

Giugno 2019

Il punto di vista degli scenari RSE per il Piano Nazionale Energia Clima sullo sviluppo della RTN



Costruzione degli scenari: Ipotesi

Principali assunzioni di policy (scenari RSE per PNIEC):

- ✓ **Phase-out totale del carbone** nella generazione elettrica al 2025 (chiusure graduali).
- ✓ Per limitare le emissioni in atmosfera legate alla **qualità dell'aria** è stata limitata la quantità di biomassa utilizzabile in combustione diretta nel settore residenziale, secondo consumo del 2016.
- ✓ Come **import netto elettrico** al 2030 si è assunto il valore di 28,5 TWh, in linea con gli scenari della Commissione (≈ 32 TWh), a meno di un maggiore export tramite interconnessione Tunisia (inserito nel PdS TERNA 2017).
- ✓ Ipotesi **Idroelettrico**: al momento è mantenuta la produzione/producibilità idroelettrica.
- ✓ Potenziale del teleriscaldamento: +30% rispetto ad oggi (in linea con indicazioni GSE e AIRU).
- ✓ **SARDEGNA**
 - **No dorsale di metanizzazione.** Depositi costieri small scale e metanizzazione reti propanate (circa 80 mil. di mc al 2030)
 - Riapertura dell'ex Alcoa
 - Maggiore **elettrificazione** degli usi finali (+25% al 2030 vs media nazionale +19%)
 - Phase-out degli impianti a carbone e principali impianti a olio combustibile. **Sarroch** (550 MW) in funzione + 1 turbogas e un piccolo CCGT (compatibili con i depositi small scale)

Scenario Obiettivo PNIEC* al 2030 - Settore elettrico

*Scenario Dicembre 2018



Energia		2016	BASE 2030	PNIEC 2030
Richiesta elettrica alla rete	TWh	314	330.5	329.3
FER elettriche	TWh	108.0	131	186.8
FV	TWh	22.1	32.7	71.5
CSP	TWh	0	0.67	3.0
EOLICO on shore	TWh	17.7	24.8	37.5
Off shore	TWh	0	0.31	2.6
Geo	TWh	6.3	7.0	7.1
Idro	TWh	42.4	51.0	49.3
Bio	TWh	19.5	14.5	15.7
Fossili	TWh		183	123.3
Gas	TWh	129.4	144.9	117.9
Carbone	TWh	37.8	32.9	0
Potenza / capacità				
Eolico on shore	GW	9.41	12	18
FV	GW	19.3	25	oltre 50
di cui tetti senza SdA	GW	11.3	13	14.3
di cui tetti con SdA	GW (GWh di SdA)	0	0	10.0 (oltre 12 GWh)
di cui a terra senza SdA	GW	8	12	23.2
di cui a terra con SdA	GW (GWh di SdA)	0	0	2.4 (3 GWh)

di cui 31 GW al Nord e Centro nord

Simulazione sistema elettrico



- Si è effettuata una **simulazione oraria** del funzionamento del sistema elettrico nazionale al 2030, considerando anche i **vincoli di fabbisogno di riserva con** principali ipotesi aggiuntive:
 - PdS TERNA 2017 pienamente implementato,
 - profili di carico modificati dai nuovi usi elettrici finali (PdC, veicoli elettrici).
 - Gli **impianti di pompaggio** considerati sono quelli **ad oggi esistenti**.
 - Sono invece considerati i **sistemi di accumulo elettrochimici accoppiati ai nuovi impianti FV** (principalmente massimizzazione dell'autoconsumo).
- L'obiettivo è valutare le eventuali **criticità** che insorgerebbero nel sistema elettrico come conseguenza dello scenario definito dal modello energetico, per poi individuare interventi in grado di **mitigarle**.

Risultati: Principali criticità

Oltre **10 TWh di overgeneration**, concentrata nelle zone Sud, Sicilia e Sardegna, e **gravi congestioni interzonal**i (CS e NO separati per oltre 6000 ore)

Interventi di mitigazione delle criticità

Per ridurre le congestioni, oltre alla piena implementazione del PdS 2017 di Terna, già considerata, si richiede un **ulteriore sviluppo della RTN** per incrementare di **1000 MW** la dorsale adriatica (investimento di circa 2 mld)



Nuovi Sistemi di accumulo per **6 GW**
Nuovi impianti idroelettrici di pompaggio: almeno 3 GW
Nuovi sistemi di accumulo elettrochimici (SdAe) «grid scale»: fino a 3 GW



Ricerca sul Sistema Energetico - RSE S.p.A.



