



Impatto dello scenario PNIEC sul sistema elettrico ed esigenze di sistemi di accumulo

Risultati del Tavolo di Lavoro RSE-TERNA

Michele Benini – RSE
Francesco Marzullo – TERNA

Catania, 6 Dicembre 2019

Scopo del lavoro

Analizzare le esigenze del sistema elettrico per raggiungere gli obiettivi definiti nel **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)**, in particolare i target di FER e il contenimento dell'overgeneration residua, anche attraverso l'ulteriore installazione di sistemi di accumulo (SdA).

Attività Svolte

Effettuati approfondimenti mediante simulazioni per i seguenti scenari:

- **Scenario PNIEC 2030**
- **Sensitivity V0**: differente ripartizione zonale della capacità FV rispetto allo scenario PNIEC
- **Sensitivity V1**: maggiore domanda e capacità FV installata rispetto allo scenario PNIEC

Per ciascuno scenario sono state anche valutate **differenti ipotesi di capacità installata di nuovi sistemi di accumulo** e relative **ripartizioni zonali** per analizzare l'effetto di configurazioni alternative, finalizzate al contenimento dell'overgeneration.

Scenari considerati e sensitivity

Scenari			PNIEC	V0	V1
			Sviluppo FER e rete come dal PNIEC, apertura MSD a nuove risorse	Differente ripartizione zonale del FV a terra rispetto al PNIEC	Incremento installato FV e Domanda rispetto al PNIEC
CASI	N	Assenza di nuovi sistemi di accumulo	Non Prevista Installazione di Nuovi SdA	+2 GW FV al Sud No Nuovi SdA	+4 GW PV In Italia +1,4 TWh Domanda in Italia No Nuovi SdA
	A	Nuovi SdA con prevalenza di impianti di pompaggio	+4,5 GW Pompaggi +1,5 GW SdA Elettrochimici	+2 GW FV Sud +5 GW Pompaggi +1,5 GW SdA Elettrochimici	+4 GW PV In Italia +1,4 TWh Domanda in Italia +6 GW Pompaggi +2 GW SdA Elettrochimici
	B	Nuovi SdA con ripartizione simile tra accumuli elettrochimici e idroelettrici	+3 GW Pompaggi +3 GW SdA Elettrochimici	+2 GW FV Sud +3,5 GW Pompaggi +3 GW SdA Elettrochimici	+4 GW PV In Italia +1,4 TWh Domanda in Italia +4 GW Pompaggi +4 GW SdA Elettrochimici

Descrizione del fabbisogno e degli scambi energetici al 2030			
	PNIEC	V0 vs PNIEC	V1 vs PNIEC
[TWh]			
Fabbisogno elettrico	330	-	+1,4
Import/ Export	≈28	-	-

*La minore capacità di generazione solare nello scenario V0 rispetto al PNIEC consente di rispettare il target FER in virtù delle differenti producibilità dovute alle differenti ipotesi di localizzazione zonale

Capacità di Generazione al 2030			
	PNIEC	V0 vs PNIEC	V1 vs PNIEC
[GW]			
FER			
Solare	50,8	-0,1*	+4
Eolico	18,4	-	-
Geotermico	0,9	-	-
Bioenergie	3,7	-	-
Idroelettrico	19,2	-	-
TERMOELETTTRICO			
Gas	50	-	-

Domanda Elettrica* [TWh]



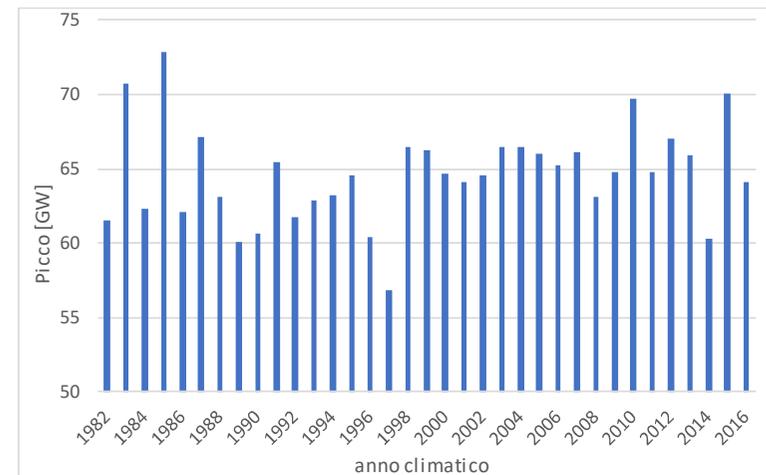
Per lo scenario PNIEC 2030 si può osservare una crescita moderata della domanda rispetto ai precedenti anni orizzonte. Tuttavia, il valore ottenuto **si discosta significativamente dai valori degli scenari studiati in altri tavoli allo stesso anno orizzonte** (ST-DG, fonte ENTSO-E).

