

Piano Nazionale Integrato
per l'Energia e il Clima:
scenari, criticità e opportunità per l'Italia

Milano, 29 Marzo 2019

Analisi di impatto dello scenario del PNIEC sul sistema elettrico ed interventi di mitigazione delle criticità

Michele Benini



Obiettivo FER elettriche

[ktep]	2016	2030
Obiettivo FER elettriche 2030 (A/B)		PNIEC
Numeratore (A)		
Produzione lorda di energia elettrica da FER	9503	16060
<i>di cui Idraulica (normalizzata)</i>	3972	4240
<i>di cui Eolica (normalizzata)</i>	1420	3451
<i>di cui Solare</i>	1901	6409
<i>di cui Geotermica</i>	541	606
<i>di cui Bioenergie</i>	1670	1354
Denominatore (B)		
Consumi finali lordi di energia elettrica	27942	29006
Share FER-E (%)	34.0%	55.4%

Domanda e produzione lorda di energia elettrica

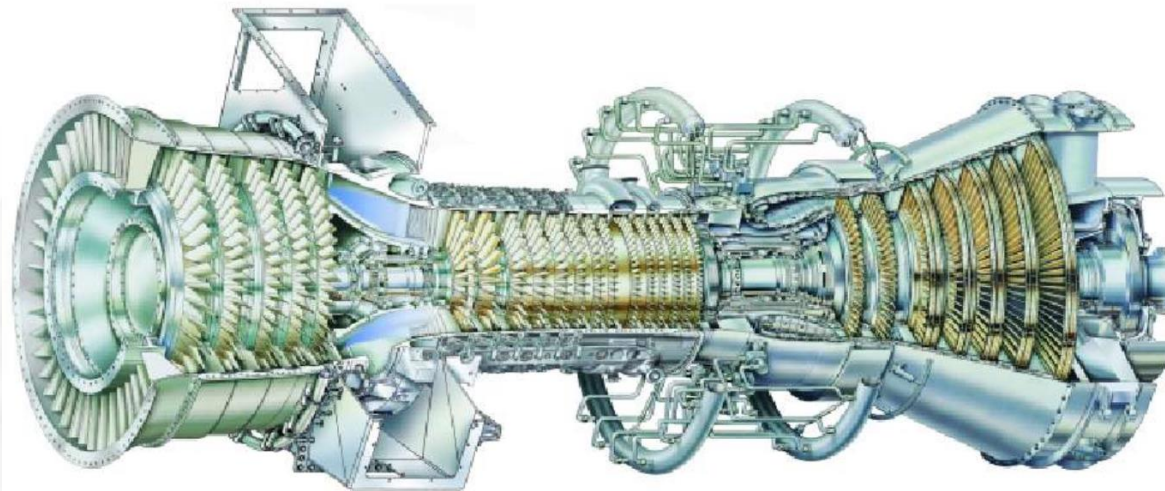
		2016	2030
Richiesta sulla rete	TWh	314	330.2
FER elettriche	TWh	108.0	186.8
<i>FV</i>	<i>TWh</i>	<i>22.1</i>	<i>71.5</i>
<i>CSP</i>	<i>TWh</i>	<i>0</i>	<i>3.0</i>
<i>Eolico on shore</i>	<i>TWh</i>	<i>17.7</i>	<i>37.5</i>
<i>Eolico off shore</i>	<i>TWh</i>	<i>0</i>	<i>2.6</i>
<i>Geotermico</i>	<i>TWh</i>	<i>6.3</i>	<i>7.1</i>
<i>Idroelettrico</i>	<i>TWh</i>	<i>42.4</i>	<i>49.3</i>
<i>Bioenergie</i>	<i>TWh</i>	<i>19.4</i>	<i>15.7</i>
Fossili	TWh	173.0	123.3
<i>Gas naturale</i>	<i>TWh</i>	<i>126.1</i>	<i>116.7</i>
<i>Carbone</i>	<i>TWh</i>	<i>35.6</i>	<i>0</i>
Saldo netto import/export	TWh	37.0	28.5