Partecipazione di nuove risorse ai servizi di **riserva** (FRNP per riserva a scendere anche mediante aggregazione di piccoli impianti e fino al 50% del fabbisogno di riserva),
Partecipazione della **domanda** (V2G)

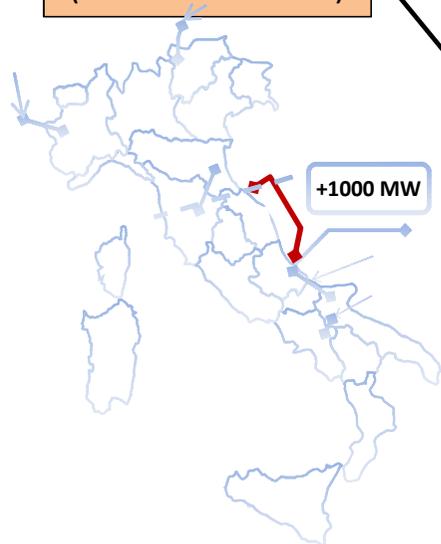
Ipotesi di Base: Incremento della capacità di transito interzonale



Incremento della capacità di transito interzonale: nuovi limiti al 2030 DA PDS 2017 TERNA (MW)
con distinzione limiti di transito tra INVERNO e ESTATE

(sulle sezioni «CN → NO», «NO → CN» e «CN → CS» i limiti oggi non sono una costante, ma funzione del fabbisogno residuo della zona in esportazione)

1000 MW
(dorsale Adriatica)



←	Sezione	→	←	Sezione	→
INVERNO			ESTATE		
3100	NO-CN	5100	2900	NO-CN	4700
4300	CN-CS	2900	4100	CN-CS	2800
5600	CS-SU	-	5600	CS-SU	-
1150	SU-SI	1100	1150	SU-SI	1100
300	CN-SA	300	300	CN-SA	300
800	SA-CS	1000	800	SA-CS	1000

Oltre alla piena implementazione dei PdS 2016 e 2017 di Terna, già considerata nelle precedenti simulazioni, si richiede un **ulteriore sviluppo della RTN** per incrementare di **1000 MW** la **dorsale adriatica** per HGP30.

Questo intervento, già indicato nelle analisi per la SEN, è sostanzialmente previsto nel **PdS 2018**

Effetti delle soluzioni

- ✓ L'installazione dei nuovi SdA è stata dimensionata per ridurre le overgenerazioni fino a circa 1 TWh. Tale quantità di overgeneration, anche se risolta con taglio delle produzioni da FRNP, non incide sul raggiungimento dell'obiettivo di rinnovabili del 30% nello scenario energetico.
- ✓ Nella tabella sono indicati tre differenti percorsi per raggiungere la stessa riduzione delle overgeneration .

Bilanci	Nuovi Impianti accumulato (GW)		Produzione termoelettrica (dispacciabile) TWh	Energia accumulata dai SdA TWh	Overgeneration e riduzione FER TWh	Riserva non disponibile TWh
	SDAe	Pompaggi				
PNIEC senza interventi	+0	+0	110	9,4	10,4	0,1
PNIEC con interventi e SdA	+1,5	+4,5	97	10,9	1,1	<0,1
	+3,0	+3,0	97	10,7	1,1	<0,1
PNIEC solo SdA e RTN	+4,7	+7,3	99	17	1,1	<0,1

Soluzioni necessarie in assenza di altri interventi regolatori quali la partecipazione delle FRNP ai mercati dei servizi e l'introduzione di meccanismi di DSM.

Risultati: Criticità ed esigenze che emergono dal NECP

Punti da portare all'attenzione dagli scenari PNIEC:

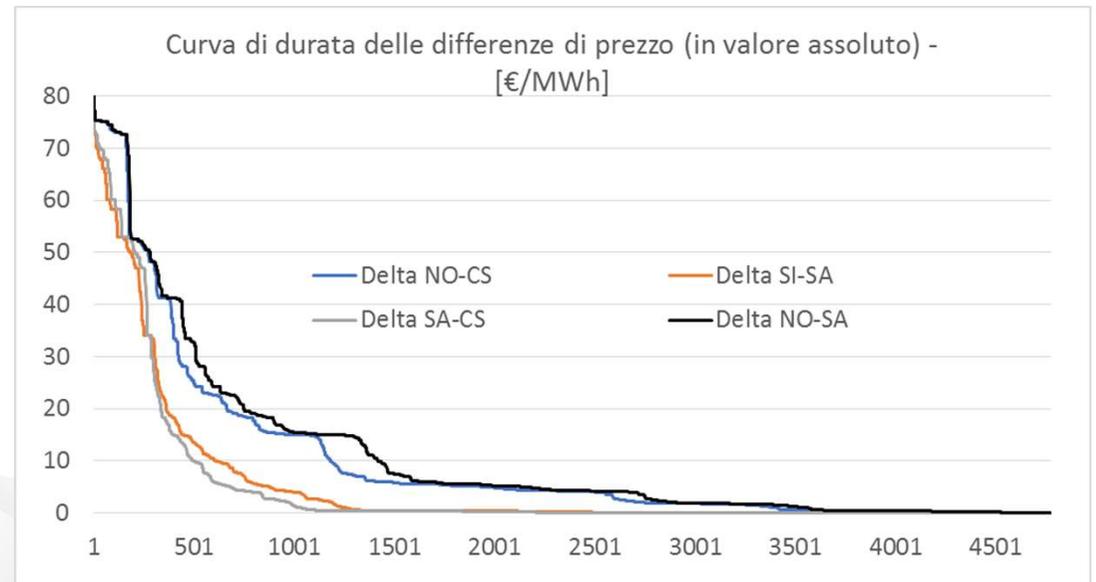
- ✓ Elevata frequenza di **congestioni** interzonal
- ✓ Difficoltà a reperire coprire i fabbisogni di riserva qualora non si ottenesse una **significativa partecipazione delle FRNP e della domanda ai servizi.**
- ✓ La dinamica (i **tempi per il Phase-out del carbone** forse non sempre compatibili con lo sviluppo degli interventi per la mitigazione delle criticità)

Risultati: le congestioni interzonal

Risultano **fortemente congestionate** le sezioni (conseguenza anche del ridotto livello di importazioni dalla frontiera Nord):

- CentroNord → Nord
- CentroSud/Sardegna → CentroNord

Anche le zone geografiche Sicilia e Sardegna risultano frequentemente in zone di mercato separate.

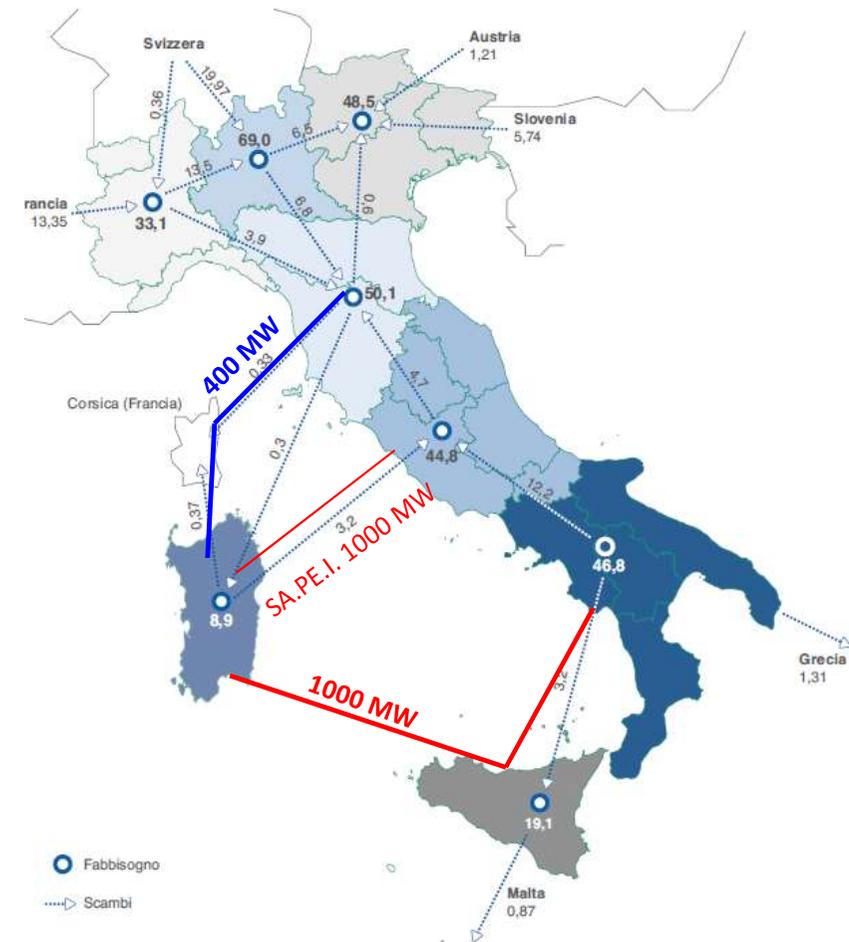


Situazioni con separazione di prezzi zionali (simulazioni con vincoli riserva)	CS - NO	SI - SA	SI - CS	NO - SA
	% n° ore	n° ore	n° ore	n° ore
Frequenza	> 50%	30%	28%	>50%
Delta prezzo medio (valori assoluti)	5,4 €/MWh	2,8 €/MWh	2,6 €/MWh	6,0 €/MWh

