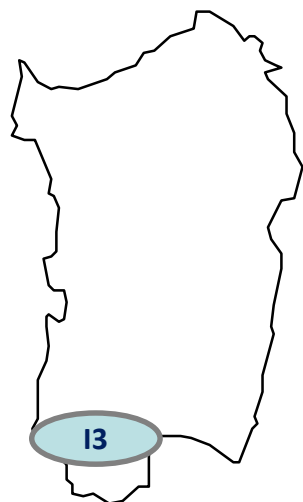
ID	Intervento	Esigenza
S1	Stazioni 380/132 kV Manfredonia, Cerignola 	Riduzione vincoli fonti rinnovabili
S2	Stazione 380/132 kV Gravina 	Riduzione vincoli fonti rinnovabili
S3	Stazione 380/132 kV Erchie 	Riduzione vincoli fonti rinnovabili
S4	Stazione 380/132 kV Belcastro 	Riduzione vincoli fonti rinnovabili
S5	Elettrodotto 150 kV Noci – Martina Franca 	Garantire sicurezza locale di esercizio
S6	Stazione 380 kV Patria/S. Sofia *	Risorse regolazione della tensione
S7	Stazione 220 kV Castelluccia *	Risorse regolazione della tensione
S8	Interventi su rete AT tra Lazio e Campania 	Riduzione vincoli fonti rinnovabili
S9	Interventi su rete AT in Puglia 	Riduzione vincoli fonti rinnovabili
S10	Sistemi di accumulo diffuso su rete AT in Puglia e Calabria 	Riduzione vincoli fonti rinnovabili





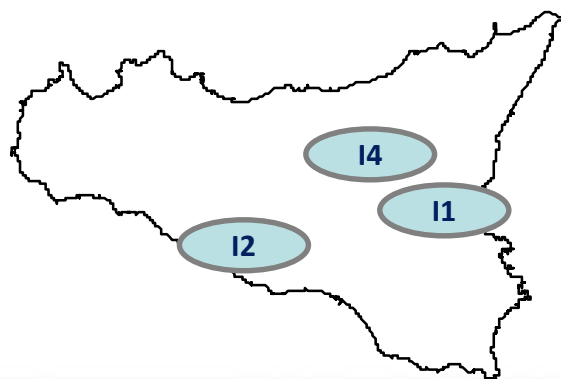


Nuovi interventi di sviluppo

Isole



ID	Intervento	Esigenza
I1	Elettrodotto 150 kV Paternò – Belpasso	Garantire sicurezza di esercizio locale
I2	Stazione 220 kV Cattolica Eraclea *	Risorse regolazione della tensione
I3	Rete AT provincia Carbonia-Iglesias 	Garantire sicurezza di esercizio locale
I4	Sistemi di accumulo diffuso su rete AT in Sicilia 	Riduzione vincoli fonti rinnovabili





Piano di sviluppo della RTN 2012

- Normativa di riferimento
- Criteri di elaborazione del PdS
- Attuali criticità nell'esercizio della rete
- Segnali provenienti dal Mercato
- Scenari di riferimento
- Criticità ed esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano
- Descrizione delle priorità di intervento
- Stato di avanzamento degli interventi Piani precedenti
- Nuovi interventi di sviluppo

▪ Metodologia analisi Costi-Benefici

- Analisi Costi-Benefici principali interventi
- Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso
- Risultati attesi



Metodologia analisi Costi-Benefici

Valutazione sostenibilità per il sistema

- Le principali opere del Piano di Sviluppo di Terna sono oggetto di analisi costi-benefici
- Nella valutazione degli investimenti si utilizza l'Indice di Profittabilità per il sistema elettrico (IP) che rappresenta il rapporto tra i benefici ed i costi attualizzati su un orizzonte temporale convenzionale di 20 anni
- Condizione necessaria per considerare un investimento sostenibile è avere un valore dell'indice IP maggiore dell'unità

$$IP = \frac{\text{TOTALE BENEFICI ATTUALIZZATI}}{\text{TOTALE COSTI ATTUALIZZATI}} > 1$$



Metodologia analisi Costi-Benefici

Categorie costi e benefici

➤ **Le voci di costo considerate nelle ACB sono:**

- I costi capitale (CAPEX) di realizzazione
- I costi per eventuali demolizioni (nel caso di sostituzione asset esistenti)
- Gli oneri di esercizio e manutenzione (OPEX)

➤ **I benefici * appartengono ad alcune tipologie ben definite:**

- Aumento di energia importata dall'estero a margini di prezzo convenienti
- Eliminazione di congestioni e di poli limitati di produzione
- Valore dell'energia non fornita evitata (ENF)
- Rimozione vincoli energia prodotta da impianti a fonte rinnovabile
- Investimenti evitati (compresi quelli per risanamento/rimozione interferenze)
- Diminuzione delle perdite di rete
- Riduzioni emissioni CO2
- Diminuzioni costi dovuti al ricorso al MSD

*Riferiti al TOTAL WELFARE di sistema, non tengono conto di effetti a maggior valore registrabili a lungo termine quali trasferimento di surplus dal Produttore al Consumatore (es. aumento di concorrenzialità sul mercato).



Metodologia analisi Costi-Benefici

Indicatori 1/2

Indicatore	Valorizzazione
ENF	La stima della riduzione del rischio di ENF (MWh/anno) ottenibile con lo sviluppo della RTN viene valorizzata al rapporto tra PIL e domanda di energia elettrica (€/MWh)
Eliminazione di congestioni e di poli limitati	La capacità liberata, con la relativa energia producibile, viene valorizzata al differenziale di costo di produzione rispetto alla capacità meno competitiva attualmente disponibile (OIL per la base-load e TG per il peak-load)
Rimozione vincoli energia prodotta da impianti a fonte rinnovabile	La capacità da FER liberata, con la relativa energia producibile, viene valorizzata al differenziale di costo di produzione di impianti CCGT
Investimenti evitati	La realizzazione di un intervento consente ulteriori risparmi, nei casi in cui permette di evitare altre soluzioni di sviluppo che avrebbero comportato ulteriori costi di investimento (es. realizzazione nuova SE di trasformazione in luogo di ingenti potenziamenti di rete AT).



Metodologia analisi Costi-Benefici

Indicatori 2/2

Indicatore	Valorizzazione
Diminuzione delle perdite di rete	La stima della potenza persa in condizione di massimo carico, convertita in energia annua, viene valorizzata al costo medio di produzione dell'energia
Aumento di energia importata dall'estero	Prodotto dell'aumento della TTC (Total Transfer Capacity) stimata, convertita in energia annua, per il differenziale stimato tra costo estero e Italia
Mancato ricorso al Mercato del servizio di dispacciamento	La minore esigenza di risorse di dispacciamento viene valorizzata al costo di movimentazione delle stesse
Riduzione emissioni di CO₂	Le minori emissioni di CO ₂ conseguibili liberando energia da impianti più efficienti o riducendo le perdite vengono valorizzate al costo medio di emissione (mercato delle unità di emissione)



Piano di sviluppo della RTN 2012

- Normativa di riferimento
- Criteri di elaborazione del PdS
- Attuali criticità nell'esercizio della rete
- Segnali provenienti dal Mercato
- Scenari di riferimento
- Criticità ed esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano
- Descrizione delle priorità di intervento
- Stato di avanzamento degli interventi Piani precedenti
- Nuovi interventi di sviluppo
- Metodologia analisi Costi-Benefici
- **Analisi Costi-Benefici principali interventi**
- Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso
- Risultati attesi