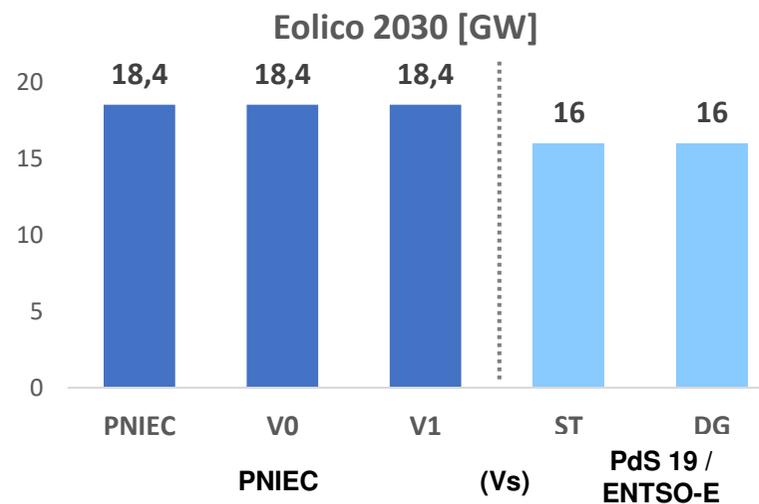
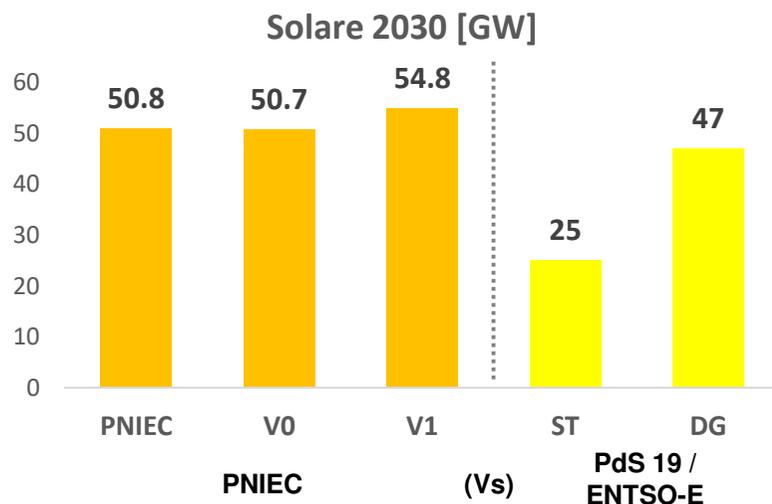
La differente crescita è giustificata dai diversi driver che caratterizzano i vari scenari. In particolare, lo scenario PNIEC è caratterizzato da un **importante efficientamento** dei consumi per via dello sviluppo tecnologico ad essi associato.

Il mancato raggiungimento di questi obiettivi di efficienza determinerebbe un significativo incremento del fabbisogno con conseguente impatto sulle analisi di adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico.