Analisi del sistema elettrico della Sardegna

Impatti attesi dal cavo SI-SA sulla sicurezza d'esercizio del sistema sardo

- Maggiore ridondanza di collegamenti verso il continente e conseguente maggiore affidabilità complessiva di rete.
- Possibilità di interconnessione diretta tra Sardegna e Sicilia e conseguente minore fabbisogno complessivo di riserva grazie alla possibilità di mutuo soccorso tra le isole (ipotesi HVDC dotato di capacità regolante).
- Ulteriore riserva a scendere che, secondo stime preliminari di RSE, consentirebbe di limitare ulteriormente il ricorso al taglio della generazione FER non programmabile, sia per il congestion management sia per eventuali regolazioni correttive in caso di possibili surplus di potenza.
- Maggiore sfruttamento dei generatori di tipo «inerziale» con conseguenti benefici per la stabilità di frequenza (ridotti gradienti).
- Migliore redistribuzione dei flussi di potenza nelle ore ad elevata produzione da FER non programmabili in virtù della connessione a sud della Sardegna, contrariamente ai collegamenti SA.CO.I. e SA.PE.I. collegati nel nord.



Grazie per l'attenzione

EXTRA

Sintesi dei risultati dell'analisi del sistema elettrico



La piena integrazione del contingenti FER dello scenario HGP30 al 2030 è realizzabile se accompagnata da un contestuale sviluppo della RTN, di nuovi sistemi di accumulo sia elettrochimico sia idroelettrico (pompaggi), partecipazione massiccia delle FRNP ai servizi di riserva (a scendere), partecipazione del termoelettrico rinnovabile distribuito alla terziaria, meccanismi di DSM (es. ricarica dinamica veicoli elettrici), diffusione elevata di batterie accoppiate agli impianti FV. A questi vanno aggiunti gli interventi sulle reti di distribuzione per la gestione delle generazioni distribuite.

- ✓ Interventi aggiuntivi ai PdS 2016 e 2017 per consentire un maggiore flusso da Sud verso Nord di almeno 1000 MW lungo la dorsale adriatica (investimento circa 2 miliardi di € - prima ipotesi RSE). Nel PdS2018 è stato previsto, in tal senso, il nuovo intervento il cavo sottomarino HVDC Villanova – Fano (1,1 miliardi di €).
- ✓ L'analisi condotta sul sistema elettrico ha indicato un fabbisogno di nuovi sistemi di accumulo di circa **6 GW**:
 - Di questi almeno il **50%** dovrebbero essere **nuovi impianti di pompaggio**, il resto batterie con rapporto capacità / potenza di 8 kWh/kW.
 - Costi di investimento totali di quasi **10 miliardi di euro**.
 - Il contingente determinato è quello necessario a limitare il valore delle overgeneration a circa **1,1-1,2 TWh**, rispetto ai **10 TWh** della situazione di partenza senza interventi che garantisce il rispetto dell'obiettivo del **30% di FER nello scenario**.
 - Il contingente di 6 GW, risulta sufficiente solo in presenza di altri interventi regolatori quali la partecipazione delle FRNP ai mercati dei servizi e l'introduzione di meccanismi di DSM (es. ricarica dinamica veicoli elettrici) In assenza di questi, il fabbisogno di accumuli cresce, ad almeno **12 GW (+6 GW)** con un **raddoppio** dei relativi costi di investimento da sostenere (21,5 miliardi di euro).
- ✓ Nello scenario valutato dal modello energetico TIMES è già prevista l'installazione di **12 GWh** di capacità di SDA accoppiate a **FV domestico** (per autoconsumo) e di **3 GWh di SDA per grandi impianti FV** (ulteriori ai 6 GW determinati con l'analisi del sistema elettrico).
- ✓ Gli investimenti previsti per la rete di **distribuzione** sono stimati in **28,7 miliardi di €** (24 miliardi nello scenario BASE).