Capacità di generazione

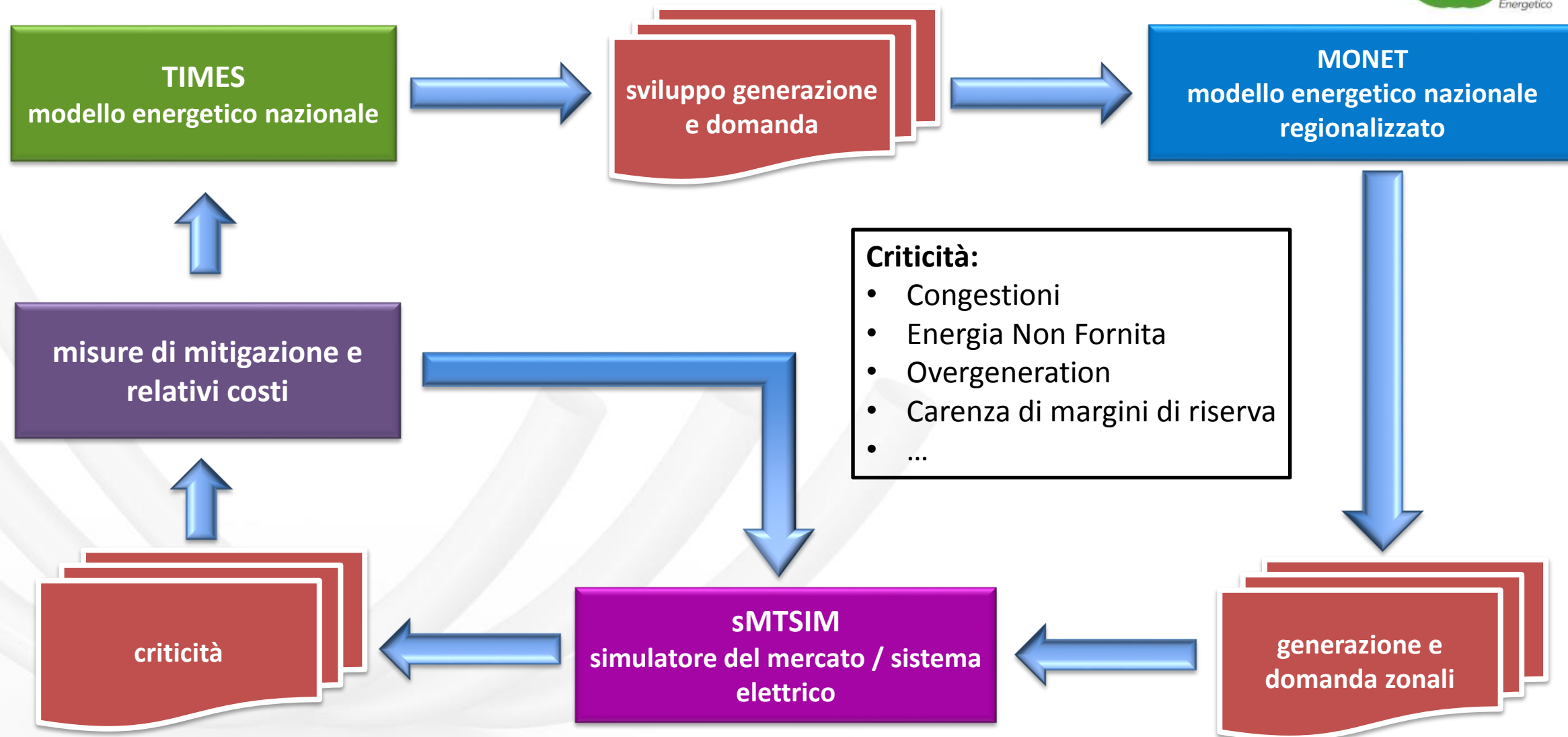
GW	2016	2030
Gas (metano + gas derivati)	47.6	49.9
Carbone	8.69	0
Prodotti petroliferi	2.56	0.8
Bioenergie	4.1	3.8
Geotermico	0.79	0.95
Eolico on shore	9.4	17.5
Eolico off shore	0	0.9
FV	19.3	50
CSP	0	0.88
Idroelettrico (esclusi pompaggi puri)	18.6	19.2
	111.0	143.9

Un modello del sistema energetico non basta ...