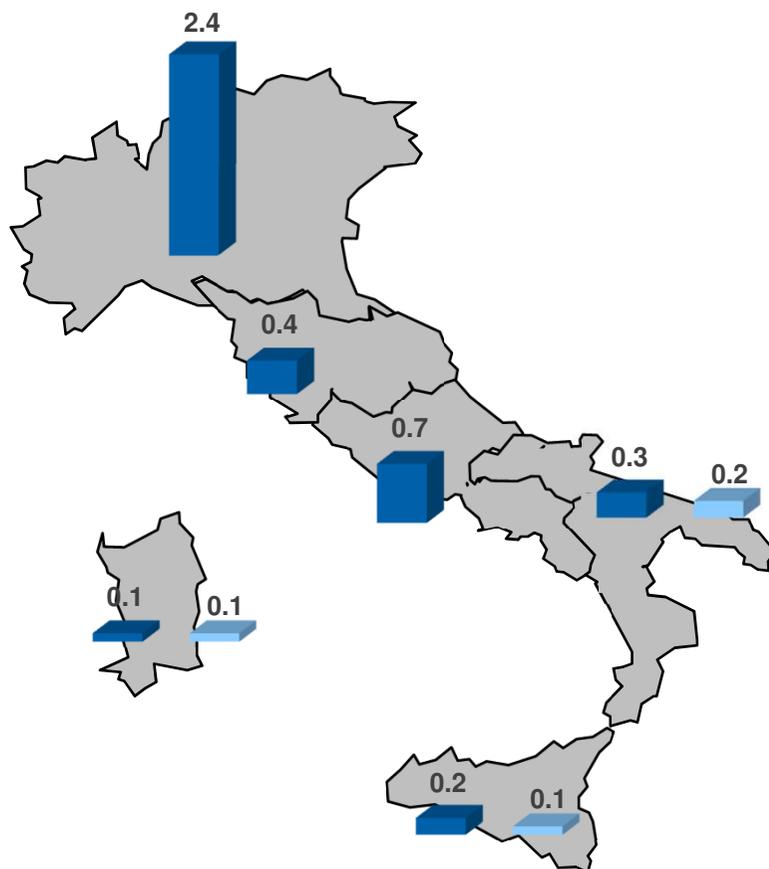
TRAPUNTA (Temperature Regression and IoAd Projection with UNcertainTy Analysis): software utilizzato in ambito **ENTSO-E** che consente la profilatura della domanda in funzione degli input tecnologici e delle serie climatiche storiche.

La simulazione considera in input i **34 anni climatici** forniti da ENTSO-E. Per l'anno climatico medio (1984) si ottiene un carico di **330 TWh** (target PNIEC) e un picco di circa **60 GW**. Il carico per i vari anni oscilla tra **326 e 347 TWh**, mentre il picco (figura in basso) varia tra **57 e 72 GW**.





- La **producibilità eolica on-shore e fotovoltaica** considerata per le analisi al 2030 risulta più alta rispetto a quella attuale:
 - l'incremento di producibilità fotovoltaica è stimato pari a circa **100 ore equivalenti in più** rispetto alla media storica ($\approx +7\%$) in tutte le zone di mercato italiane;
 - l'incremento di producibilità eolica on-shore varia **tra le 300 e le 400 ore equivalenti in più** rispetto alla media storica ($\approx +17\%$) e alla zona di mercato.
- Gli incrementi sono dovuti a uno **sviluppo tecnologico del parco eolico e fotovoltaico installato** che porterà a una più alta efficienza e a una maggiore capacità di utilizzo della fonte primaria.
- Per l'analisi di adeguatezza, in un'ottica cautelativa, si sono usati i registri storici dei **34 anni climatici** forniti da ENTSO-E.



-  SdA distribuiti accoppiati con FV rete BT [4.1 GW]
-  SdA distribuiti accoppiati con FV rete MT [0.4 GW]