Analisi Costi-Benefici principali interventi

Analisi Costi-Benefici Interventi 1/4

Principali opere				
Finalità Intervento	Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Benefici	IP
Interconnessione con l'estero	Piemonte	Interconnessione Italia - Francia	<ul style="list-style-type: none">• Aumento TTC	1,7
Interconnessione con l'estero	Abruzzo	Interconnessione Italia - Balcani	<ul style="list-style-type: none">• Aumento TTC	2,5
Riduzione congestioni tra zone di mercato	Abruzzo	Elettrodotto 380 kV Foggia - Villanova	<ul style="list-style-type: none">• Riduzione perdite• Incremento della capacità produttiva liberata per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente• Incremento produzione da fonte rinnovabile• Riduzione emissioni di CO2	9,7
Riduzione congestioni tra zone di mercato	Puglia/Campania	Elettrodotto 380 kV Foggia – Benevento II	<ul style="list-style-type: none">• Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente• Incremento produzione da fonte rinnovabile• Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita• Riduzione emissioni di CO2	3,3



Analisi Costi-Benefici principali interventi

Analisi Costi-Benefici Interventi 2/4

Principali opere				
Finalità Intervento	Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Benefici	IP
Riduzione congestioni tra zone di mercato	Calabria/Basilicata	Elettrodotto 380 kV Tasversale Calabria + Riassetto rete nord Calabria	<ul style="list-style-type: none">• Riduzione perdite• Incremento della capacità produttiva liberata per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente e da FER• Investimenti evitati per rinforzi rete AT	12,2
Riduzione congestioni tra zone di mercato	Calabria/Sicilia	Elettrodotto 380 in doppia terna kV Sorgente - Rizziconi	<ul style="list-style-type: none">• Riduzione perdite• Rischio di isolamento Sicilia evitato• Minori costi d'esercizio dovuti alla sostituzione della produzione in Sicilia con produzione più economica• Esportazione fonte rinnovabile verso Continente• Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita• Riduzione emissioni di CO2• Mancato ricorso al MSD	2,3
Riduzione congestioni tra zone di mercato	Sicilia	Elettrodotto 380 kV "Paternò – Pantano – Priolo" e riassetto rete 150 kV nell'area di Catania e Siracusa	<ul style="list-style-type: none">• Riduzione perdite• Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente• Incremento produzione da fonte rinnovabile• Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita• Mancato ricorso a MSD• Riduzione emissioni di CO2	4,4



Analisi Costi-Benefici principali interventi

Analisi Costi-Benefici Interventi 3/4

Principali opere				
Finalità Intervento	Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Benefici	IP
Riduzione congestioni intrazonali	Veneto	Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova	<ul style="list-style-type: none">• Riduzione perdite• Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente• Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita• Mancato ricorso a MSD	2,4
Riduzione congestioni intrazonali	Piemonte/Lombardia	Elettrodotto 380 kV Trino - Lacchiarella	<ul style="list-style-type: none">• Riduzione perdite• Incremento della capacità produttiva in parte già disponibile per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente• Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita• Mancato ricorso a MSD• Investimenti evitati per rinforzi rete AT• Riduzione emissioni di CO2	3,2
Riduzione congestioni intrazonali	Lombardia	Razionalizzazione 220 kV Valcamonica Sud	<ul style="list-style-type: none">• Riduzione perdite• Aumento TTC	4,6
Riduzione congestioni intrazonali	Campania	Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord Benevento II	<ul style="list-style-type: none">• Riduzione perdite• Incremento della capacità produttiva liberata per la copertura del fabbisogno da produzione più efficiente e da FER• Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita• Riduzione emissioni di CO2	10,0



Analisi Costi-Benefici principali interventi

Analisi Costi-Benefici Interventi 4/4

Principali opere				
Finalità Intervento	Regione	Intervento Piano di Sviluppo	Benefici	IP
Riduzione congestioni intrazonali	Sardegna	Elettrodotto 150 kV "Cagliari Sud - Rumianca"	<ul style="list-style-type: none">• Incremento della capacità produttiva liberata da produzione più efficiente	4,1
Riduzione congestioni intrazonali - Aree metropolitane	Piemonte	Razionalizzazione 220 e 132 kV Provincia di Torino	<ul style="list-style-type: none">• Riduzione perdite• Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita• Investimenti evitati per rinforzi rete AT	4,6
Riduzione congestioni intrazonali - Aree metropolitane	Lombardia	Riassetto Area Metropolitana di Milano	<ul style="list-style-type: none">• Riduzione perdite• Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita• Mancato ricorso a MSD	10
Riduzione congestioni intrazonali - Aree metropolitane	Lazio	Riassetto Area Metropolitana di Roma	<ul style="list-style-type: none">• Riduzione perdite• Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita• Investimenti evitati per rinforzi rete AT	3,1
Riduzione congestioni intrazonali - Aree metropolitane	Campania	Riassetto rete a 220 kV città di Napoli	<ul style="list-style-type: none">• Riduzione perdite• Incremento affidabilità e diminuzione della probabilità di energia non fornita• Mancato ricorso a MSD• Investimenti evitati per rinforzi rete AT	2,2



Piano di sviluppo della RTN 2012

- **Normativa di riferimento**
- **Criteri di elaborazione del PdS**
- **Attuali criticità nell'esercizio della rete**
- **Segnali provenienti dal Mercato**
- **Scenari di riferimento**
- **Criticità ed esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano**
- **Descrizione delle priorità di intervento**
- **Stato di avanzamento degli interventi Piani precedenti**
- **Nuovi interventi di sviluppo**
- **Metodologia analisi Costi-Benefici**
- **Analisi Costi-Benefici principali interventi**
- **Capacità di sviluppo di sistemi di accumulo d'energia**
- **Risultati attesi**



Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso

Normativa di riferimento – Disposizioni su sistemi di accumulo diffuso

D.lgs.n. 28/2011 -art.17 comma 2, comma 3

- “In una apposita sezione del Piano di sviluppo della RTN Terna individua gli interventi di potenziamento della rete che risultano necessari per assicurare l'immissione e il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile già in esercizio.”
- “Le sezioni del Piano di Sviluppo della RTN possono includere sistemi di accumulo dell'energia elettrica finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili.”

D.lgs.n. 93/2011 -art.36 comma 4

- “In attuazione di quanto programmato nel Piano di Sviluppo (art. 17 comma 3 d.lgs. 28/11) il Gestore del sistema di trasmissione nazionale puo' realizzare e gestire sistemi di accumulo diffusi di energia elettrica mediante batterie. Tali sistemi di accumulo possono essere realizzati e gestiti anche dai gestori del sistema di distribuzione, in attuazione dei rispettivi Piani di Sviluppo.”



Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso

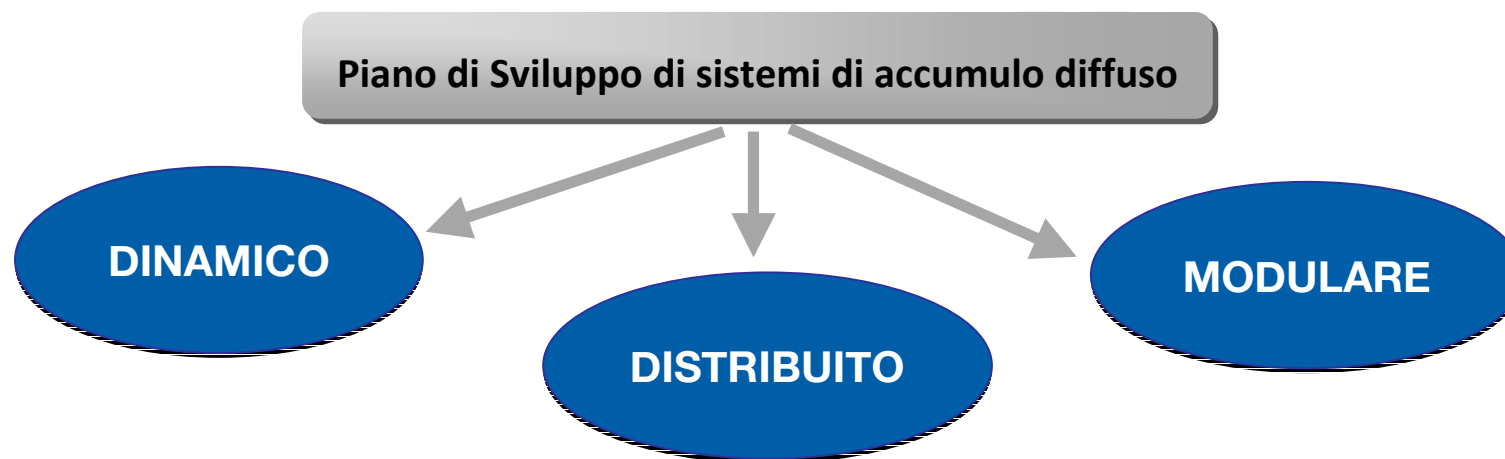
Come gestire al meglio le rinnovabili: sistemi di accumulo a batterie

Vantaggi dei sistemi di accumulo

- risolvere congestioni di rete (richieste di connessione in AT e inversione flussi per crescita fotovoltaico)
- approvvigionare riserva per il sistema elettrico
- fornire risorse di bilanciamento al sistema elettrico
- fornire capacità di regolazione primaria di frequenza

Sistemi di accumulo diffuso a batterie

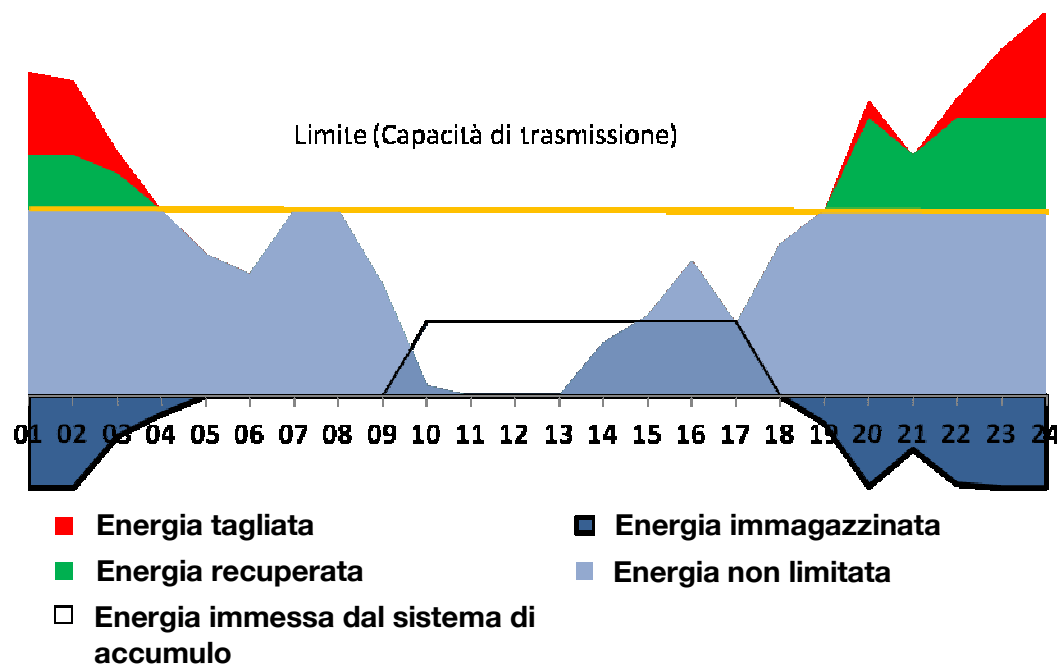
- soluzione criticità attuali
- elevata modularità
- tempi di realizzazione relativamente brevi
- possibilità di localizzazione diffusa prossima ai punti di immissione delle FRNP
- anticipare benefici in attesa dello sviluppo della rete





Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso

Sistemi di accumulo per riduzione congestioni rete AT



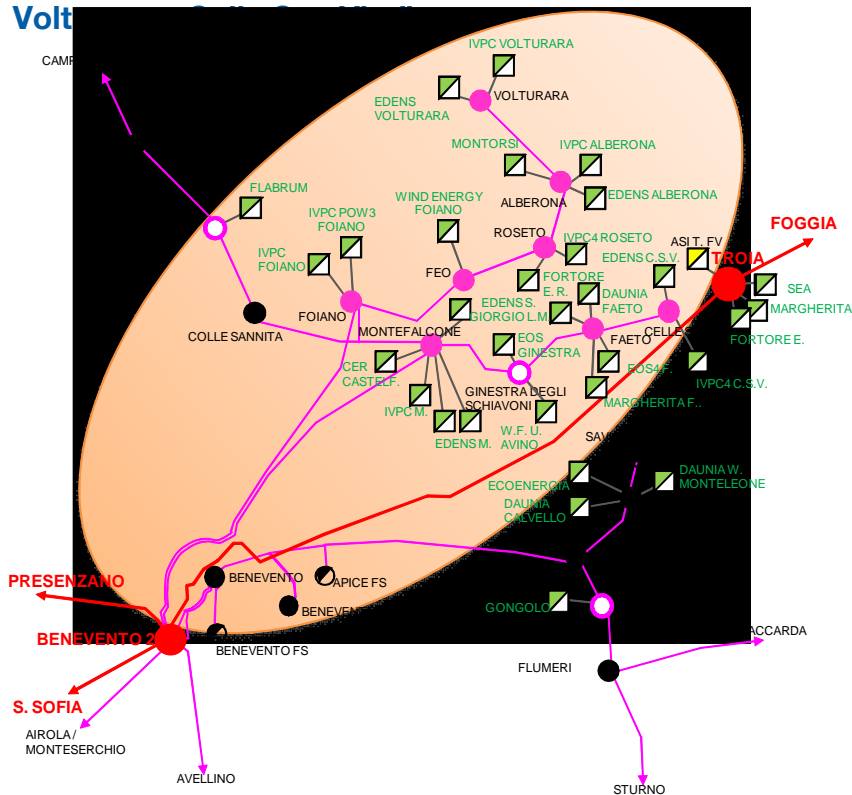
I sistemi di accumulo possono permettere un migliore utilizzo delle linee esistenti immagazzinando parte dell'energia quando questa eccede i limiti della linea e rilasciandola quando questa è scarica.



Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso

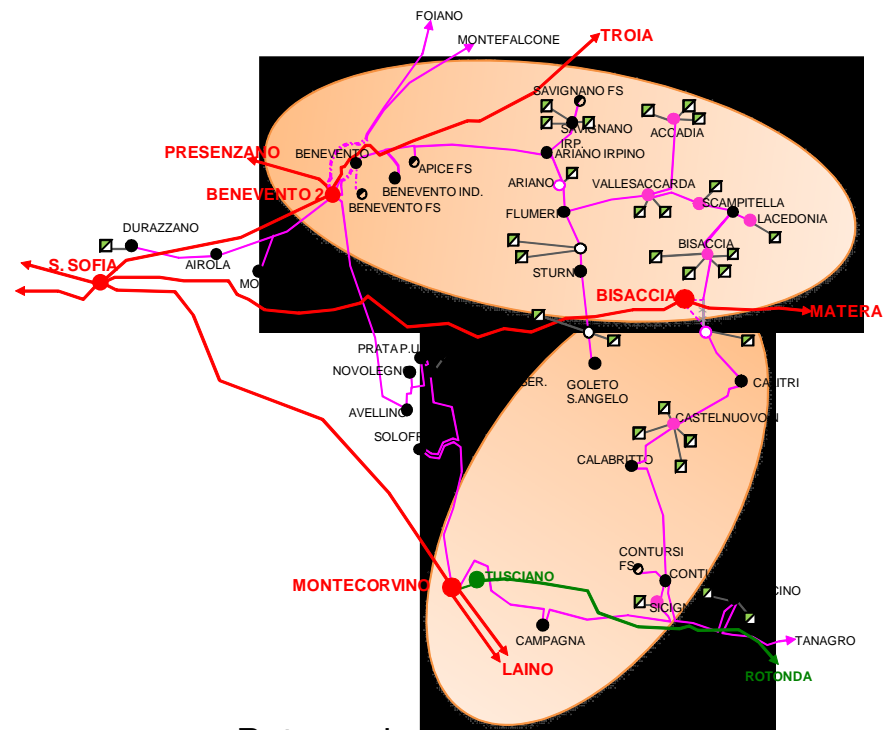
Il problema delle congestioni su rete AT – direttrici critiche

AREA SUD: Dorsale critica 150 kV “Benevento – Volturara”



Potenza installata FER nell'orizzonte di breve periodo pari a circa il 350% della potenza evacuabile in condizioni di sicurezza a rete integra

AREA SUD: Dorsale critica 150 kV “Benevento 2 – Montecorvino”



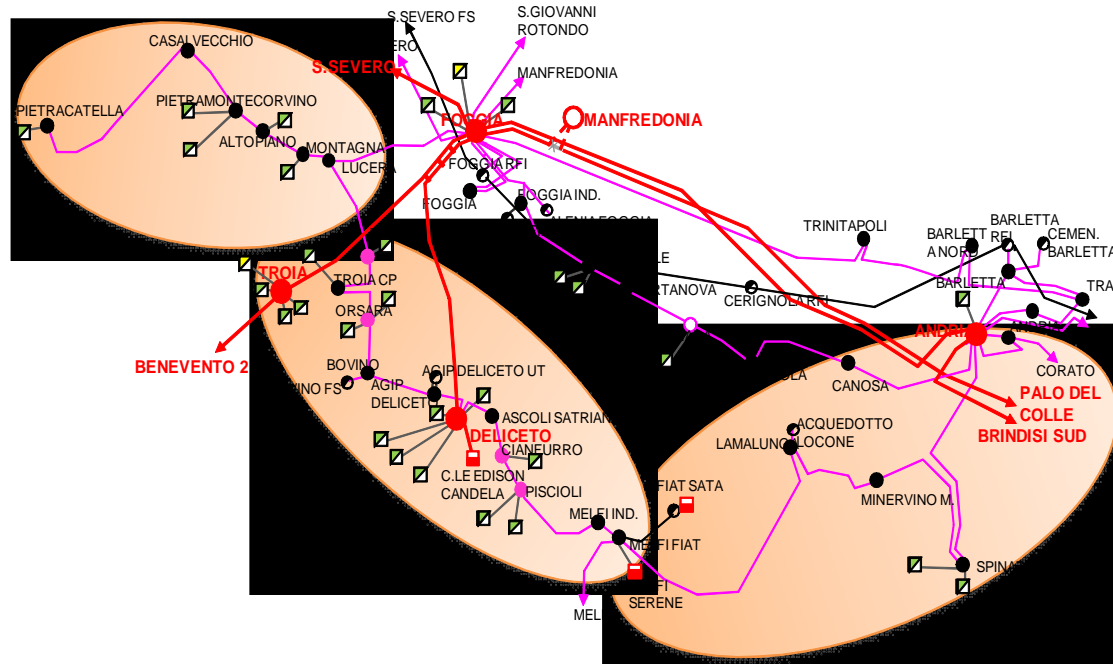
Potenza installata FER nell'orizzonte di breve periodo pari a circa il 340% della potenza evacuabile in condizioni di sicurezza a rete integra



Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso

Il problema delle congestioni su rete AT - direttrici critiche

AREA SUD: Dorsale critica 150 kV "Foggia – Lucera -Deliceto – Andria"



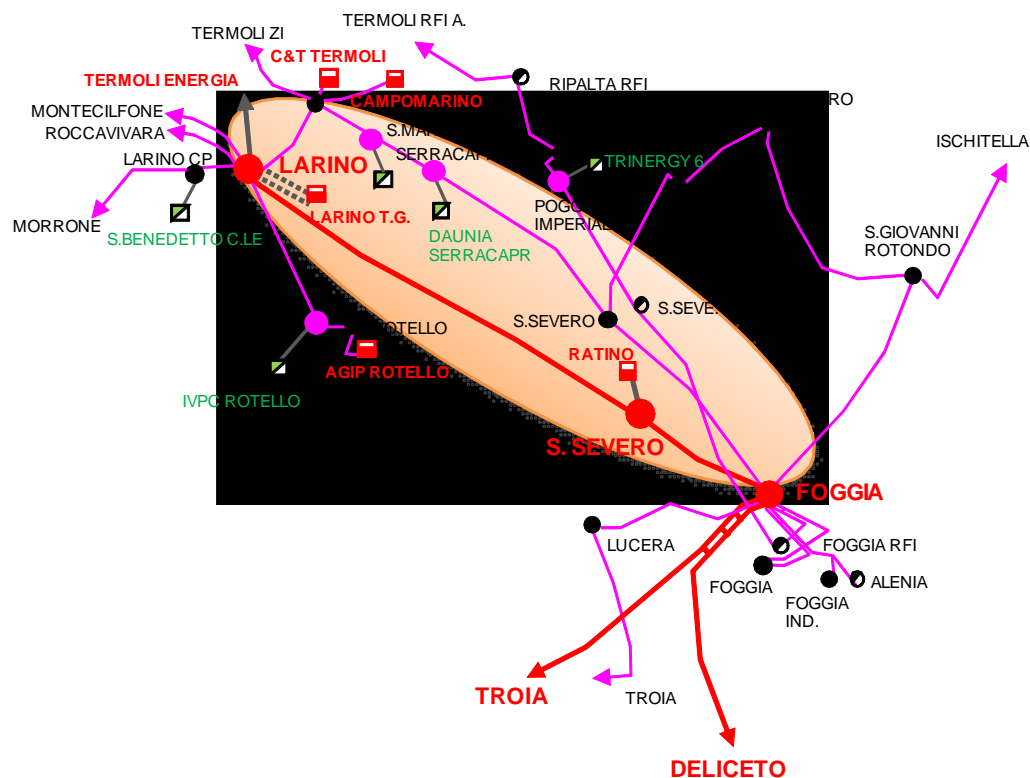
Potenza installata FER
nell'orizzonte di breve periodo pari
a circa il 240% della potenza
evacuabile in condizioni di
sicurezza a rete integra



Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso

Il problema delle congestioni su rete AT - direttrici critiche

AREA CENTRO SUD : Dorsale critica 150 kV “Foggia – San Severo CP – Larino”

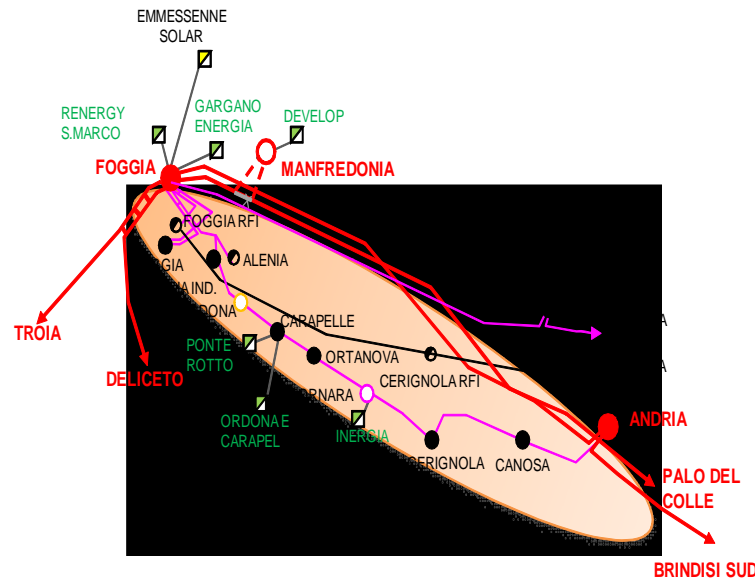


Potenza installata FER nell'orizzonte di breve periodo pari a circa il 380% della potenza evacuabile in condizioni di sicurezza a rete integra

Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso

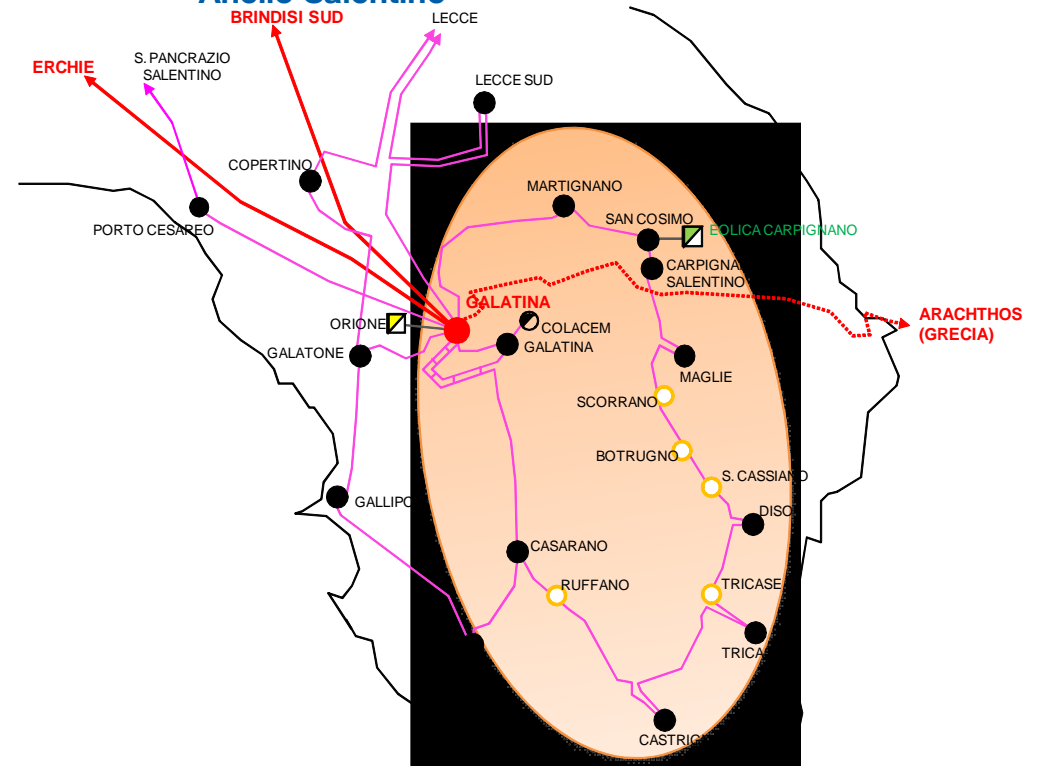
Il problema delle congestioni su rete AT - direttrici critiche

AREA SUD: Dorsale critica 150 kV "Foggia - Cerignola - Andria"



Potenza installata FER nell'orizzonte di breve periodo pari a circa il 280% della potenza evacuabile in condizioni di sicurezza a rete integra

AREA SUD: Dorsali critiche 150 kV Anello Salentino



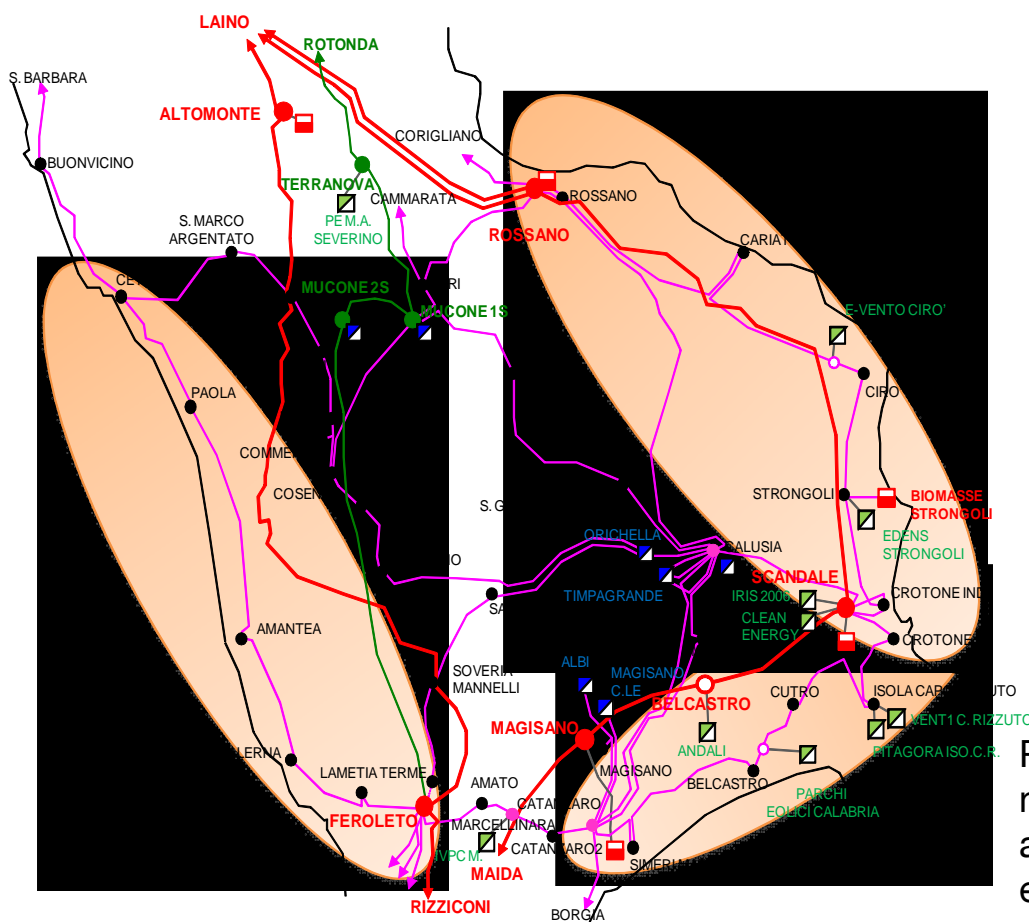
Potenza installata FER nell'orizzonte di breve periodo pari a circa il 320% della potenza evacuabile in condizioni di sicurezza a rete integra



Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso

Il problema delle congestioni su rete AT - direttrici critiche

AREA SUD: Dorsale critica 150 kV "Scandale - Belcastro - Catanzaro"



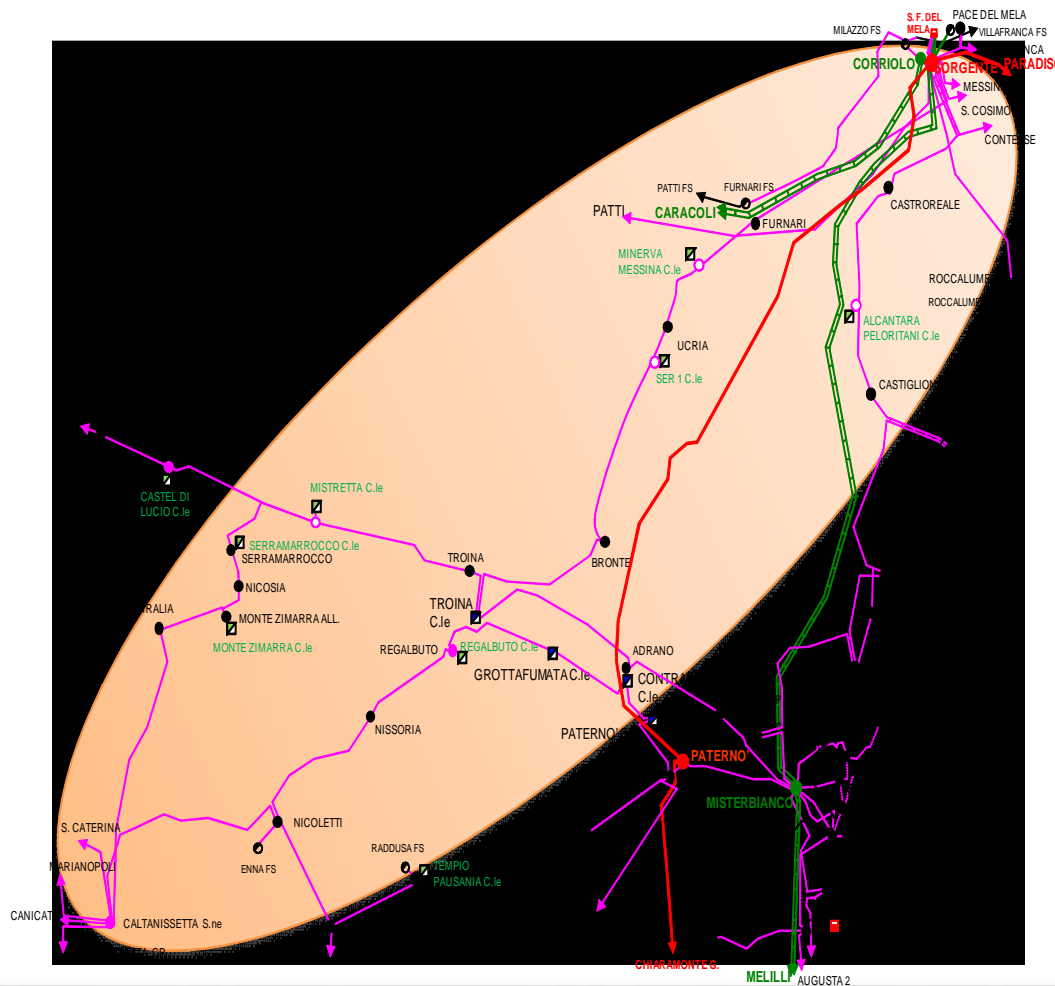
Potenza installata FER
nell'orizzonte di breve periodo pari
a circa il 380% della potenza
evacuabile in condizioni di
sicurezza a rete integra



Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso

Il problema delle congestioni su rete AT - direttrici critiche

AREA SICILIA: Dorsale critica 150 kV Caltanissetta – Petralia – Bronte – Sorgente”



Potenza installata FER
nell'orizzonte di breve periodo pari
a circa il 260% della potenza
evacuabile in condizioni di
sicurezza a rete integra



Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso

Ulteriori direttrici 150 kV critiche nel breve-medio periodo

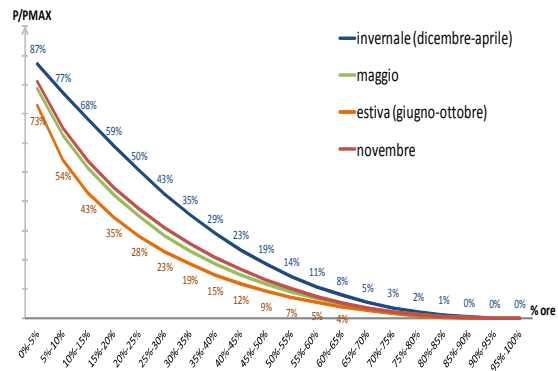
Riferim. Area	Direttrici 150 kV oggetto di valutazione	Potenza installata FER prevista nei prossimi anni (MW)
Area Centro Sud	direttrice 150 kV "Villa S. Maria – Castel di Sangro – Campobasso"	240
	direttrice 150 kV "Larino – Ripalimosani – Campobasso"	216
	direttrice 150 kV "Larino CP – Rotello SE"	218
Area Sud	direttrice 150 kV "Bari Ovest –Rutigliano – Putignano – Fasano – Ostuni – San Vito – Brindisi Pignicelle"	471
	direttrice 150 kV "Taranto Nord – Grottaglie – Francavilla – Mesagne – Brindisi Sud"	110
	direttrice 150 kV "Francavilla – Campi Salentina – Lecce Industriale - Lecce"	244
	direttrice 150 kV "Foggia – Trinitapoli - Barletta Nord – Barletta – Trani – Andria"	110
	direttrice 150 kV "Foggia – S.Severo Lesina - Termoli"	280
	direttrice 150 kV "CP Melfi – Venosa – Forenza Maschito – Genzano – Tricarico – Gravina – Altamura - SE Matera"	140
	direttrice 150 kV "Taranto – Palagiano – Ginosa – Scanzano – Amendolara – Rossano" (Dorsale Jonica)	524
	direttrice 150 kV "Scandale – Strongoli – Rossano"	308
	direttrice 150 kV "Cetraro – Paola – Amantea – Lamezia – Feroletto"	173
direttrice 150 kV "Feroletto SE – S. Eufemia – Jacurso – Girifalco – Soverato"	382	
Area Sicilia	direttrice 150 kV "Tempio Pausania – Assoro – Valguarnera"	148
	direttrice 150 kV "S. Cono – Mineo – Scordia – Francofonte – Francofonte CP – Carlentini – Augusta 2"	408
	direttrice 150 kV "Augusta – Sortino CP – Carlentini 2 – Vizzini – Vizzini CP – Caltagirone – Barrafranca - Caltanissetta"	275
	direttrice 150 kV "Favara – Racalmuto – Caltanissetta"	95
	direttrice 150 kV "Caltanissetta – Castronovo – Ciminna"	250