- Un modello dell'intero **sistema energetico**, per le sue **complessità**, non è in grado di catturare dettagli fondamentali del funzionamento di importanti sotto-sistemi, quali il **sistema elettrico**, caratterizzato da **dinamiche temporali molto più veloci** (millisecondi ÷ ore vs. anni) e da **vincoli tecnici** specifici (tempi di start-up e shut-down, vincoli di rampa, capacità di trasporto della rete, margini di riserva necessari, ecc.)
- Occorre quindi predisporre una **catena di modelli**, in grado di consentire una **valutazione** approfondita delle eventuali **criticità** derivanti dagli sviluppi determinati dal modello energetico e delle **misure** per farvi fronte



Un modello del sistema energetico non basta ...



Ripartizione zonale di domanda elettrica, eolico e FV

	2016				PNIEC		
ZONA	Richiesta sulla rete	Installato eolico	Installato FV		Richiesta sulla 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

- Si è inoltre proceduto a **profilare a livello orario** le **produzioni rinnovabili** (modificando profili storici per tener conto dell'aumento della producibilità delle tecnologie) e la **domanda**, tenendo conto dell'impatto della penetrazione di tecnologie quali pompe di calore e veicoli elettrici e dello sviluppo dell'autoconsumo (FV + storage).

Ipotesi di sviluppo della RTN

Assunzione: Piena implementazione del PdS 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

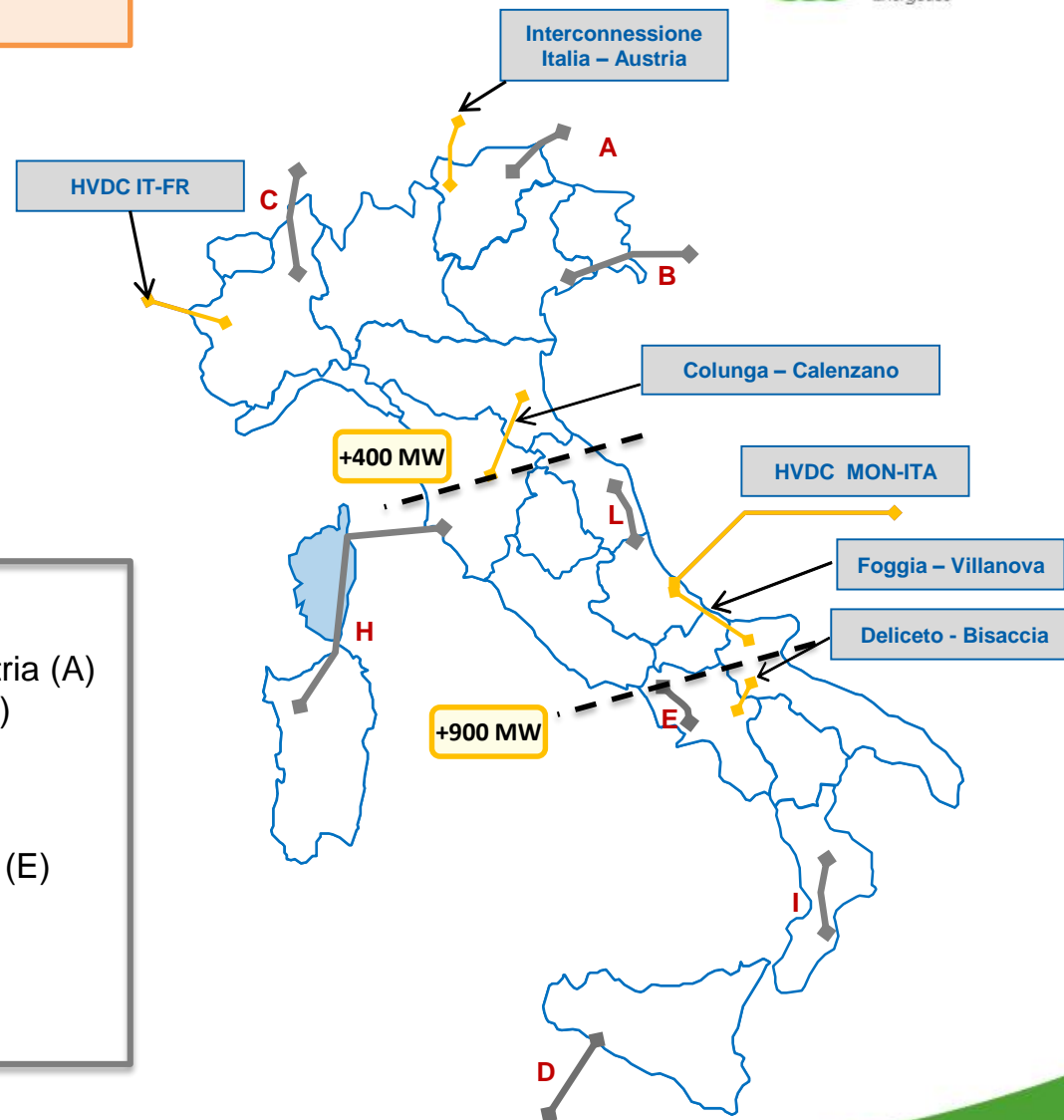
- Potenziamento elettrodotto 220 kV Interconnessione Italia – Austria (A)
- Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia (B)
- Interconnessione HVDC Italia - Svizzera (C)
- Interconnessione HVDC Italia - Tunisia (D)