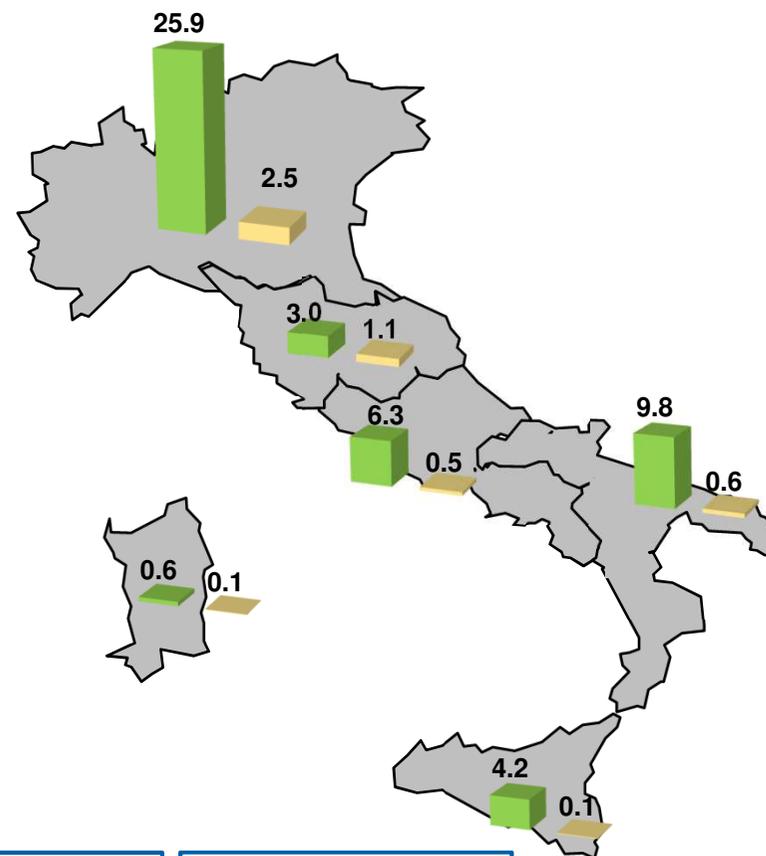
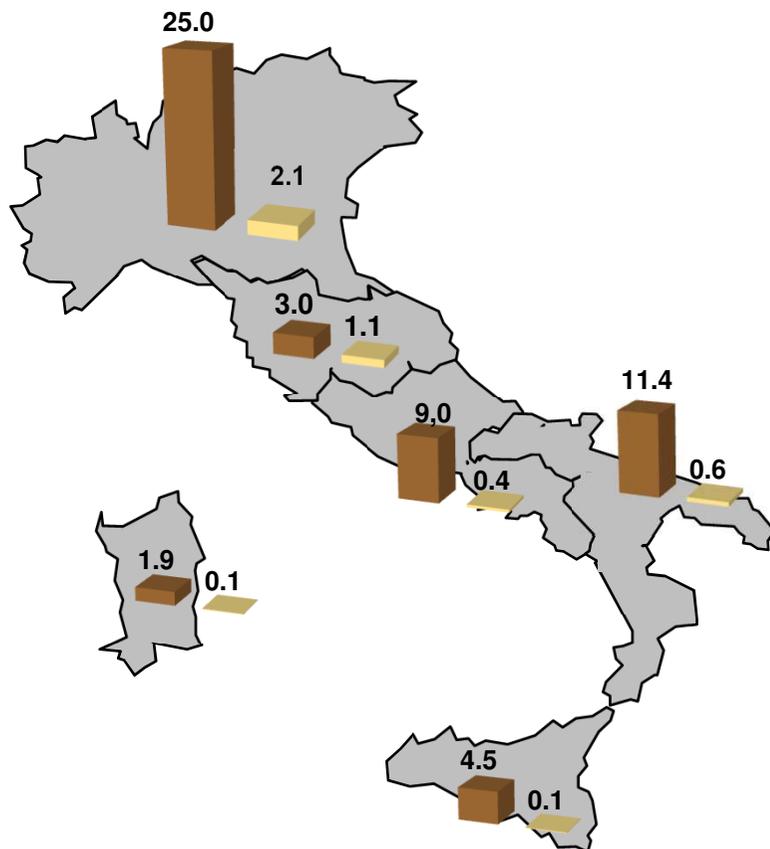
- Nello studio si suppone uno sviluppo di **SdA distribuiti** (4.5 GW di cui circa il 90% collegato alla rete BT) **accoppiati ad impianti FV**.
- La distribuzione geografica dei SdA distribuiti collegati alla rete BT è correlata alla crescita degli impianti FV:
 - in particolare il Nord è la zona di mercato italiana che registra la maggior crescita di installato FV e di conseguenza circa il 50% dei nuovi SdA distribuiti è stato ipotizzato in tale area.
- I SdA distribuiti collegati alla rete MT invece sono stati ipotizzati al Sud e nelle Isole poiché in tali zone si prevede una maggiore realizzazione di impianti di grande taglia.
- Il funzionamento dei SdA distribuiti è ipotizzato non dipendente dal mercato, ma **finalizzato alla massimizzazione dell'autoconsumo** (carica nelle ore centrali del giorno e scarica in ore serali)

Installato termoelettrico 2030 – Ripartizione zonale



← ATTUALE (GW) →

← PNIEC 2030 (GW) →



- Termico attuale [54.8 GW]*
- Gas [~50 GW]
- Biomasse + Geotermico [~5 GW]

Focus Sardegna

Dismissioni:

- > Assemmini (150 MW), Sarlux (630 MW), Fiumesanto (534 MW), Sulcis (432 MW).