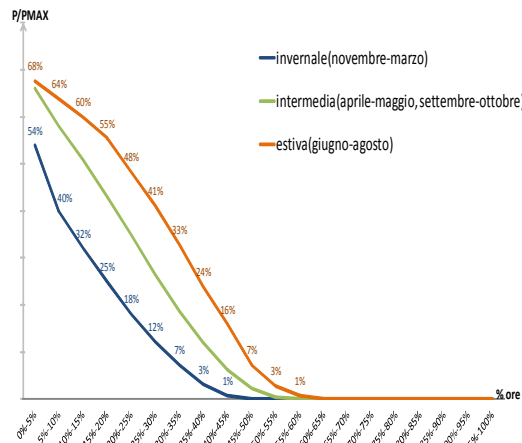
Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso

Dimensionamento batterie

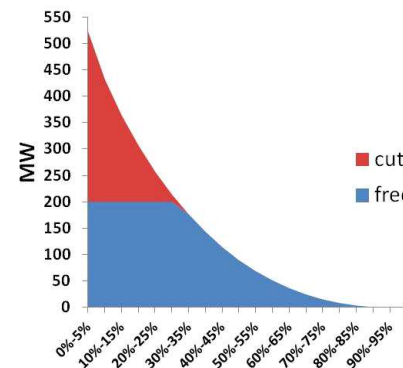
Esempio curve di producibilità impianti eolici



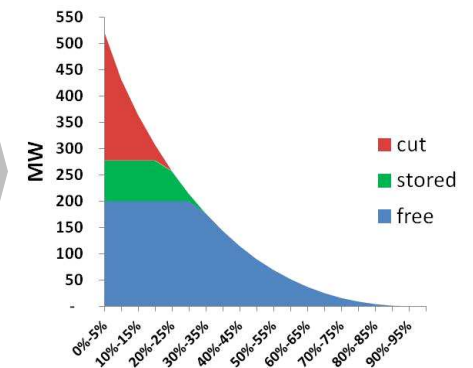
Esempio curve di producibilità impianti fotovoltaici



La valutazione del rischio dell'energia tagliata è effettuata confrontando, per ogni scaglione di probabilità, la produzione attesa P e il limite capacità evacuabile, incrementando successivamente il limite con la capacità di accumulo della batteria



$$E_{tagliata} = 0,05 * \sum_{i=1}^{20} (P_i - T)$$



$$E_{tagliata} = 0,05 * \sum_{i=1}^{20} [P_i - (T + A)]$$

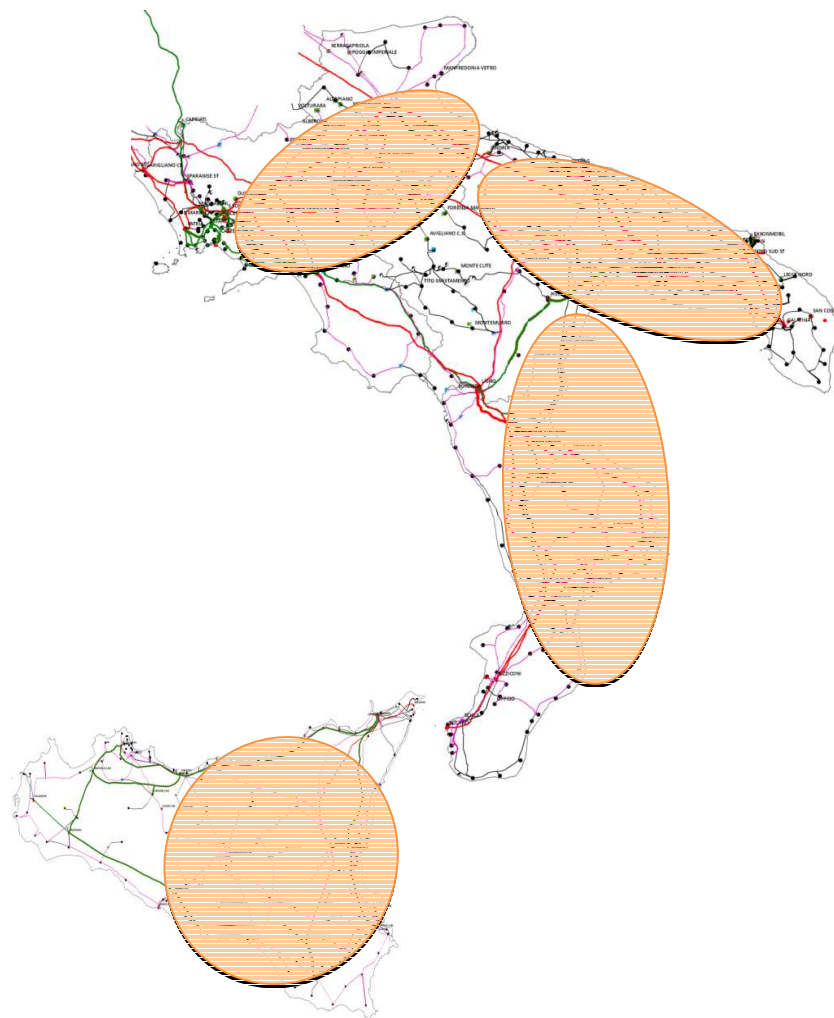
Valutazione rischio energia tagliata



Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso

Installazione di 240 MW di batterie su direttrici critiche 150 kV

Direttrici critiche 150 kV
“Benevento II – Volturara – Celle S.Vito”
“Benevento II – Montecorvino”
“Foggia – Lucera – Andria”
“Foggia – Larino”
“Foggia – Andria”
“Anello Salentino”
“Scandale – Catanzaro”
“Caltanissetta – Sorgente”



- Riduzione taglio energia rinnovabile
~440 GWh/anno
- Risorse di riserva primaria e terziaria
~ 750 GWh/anno



Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso

Benefici

➤ Mancata riduzione dell'energia:

Sostituzione della produzione da fonte termoelettrica con quella resa disponibile dai sistemi di accumulo (energia prodotta da fonte rinnovabile che in presenza di congestioni di rete sarebbe stata tagliata).

➤ Aumento della sicurezza/Riserva secondaria e terziaria:

I sistemi di accumulo consentono di compensare l'aumento, causato dalle FRNP, del fabbisogno di riserva: la batteria consente di evitare di movimentare risorse per approvvigionare riserva secondaria e terziaria.

➤ Aumento della sicurezza/Regolazione primaria:

I sistemi di accumulo consentono di compensare la riduzione della capacità di regolazione in frequenza del sistema (in particolare in situazioni di sotto-frequenza).

➤ Sicurezza e adeguamenti di rete evitati:

I sistemi di accumulo consentono di evitare rinforzi di linee AT ed adeguamenti della capacità di regolazione delle tensioni sulla rete.

Valorizzazione

➤ Ore Mancata Riduzione x Rendimento Impianto x (Costo Variabile Termoelettrico + added value energia rinnovabile).

➤ Ore Disponibilità Sistema di accumulo x Differenziale Prezzo Olio/Gas x fattore beneficio (Pmin/Pmax)

➤ Ore Mancata Riduzione x Valorizzazione Riserva Primaria x quota utile.

➤ Beneficio Sicurezza e Riduzione Rinforzo Linee AT.

IP ≈ 1,8

Risparmi per il sistema di circa 45 Mln€/anno*



Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso

Storage Lab

Massimizzare i benefici per il sistema tramite lo studio dell'utilizzo delle tecnologie di accumulo in soluzioni integrate alla rete nell'ambito delle logiche Smart Grid seguendo un processo di definizione, sviluppo e applicazione.