Interzonal

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

Ulteriori interventi

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



Incremento della capacità di transito interzonale



Considerati al 2030 i limiti di transito interzonali (MW) derivanti dal Piano di Sviluppo 2017 della Rete di Trasmissione Nazionale di TERNA

(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)

←	Sezione	→
INVERNO		
2100	NO-CN	4100
3300	CN-CS	1900
5600	CS-SU	-
1150	SU-SI	1100
300	CN-SA	300
800	SA-CS	1000

←	Sezione	→
ESTATE		
1900	NO-CN	3700
3100	CN-CS	1800
5600	CS-SU	-
1150	SU-SI	1100
300	CN-SA	300
800	SA-CS	1000



- Sulla base delle ipotesi precedentemente descritte, si è effettuata una **simulazione oraria** del funzionamento del sistema elettrico nazionale, considerando anche i **vincoli di fabbisogno di riserva**.
- Gli **impianti di pompaggio** considerati sono quelli **ad oggi esistenti**.
- Sono invece considerati circa **12,5 GW di nuovi impianti FV accoppiati a sistemi di accumulo elettrochimici** ai fini della **massimizzazione dell'autoconsumo**, già inclusi nello scenario energetico.
- L'obiettivo è, come detto, 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**.

Principali criticità

10,4 TWh di overgeneration, concentrata nelle zone Sud, Sicilia e Sardegna, e rilevanti congestioni interzonal

Congestioni interzonalali

Risulta significativamente congestionata la sezione **CentroNord → Nord** (nel verso da meridione a settentrione, in conseguenza anche del ridotto livello di importazioni dalla frontiera settentrionale)



Numero ore congestione con separazione di prezzo	CN → NO	CS → CN	SU → CS	SA → CN	SI → SU
	n° ore	n° ore	n° ore	n° ore	n° ore
PNIEC	> 6000	700	800	900	1600
2016	1207	869	1064	877	497

Interventi di mitigazione delle criticità: sviluppo RTN

- Oltre alla piena implementazione del **PdS 2017** di Terna, già considerata, si ritiene necessario un **ulteriore sviluppo della RTN** per incrementare di **1000 MW** la capacità di trasporto della **dorsale adriatica** (investimento stimato: **2 mld€**)
- «Sbottigliare» la sola sezione CentroNord → Nord potrebbe infatti indurre congestioni ulteriori sulle sezioni a monte.
- Nel **PdS 2018** TERNA stessa ha proposto un intervento in linea con questa esigenza, consistente nel cavo HVDC da 1000 MW tra Villanova (o Villavalle) e Fano (o Porto Tolle).