Riconversioni:

- > Ottana da olio a gas (Pmax da 80 a 100 MW).

Impianti Nuovi:

- > OCGT (400 MW) + UPnR (50 MW).

Focus Sicilia

Dismissioni:

- > Porto Empedocle (60 MW), Termini Imerese (250 MW).

Riconversioni:

- > San Filippo del Mela da olio a gas (Pmax di 900 MW invariata).



Principali interventi di sviluppo entro il 2023

Interconnessioni

- HVDC Montenegro – Italia (600 MW)
- Elettrodotto 132/110 kV Prati di Vizze (IT) – Steinach (AT)
- HVDC Italia – Francia (1200 MW)

Interzonal

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

Ulteriori Interventi

- Compensatori Sincroni almeno 4500 MVar di cui 750 MVar in Sardegna e collegamento 380 kV Brindisi Nord

Principali interventi di sviluppo entro il 2030

Interconnessioni

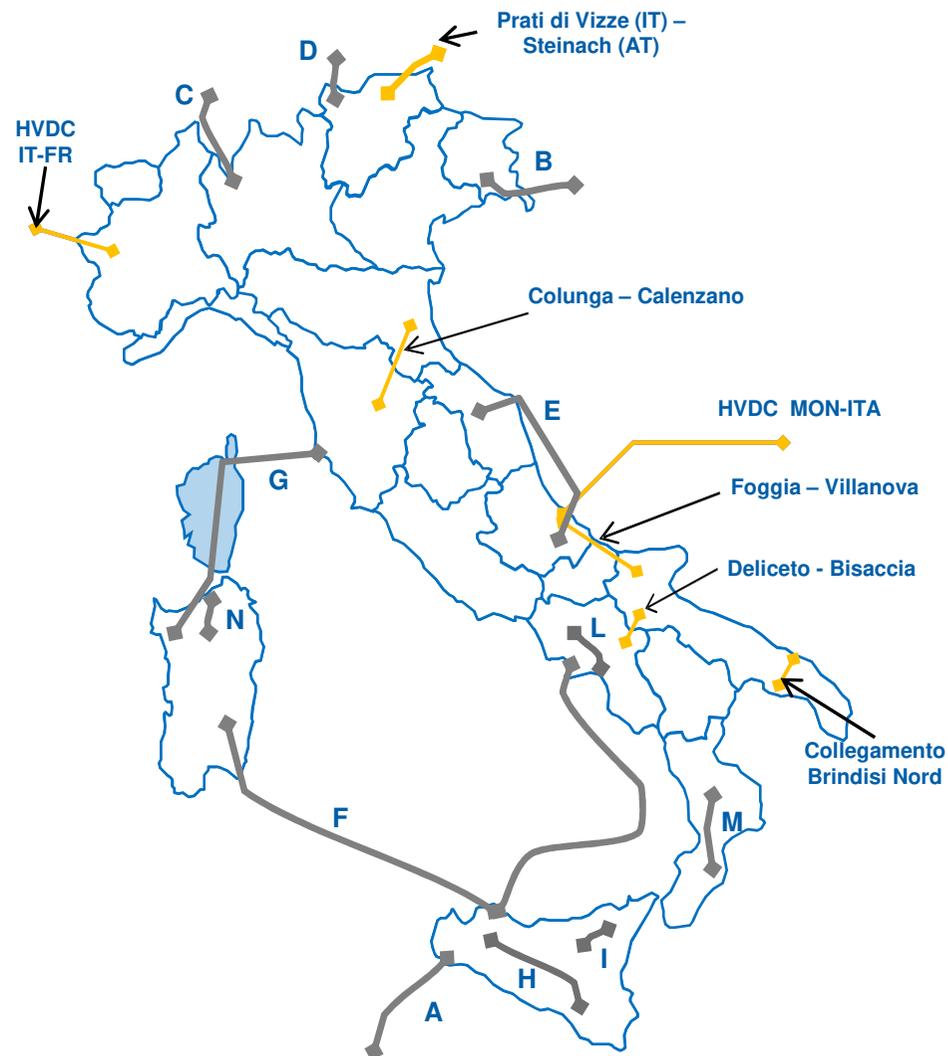
- Interconnessione Italia-Tunisia (A)
- Interconnessione Italia-Slovenia (B)
- Interconnessione Italia-Svizzera (C)
- HVDC Montenegro – Italia (2° polo)
- Potenziamento elettrodotto 220 kV Interconnessione Italia – Austria (D)