Sintesi Elettrico



Sistema elettrico		2016	2030		Delta
		Dato storico	BASE HGP	HGP 30	
Criticità Scenari SENZA interventi	Overgeneration - TWh	> 0,2 (MPE)	0,1	10,4	
	Riserva non disponibile –TWh		<0,1	0,4	
Criticità Scenari CON interventi	Overgeneration - TWh	> 0,2 (MPE)	0,1	1,1	
	Riserva non disponibile –TWh		<0,1	<0,1	
Investimenti	SdA -G€			10	10
	RTN - G€		8,5*	10,5	2
Investimenti Reti Distribuzione	G€ cumulati	(1,4 annuo solo 2016)	21.4	25.7	4.3

* da aggiornare - PdS 2017 TERNA

Costi / benefici SdA (2)

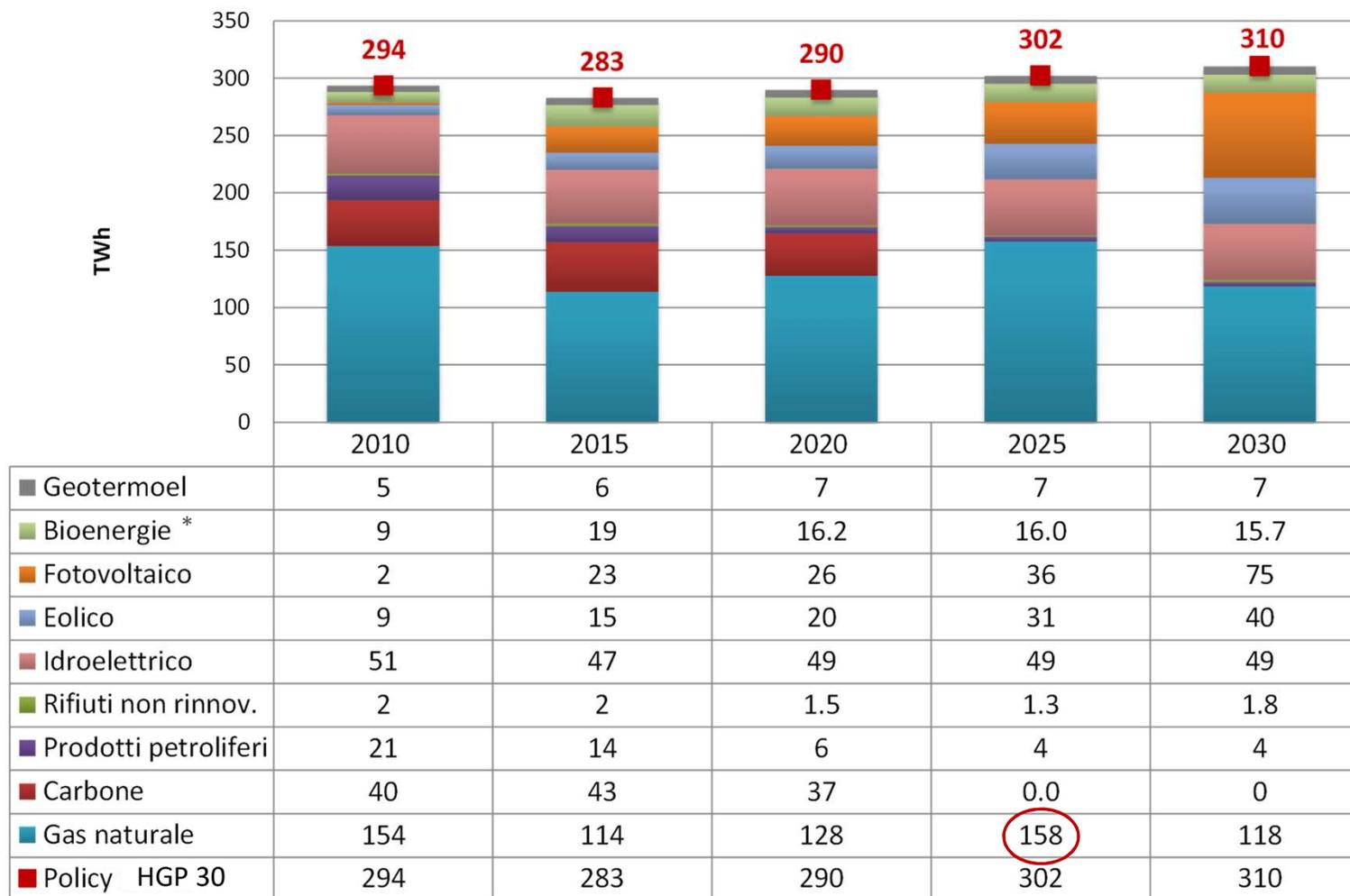
- ✓ L'introduzione di accumuli oltre alla riduzione delle overgeneration determina ulteriori benefici: minor frequenza di prezzi nulli su MGP (da 1100 a 350 per HGP30) e minori differenze tra i prezzi zionali (il delta tra nord e sud scende di circa 8 €/MWh).