Interventi di mitigazione delle criticità: partecipazione delle FRNP ai servizi di riserva a scendere



Partecipazione delle FRNP ai servizi di riserva a scendere (anche mediante aggregazione di piccoli impianti).

Si è provato a stimare la quota di produzione rinnovabile oraria disponibile al servizio a scendere a partire dai profili orari di produzione, applicando 3 coefficienti riduttivi valutati per le singole tecnologie, che danno conto di:

- **fattibilità** (gli impianti sono effettivamente in grado di fornire il servizio),
- **incertezza** (rischio che il servizio effettivamente erogabile possa essere minore di quello offerto/previsto, a causa dell'incertezza della previsione),
- **affidabilità** (per tenere conto della possibilità che parte delle risorse non attuino l'ordine di dispacciamento).

Anche con ipotesi cautelative sui valori dei coefficienti riduttivi sopra citati, il potenziale di riserva a scendere da FRNP potrebbe coprire quasi tutta la relativa domanda.

In via prudenziale, si è ritenuto opportuno inserire un vincolo più restrittivo che **limiti il contributo delle FRNP al 50% della domanda di riserva a scendere** (per ciascuna ora e ciascuna zona).



Interventi di mitigazione delle criticità: DSM - EV smart charging

- Si è ipotizzata una «**ricarica intelligente**» da parte del **50%** dei veicoli elettrici privati (circa 6 milioni nello scenario PNIEC), tale da:
 - ✓ spostare, per quanto possibile, le ricariche **verso le ore caratterizzate dai prezzi zionali dell'energia minori**
 - ✓ **escludendo le ore di punta di traffico** mattutino e serale



Interventi di mitigazione delle criticità: nuovi Sistemi di Accumulo

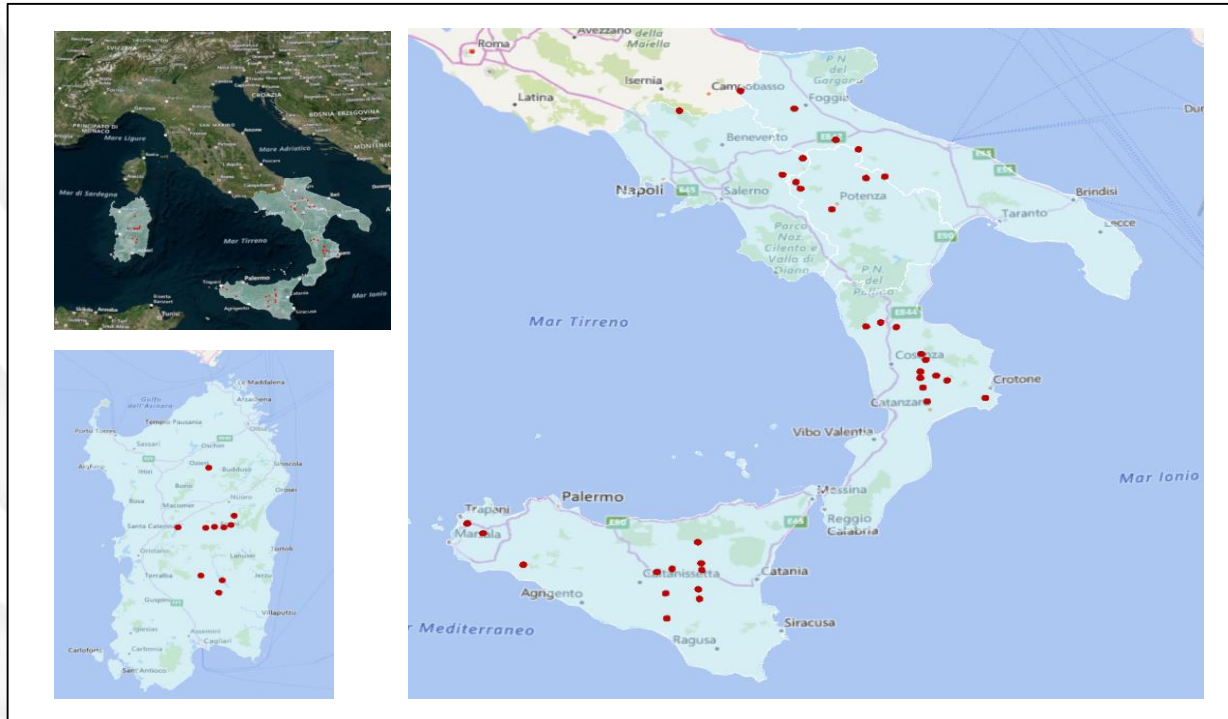
- Nuovi impianti idroelettrici di **pompaggio**
 - ✓ rapporto capacità/potenza = **10 ore**
 - ✓ contributo anche alla fornitura di **riserva terziaria pronta**
- Nuovi **sistemi di accumulo elettrochimici (SdAe)** «grid scale»
 - ✓ rapporto capacità/potenza = **8 ore**, eserciti al 60% della capacità per garantire margini di riserva
 - ✓ contributo anche alla fornitura di **riserva secondaria**
- Localizzazione **nelle zone di mercato con maggiore overgeneration** (Sud, Sicilia, Sardegna)