Interzonal

- HVDC Centro Sud-Centro Nord (E)
- HVDC Campania – Sicilia – Sardegna (F)
- HVDC Sardegna – Corsica – Italia (Sa.Co.I.3) (G)

Ulteriori Interventi

- Elettrodotto 380 kV Chiramonte Gulfi-Ciminna (H)
- Elettrodotto 380 kV Assoro-Sorgente 2-Villafranca (I)
- Elettrodotto 380 kV Montecorvino-Avellino Nord-Benevento II (L)
- Riassetto rete nord Calabria (M)
- Elettrodotto 150 kV S.Teresa – Buddusò (N)



Sviluppi di rete - Limiti di transito tra zone di mercato al 2030

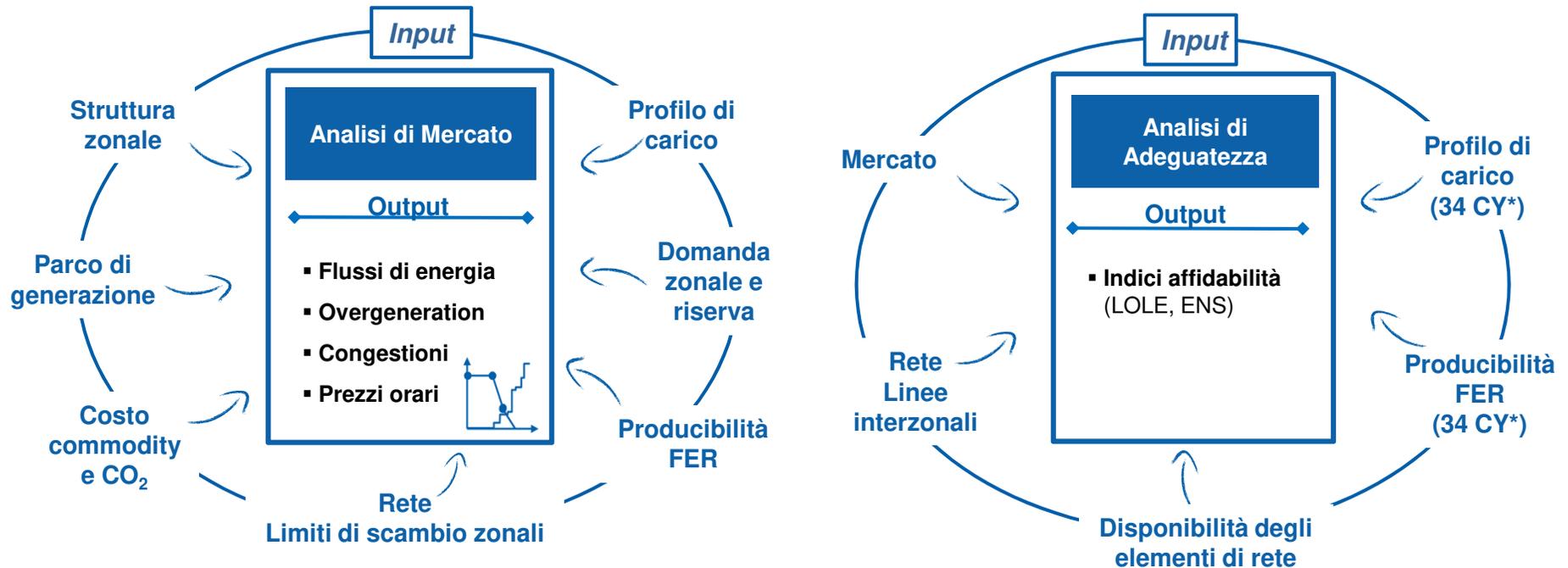
- Risalta un **forte potenziamento** della capacità di transito sulle **sezioni Centro Sud – Centro Nord** e **Centro Nord – Nord** (incremento **>1000 MW** in entrambe le direzioni) grazie ai nuovi interventi di sviluppo.
- Creazione di nuove sezioni tramite il **Triterminale** tra Sicilia, Sardegna e Penisola Italiana (PI in tabella).