Scenario	Costi		Benefici			
	Investimenti Pompaggio ^[1]	Investimenti Batterie ^[2]	Riduzione Overgeneration	Riduzione ore con overgeneration	Riduzione differenze prezzi zionali (Nord rispetto a Sud e Sardegna)	Riduzione produzione termoelettrica da combustibile fossile
	M€	M€	TWh	n° ore	€/MWh	TWh
HGP30	6800	3000	9,3	-70%	8 (-57%)	13

[1] Pompaggio – da 1000 a 1900 €/kW

[2] Accumuli elettrochimici - 250 €/kWh (Fonti: tavolo decarbonizzazione dell'economia italiana)

Generazione elettrica - Scenario PNIEC



* Includere biomasse solide, biogas e biometano

Ipotesi di Base: ripartizione zonale di domanda elettrica, eolico e FV



	2016				HGP 30		
ZONA	Richiesta di rete	Installato eolico	Installato FV		Richiesta di rete	Installato eolico	Installato FV
	[TWh]	[GW]	[GW]		[TWh]	[GW]	[GW]
Nord	176.4	0.11	8.5		186.9	0.10	23.7
Centro Nord	33.2	0.14	2.3		33.4	0.23	6.3
Centro Sud	47.5	1.64	2.7		51.9	3.43	7.0
Sud	29.6	4.71	3.7		28.5	8.28	7.3
Sicilia	18.9	1.80	1.3		19.1	3.42	3.5
Sardegna	8.6	1.01	0.7		10.5	2.08	2.2
Italia	314.2	9.41	19.3		330.2	17.5	50

Ipotesi di Base: Evoluzione della RTN

Sviluppo RTN Piena implementazione dei PdS 2016 e 2017 di Terna



Principali interventi di sviluppo entro il 2023

Interconnessioni

- HVDC Montenegro - Italia
- Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vizze (IT) – Steinach (AT)
- HVDC Italia – Francia

Interzonal

- Elettrodotto 380 kV Colunga – Calenzano
- Elettrodotto 380 kV Foggia – Villanova
- Elettrodotto 380 kV Bisaccia – Deliceto

Principali interventi di sviluppo oltre il 2023

Interconnessioni

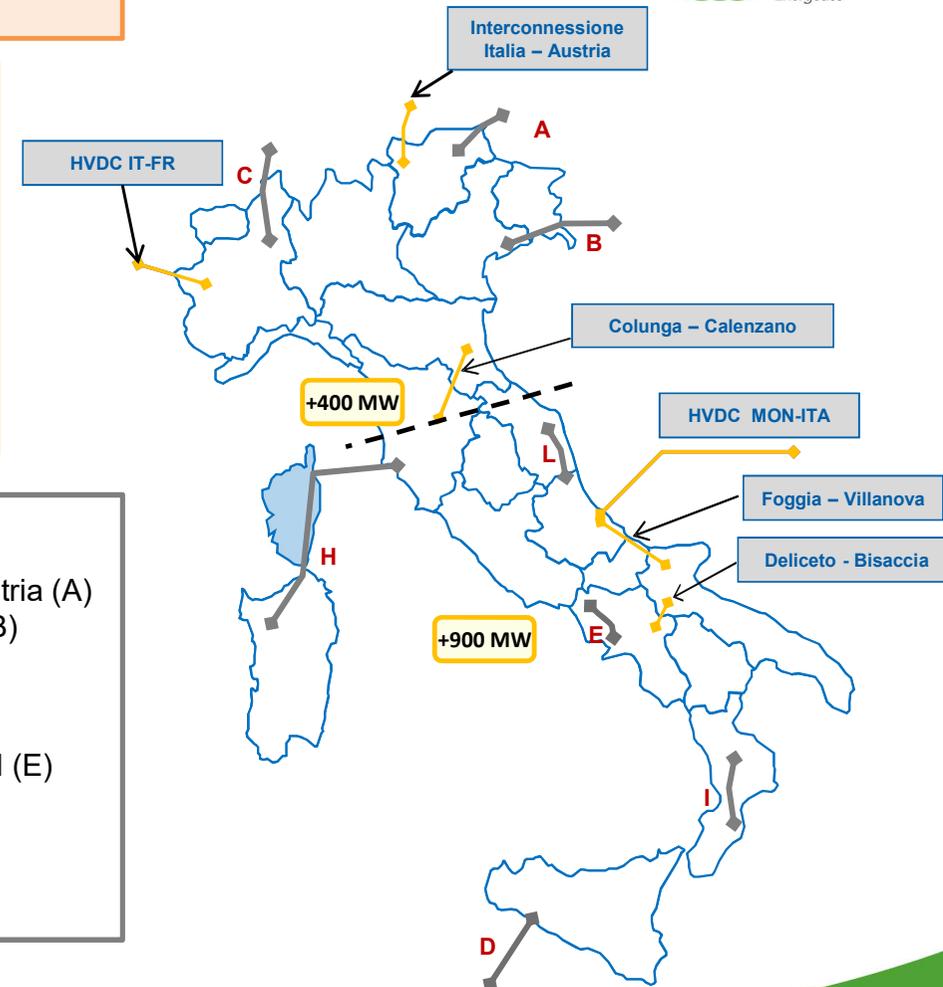
- Potenziamento elettrodotto 220 kV Interconnessione Italia – Austria (A)
- Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia (B)
- Interconnessione HVDC Italia - Svizzera (C)
- Interconnessione HVDC Italia - Tunisia (D)