- Load Shifting
- Telescatto
- Black Start
- Alleggerimento carico in real-time
- Riduzione del carico delle sotto stazioni di distribuzione

- Sistemi di protezione evoluta che consentano di introdurre modelli di dispacciamento a maggiore efficienza (ad esempio adozione di SPS per ottenere N-1 ex-post invece che ex-ante).
- Regolazione di frequenza, di potenza, ecc...



- Modello costi/benefici in funzione del tipo di utilizzo
- Valutazione costi/benefici delle tecnologie emergenti rispetto al modello
- Qualificazione nuove tecnologie (rischi e prestazioni)
- Azioni per garantire la sostenibilità di lungo termine degli investimenti
- Criteri programmazione dell'esercizio e DSC delle risorse

- Accordo di programma con università (formazione/specializzazione)
- Qualificazione aziende italiane (realizzazione/ gestione/ manutenzione degli impianti)
- Qualificazione dei prodotti/ aziende italiane costruttrici
- Favorire accordi tra costruttori esteri ed aziende italiane



Piano di sviluppo della RTN 2012

- **Normativa di riferimento**
- **Criteri di elaborazione del PdS**
- **Attuali criticità nell'esercizio della rete**
- **Segnali provenienti dal Mercato**
- **Scenari di riferimento**
- **Criticità ed esigenze di sviluppo previste nell'orizzonte di Piano**
- **Descrizione delle priorità di intervento**
- **Stato di avanzamento degli interventi Piani precedenti**
- **Nuovi interventi di sviluppo**
- **Metodologia analisi Costi-Benefici**
- **Analisi Costi-Benefici principali interventi**
- **Esigenze di sviluppo di sistemi di accumulo diffuso**
- **Risultati attesi**



Risultati attesi PdS 2012

Riduzione delle congestioni – Incremento principali limiti transito zonali (MW)

Sezione inter-zonale	2011	Con sviluppo
Frontiera Nord	7.540	+3.200
Balcani	500	+1.000
Nord-Centro Nord	3.700	+400
Centro Nord-Centro Sud	1.300 ¹	+300
Sud-Centro Sud	4.100 ²	+1.900 ³
Sicilia-Sud	600	+900
Sud-Sicilia	100	+1.000
Sardegna- Continente/Corsica	900 ⁴	+400 ⁵

(1) Valore inferiore del profilo di attivazione del vincolo di scambio CN-CS.

(2) Considerando disponibili dispositivi di teledistacco nelle centrali di Termoli, Candela e Gissi.

(3) Considerando l'installazione di PST per il controllo dei flussi di potenza sulle linee 380 kV Foggia-Benevento, Deliceto-Bisaccia, Matera-Bisaccia.

(4) Dato in situazione diurna invernale con entrambi i poli del SAPEI (senza Sacoi)


(5) Con potenziamento SACOI (in aggiunta SAPEI), tale valore potrebbe subire successive modifiche a valle di verifiche di dettaglio relative alla stabilità dinamica del sistema.





Risultati attesi PdS 2012

Riduzione dei vincoli alla produzione da fonte rinnovabile

Rinforzi di rete indirettamente funzionali alla riduzione dei vincoli di esercizio nel dispacciamento della generazione, che favoriscono la produzione da FRNP

Elettrodotto a 380 kV "Sorgente – Rizziconi" e potenziamenti della rete AAT in Sicilia  **1.000 MW**


Potenziamento della capacità di interconnessione tra Sardegna e Corsica e Continente  **500¹ MW**

Nuovo elettrodotto 380 kV "Aliano- Montecorvino"  **900 MW**

Elettrodotto 380 kV "Foggia-Villanova"  **700 MW**

Potenziamento elettrodotto 380 kV "Foggia-Benevento"  **500 MW**

Interventi di potenziamento e decongestione di porzioni di rete in AAT su cui si inserisce direttamente la produzione da FRNP

Rinforzi della rete di trasmissione nell'area compresa tra Foggia, Benevento e Salerno  **1.100 MW**



Risultati attesi PdS 2012

Valorizzazione dei benefici

Dal 2012 al 2021 Terna investirà **7,9 miliardi di euro** per dotare il sistema elettrico di una rete sempre più sicura, moderna e all'avanguardia nel campo dell'innovazione e della tecnologia

BENEFICI PER IL PAESE

Incremento
capacità di import

Maggiore capacità di import stimato 3.000 MW e 5.000 MW

Riduzione delle
congestioni di rete

Riduzione delle congestioni tra 5.000 e 9.000 MW

Riduzione delle
perdite di rete ed
emissioni CO₂

Diminuzione delle perdite di energia per circa 1,2 TWh all'anno
Riduzione emissioni CO₂ per circa 11 Mln di tonnellate



Benefici* per circa 1,6 Miliardi di euro all'anno



Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale 2012

consultazione_pds2012@terna.it

QUESTO DOCUMENTO È STATO PREDISPOSTO DA TERNA S.P.A. (DI SEGUITO LA "SOCIETÀ") AL SOLO SCOPO DI FORNIRE UNA RAPPRESENTAZIONE SINTETICA DEI CONTENUTI DEL PIANO DI SVILUPPO 2012.

LE INFORMAZIONI CONTENUTE NEL PRESENTE MATERIALE E NEGLI ALTRI DOCUMENTI EVENTUALMENTE DISCUSSI DURANTE LA PRESENTAZIONE DEL PIANO DI SVILUPPO 2012 POSSONO CONTENERE DICHIARAZIONI PREVISIONALI CHE NON COSTITUISCONO IN ALCUN MODO FATTI STORICI, INCLUSE LE STIME DI ENERGIA, I TREND DI CRESCITA NONCHE' LE DICHIARAZIONI SULLE ASPETTATIVE DELLA SOCIETÀ.

IL CONTENUTO DEL PRESENTE DOCUMENTO HA CARATTERE MERAMENTE INFORMATIVO. LE INFORMAZIONI E DICHIARAZIONI IN ESSO CONTENUTE SONO BASATE SUI PIANI, STIME, PROIEZIONI E PROGETTI E NON POSSONO ESSERE IN ALCUN MODO INTERPRETATE COME DICHIARAZIONI DI IMPEGNO E/O GARANZIA DI REALIZZAZIONE DEGLI STESSI, NÉ TERNA PUO' ESSERE RESPONSABILE PER DECISIONI PRESE SULLA BASE DI TALI INFORMAZIONI.

IN NESSUN CASO TALE DOCUMENTO PUÒ ESSERE INTERPRETATO COME UN'OFFERTA O INVITO A VENDERE O ACQUISTARE QUALSIASI TITOLO EMESSE DALLA SOCIETÀ O DA SUE CONTROLLATE NE' LE INFORMAZIONI IN ESSO CONTENUTE COSTITUISCONO O POSSONO ESSERE INTERPRETATE COME SOLLECITAZIONI ALL'INVESTIMENTO.

NÉ LA SOCIETÀ NÉ ALCUNO DEI SUOI RAPPRESENTANTI SI ASSUME ALCUNA RESPONSABILITÀ IN QUALSIASI MODO DERIVANTE DALL'USO DI QUESTO DOCUMENTO O DEI SUOI CONTENUTI O CHE COMUNQUE POSSA DERIVARE IN CONNESSIONE CON LO STESSO O CON QUALSIASI MATERIALE RICHIAMATO DURANTE LA PRESENTAZIONE.