MW

→		Sezione	←	
2019	2030	INVERNO	2019	2030
3900	4900	NO-CN	1700	3100
1500	2700	CN-CS	2700	3850
inf.	inf.	CS-SU	4600	5700
1100	1100	SU-SIC	1200	1200
300	400	CN-SAR	300	400
890	890	SAR-CS	720	720
-	1000	SIC-SAR	-	1000
-	1000	SIC-PI	-	1000

MW

→		Sezione	←	
2019	2030	ESTATE	2019	2030
3500	4450	NO-CN	1500	2850
1200	2300	CN-CS	2500	3650
inf.	inf.	CS-SU	4600	5700
1100	1100	SU-SIC	1200	1200
300	400	CN-SAR	300	400
890	890	SA-CS	720	720
-	1000	SIC-SAR	-	1000
-	1000	SIC-PI	-	1000



- Dalle analisi di mercato si individuano le azioni finalizzate a limitare le **congestioni di rete** e l'**overgeneration (< 1 TWh^{***})**, massimizzando i benefici per il sistema
- Simulazione effettuata su **anno climatico** medio (1984)

- Dalle analisi di adeguatezza si individuano le azioni finalizzate a garantire l'**adeguatezza del Sistema Elettrico** rispetto a target europei (LOLE: 3h, ENF: 1x10⁻⁵ p.u.**)
- Analisi di adeguatezza svolta considerando **34 anni climatici**

* CY=climatic years. Le analisi di adeguatezza considerano una variabilità sugli input segnalati in accordo a serie storiche condivise in ambito ENTSO-E.

** Valore in per unità rispetto alla domanda

*** Nel PNIEC al 2030 viene quantificato preliminarmente un fabbisogno di nuovi sistemi di accumulo di 6000 MW concentrati, aggiuntivi agli accumuli distribuiti, che risulta 'funzionale anche a contenere l'overgeneration da rinnovabili intorno a 1 TWh'. In aggiunta si menziona tra gli obiettivi per la sicurezza energetica del sistema elettrico la 'riduzione del fenomeno dell'overgeneration fino a valori intorno a 1 TWh al 2030, attraverso il potenziamento della rete e un uso crescente, e più efficiente, dei sistemi di accumulo'.



EENS [p.u.]

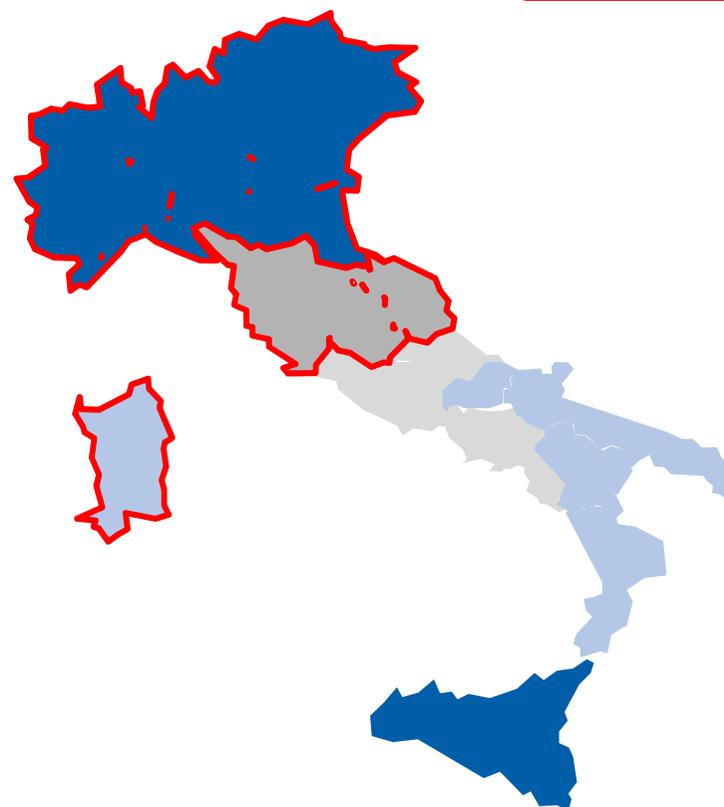
<10⁻⁵

LOLE [h]