Interzonal

- Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord – Benevento II (E)

Ulteriori interventi

- Riassetto rete nord Calabria (I)
- Rete AAT/AT medio Adriatico (L)



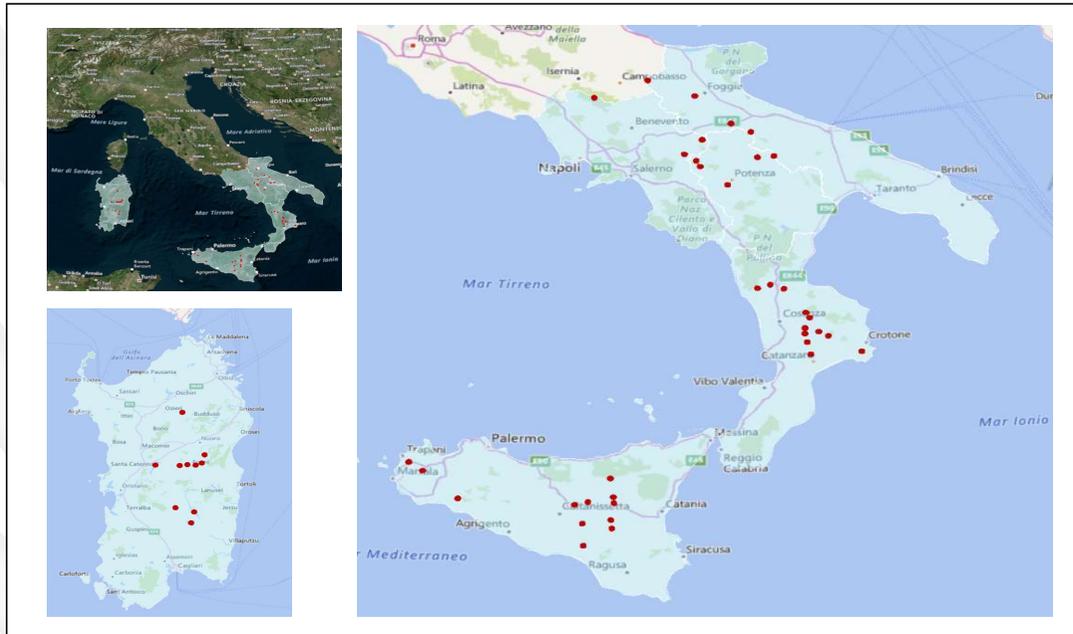
Analisi del potenziale di sviluppo accumuli (pompaggi)

Individuazione di invasi terrestri



OBIETTIVO:

Individuazione degli invasi esistenti nelle zone di mercato **Sud, Sicilia e Sardegna** potenzialmente idonei ad essere integrati con impianti di pompaggio mediante la costruzione di un secondo serbatoio.



CRITERIO:

Ipotesi di inalterato contesto normativo e vincolistico considerato ne precedente studio RSE (2011).

Criteri di selezione applicati per l'individuazione dei serbatoi:

1. salto utile maggiore di 100 m
2. distanza tra l'invaso esistente e nuovo serbatoio minore di 10 km
3. posizione rispetto alla rete (distanza, criticità della rete, presenza generazione FER)
4. massima potenza*

Tipo	Regione	n. impianti	P. pompaggio (MW)*
LAGO	CAMPANIA	3	395
	CALABRIA	12	1258
	BASILICATA	5	590
	PUGLIA	4	918
	SARDEGNA	10	1795
	SICILIA	12	815

* Risultato ottenuto considerando il valore del volume del nuovo serbatoio fornito da RSE.