Valutazione del potenziale di sviluppo pompaggi convenzionali

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 nel 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

Valutazione del potenziale di sviluppo pompaggi marini



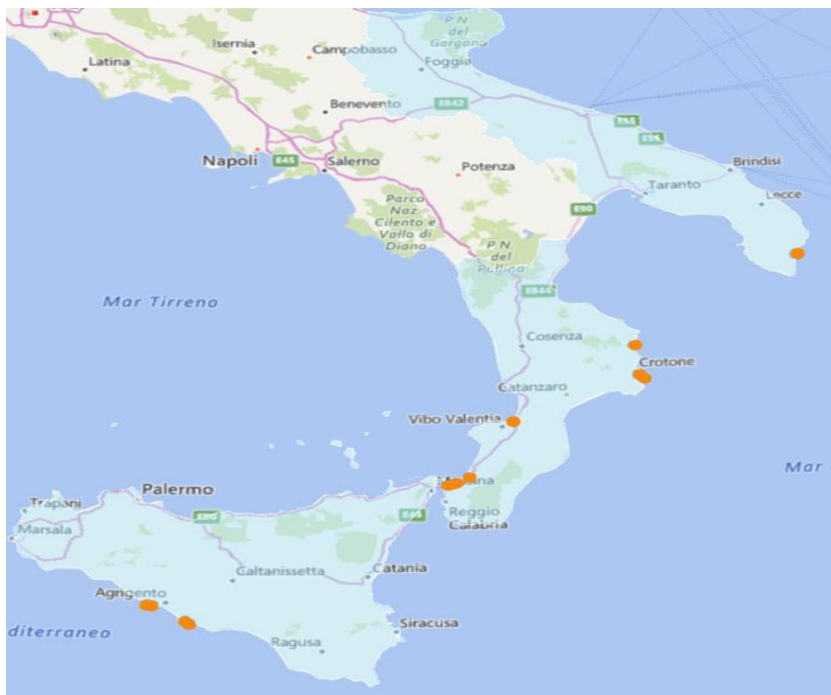
OBIETTIVO:

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 a 864.000 mc (Rapporto Ricerca di Sistema RSE n. 14000684, 2013); aumentando la dimensione del serbatoio e incrementando la portata è possibile ottenere corrispondenti incrementi dei valori di potenza.

Valutazione del potenziale di sviluppo pompaggi

IMPIANTI DI POMPAGGIO già proposti da investitori

Zone di mercato	Totale GW
Centro SUD (Campolattaro)	0.6

IMPIANTI DI POMPAGGIO CONVENZIONALI

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 volta 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 a 864.000 mc (Rapporto Ricerca di Sistema RSE n. 14000684, 2013); aumentando la dimensione del serbatoio e incrementando la portata è possibile ottenere corrispondenti incrementi dei valori di potenza.

Effetti degli interventi di mitigazione delle criticità

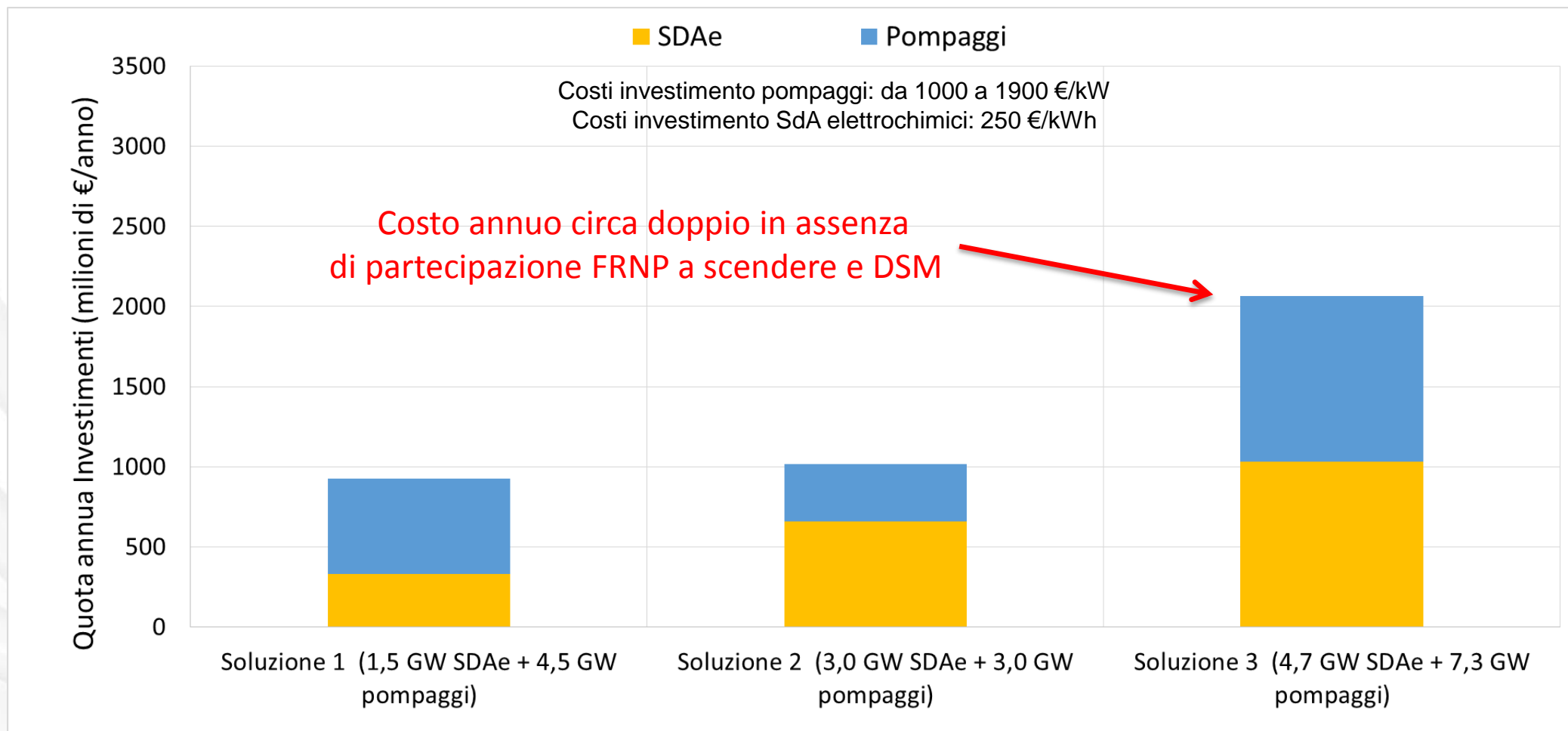
- L'installazione dei nuovi SdA è stata **dimensionata per ridurre le overgeneration fino a circa 1 TWh**. Tale quantità di overgeneration, anche se risolta con taglio delle produzioni da FRNP, non inciderebbe significativamente sul raggiungimento dell'obiettivo di rinnovabili al 30% dei consumi finali lordi dello scenario energetico.
- Nella tabella sono indicate **tre differenti ripartizioni tra SdAe e pompaggi** per raggiungere la stessa **riduzione delle overgeneration**.