** Sono esclusi ulteriore 7 bacini ad uso irriguo

Analisi del potenziale di sviluppo accumuli (pompaggi)

Individuazione siti di pompaggio marino



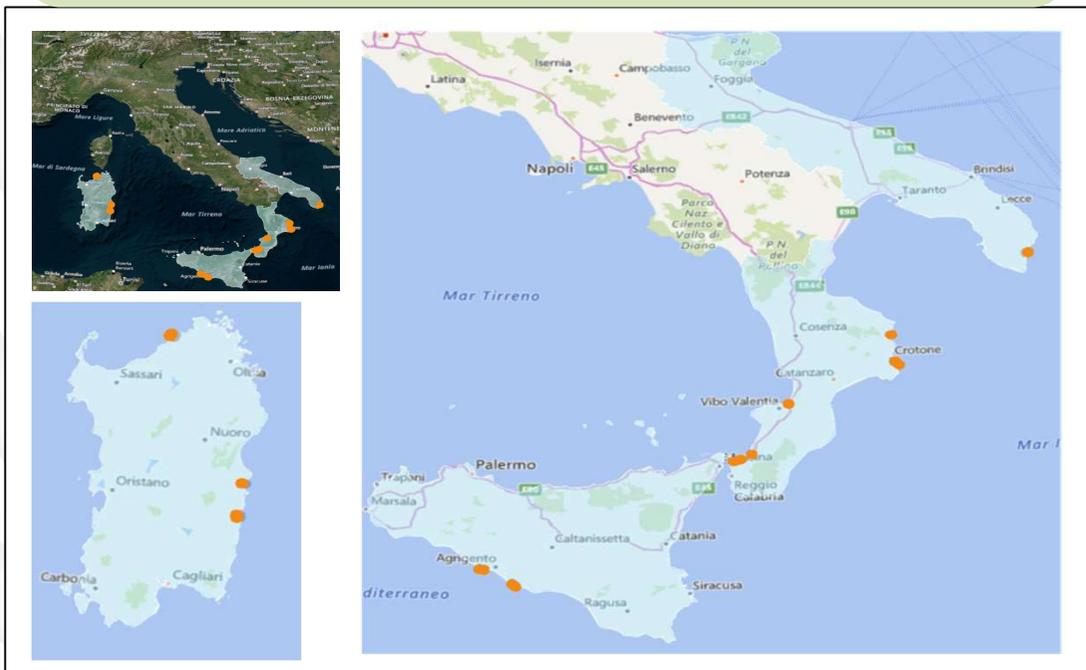
OBIETTIVO:

Individuazione nelle zone di mercato **Sud, Sicilia e Sardegna** di siti potenzialmente idonei alla realizzazione di impianti di pompaggio marino mediante la costruzione del serbatoio di monte.

CRITERIO:

Criteri di selezione applicati per l'individuazione dei serbatoi:

1. **esclusione** dei sistemi isolati
2. **posizione** rispetto alla rete (distanza, criticità della rete, presenza generazione FER)



Tipo	Regione	n. impianti	P. pompaggio (MW)*
MARINO	CAMPANIA	-	-
	CALABRIA	8	416
	BASILICATA	-	-
	PUGLIA	2	63
	SARDEGNA	5	249
	SICILIA	4	154

* Risultato ottenuto considerando per i serbatoi marini un valore del volume di pompaggio pari 864.000 mc (RSE 14000684, 2013. Rapporto Ricerca di Sistema), aumentando le dimensione della vasca di accumulo e incrementando la portata è possibile ottenere corrispondenti incrementi dei valori di potenza.

Analisi del potenziale di sviluppo accumuli (pompaggi)

Aggregazione per zone di mercato



IMPIANTI DI POMPAGGIO già proposti da investitori

Zone di mercato	Totale GW
Centro SUD (Campolattaro)	0,6

IMPIANTI DI POMPAGGIO TERRESTRI

Zone di mercato	Totale GW
SUD	3,2
SAR	1,8
SIC	0,8

**5,77 GW *
mediante 46
impianti**

IMPIANTI DI POMPAGGIO MARINI

Zone di mercato	Totale GW
SUD	0,48 - 1,5
SAR	0,25 - 0,75
SIC	0,15 - 0,5

0,9 - 3 GW
mediante 19
impianti**



Il prosieguo dell'analisi (diretto da TERNA) è volto a individuare l'effettiva potenza disponibile nei siti indicati non può prescindere dalla valutazione di fattibilità tecnica - realizzativa degli impianti stessi, nonché da analisi sito specifiche.

* Risultato ottenuto considerando il valore del volume del nuovo serbatoio fornito da RSE.

** Risultato ottenuto considerando per i serbatoi marini un valore del volume di pompaggio pari 864.000 mc (RSE 14000684, 2013. Rapporto Ricerca di Sistema), aumentando le dimensioni della vasca di accumulo e incrementando la portata è possibile ottenere corrispondenti incrementi dei valori di potenza.