Bilanci	Nuovi Sistemi di Accumulo (GW)		Produzione termoelettrica (dispacciabile)	Energia accumulata dai SdA	Overgeneration	Riserva non disponibile
Scenario	SdAe	Pompaggi	TWh	TWh	TWh	TWh
Senza interventi	-	-	110	9,4	10,4	0,1
Tutti gli interventi	+1,5	+4,5	97	10,9	1,1	<0,1
	+3,0	+3,0	97	10,7	1,1	<0,1
Solo sviluppo RTN e SdA	+4,7	+7,3	99	17	1,1	<0,1

Scenario in assenza di interventi regolatori in grado di promuovere la partecipazione delle FRNP alla fornitura di servizi di riserva a scendere e lo sviluppo del Demand Side Management.

Costi dei Sistemi di Accumulo

- Poste a confronto le quote annue di ammortamento degli investimenti in Sistemi di Accumulo (elettrochimici + pompaggi) nelle tre soluzioni di mix di SdA individuate



Costi e Benefici dei Sistemi di Accumulo

- L'introduzione di Sistemi di Accumulo, oltre alla **riduzione delle overgeneration**, determina ulteriori benefici:
 - **minor frequenza di prezzi nulli su MGP** (da 1100 a 350 ore)
 - **minori differenze tra i prezzi zonali** (-8 €/MWh tra Nord e Sud)
 - **riduzione della produzione termoelettrica fossile** (-13 TWh)

Costi		Benefici			
Investimenti pompaggi (4.5 GW)	Investimenti SdAe (1.5 GW)	Riduzione Overgeneration	Riduzione ore con overgeneration	Riduzione differenze prezzi zonali (Nord rispetto a Sud e Sardegna)	Riduzione produzione termoelettrica da combustibile fossile
M€	M€	TWh	n° ore	€/MWh	TWh
6800	3000	9,3	750 (-70%)	8 (-57%)	13

Sviluppo delle reti di distribuzione in ottica «smart»

Settore	Voce di investimento	Investimenti cumulati 2017-30 [mln€]
Rete di distribuzione (MT / BT)	Cabine primarie	2.250
	Cabine secondarie	4.100
	Linee MT+BT	9.850
	Telecontrollo	650
	Altro (incluso metering e resilienza)	8.850
Totale distribuzione		25.700

- Ipotesi di costo:
 - Cabina primaria (CP): 4 M€ (40 MVA)
 - Cabina secondaria (CS): 30 k€ (600 kVA)
 - Rapporto costi linee/CS: 2.4

- Lo scenario su cui si fonda il PNIEC, caratterizzato da un **rilevante incremento delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili**, pone sfide importanti all'esercizio in sicurezza del Sistema Elettrico nazionale
- Per far fronte alle criticità evidenziate, quali **overgeneration** e **congestioni di rete**, è necessario porre in atto un ventaglio di soluzioni, che richiedono sia **interventi di tipo regolatorio**, che **investimenti** significativi da qui al 2030:
 - **Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale** (12 mld€ secondo il PdS 2018 di TERNA)
 - **Sviluppo della rete di distribuzione in ottica «smart»** (25.7 mld €)
 - Installazione di **nuovi Sistemi di Accumulo** (pompaggi ed elettrochimici) **sulla rete** (9.8 mld€)
 - Utilizzo di **Sistemi di Accumulo di piccola taglia** per incrementare l'**autoconsumo** delle produzioni FV
 - Partecipazione delle **Fonti Rinnovabili Non Programmabili** alla fornitura di servizi di **riserva a scendere**
 - Promozione del **Demand Side Management** (es. «smart charging» EV)

Il 2030 è dietro l'angolo e occorre agire fin da subito!!!

Grazie per l'attenzione

michele.benini@rse-web.it