<3

PNIEC 2030

Aree maggiore rischio di adeguatezza

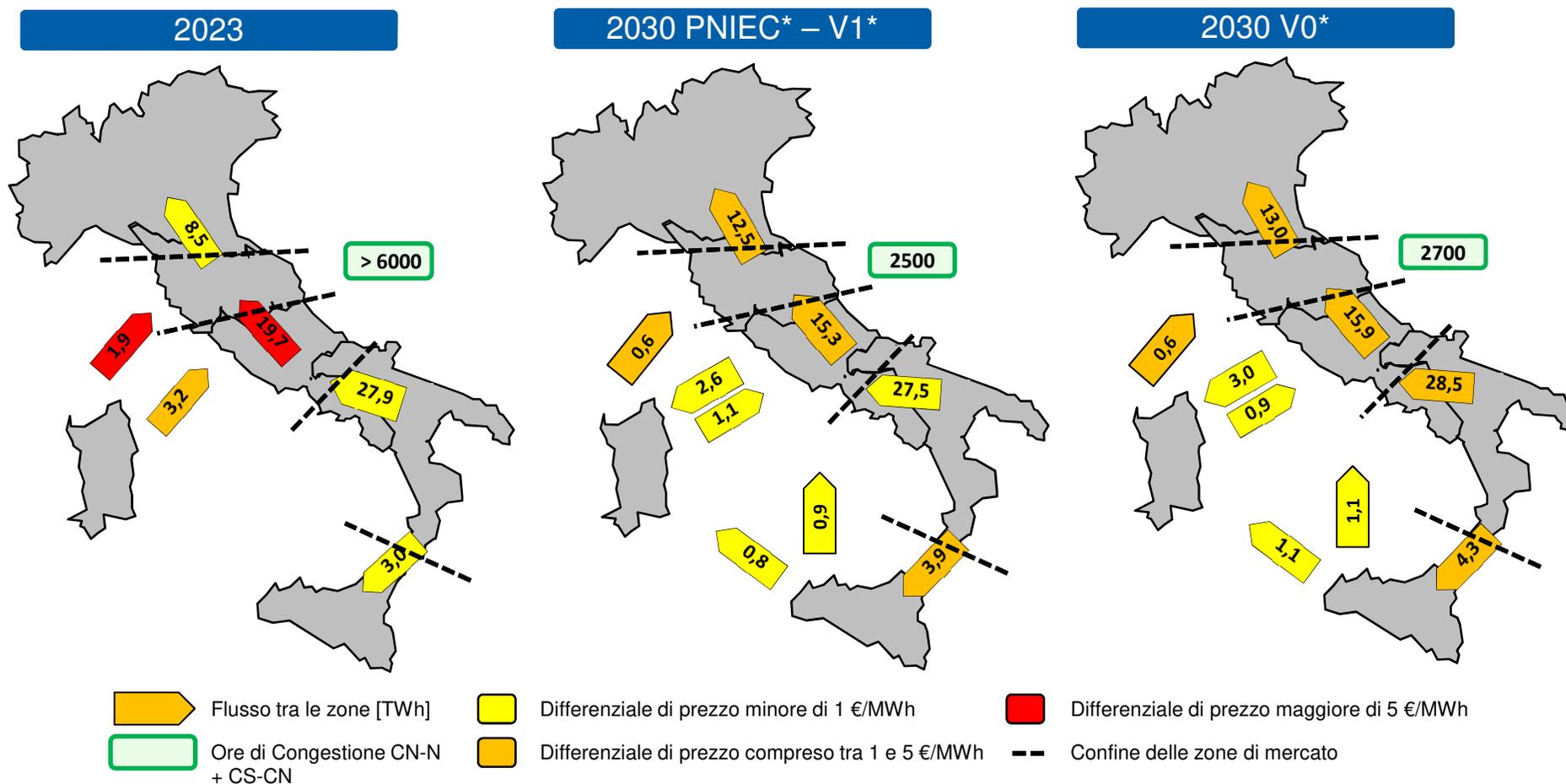


- Le analisi probabilistiche sulla rete mostrano **uno scenario 2030 PNIEC adeguato - Scenario Base A** - (sia in termini di LOLE, numero di ore di distacco carico, sia in termini di EENS, energia non fornita) nelle ipotesi di:
 - **3 GW** di nuovi **accumuli** rispetto a quanto previsto nello scenario 2025 PNIEC
 - **1 GW** di nuovo **termoelettrico** installato, rispetto al 2025 PNIEC
- Il sistema risulta globalmente adeguato evidenziando le aree **Nord**, **Centro Nord** e **Sardegna**, come aree con i **margini di adeguatezza ridotti**

Simulazioni di Mercato - Flussi e differenziali di prezzo



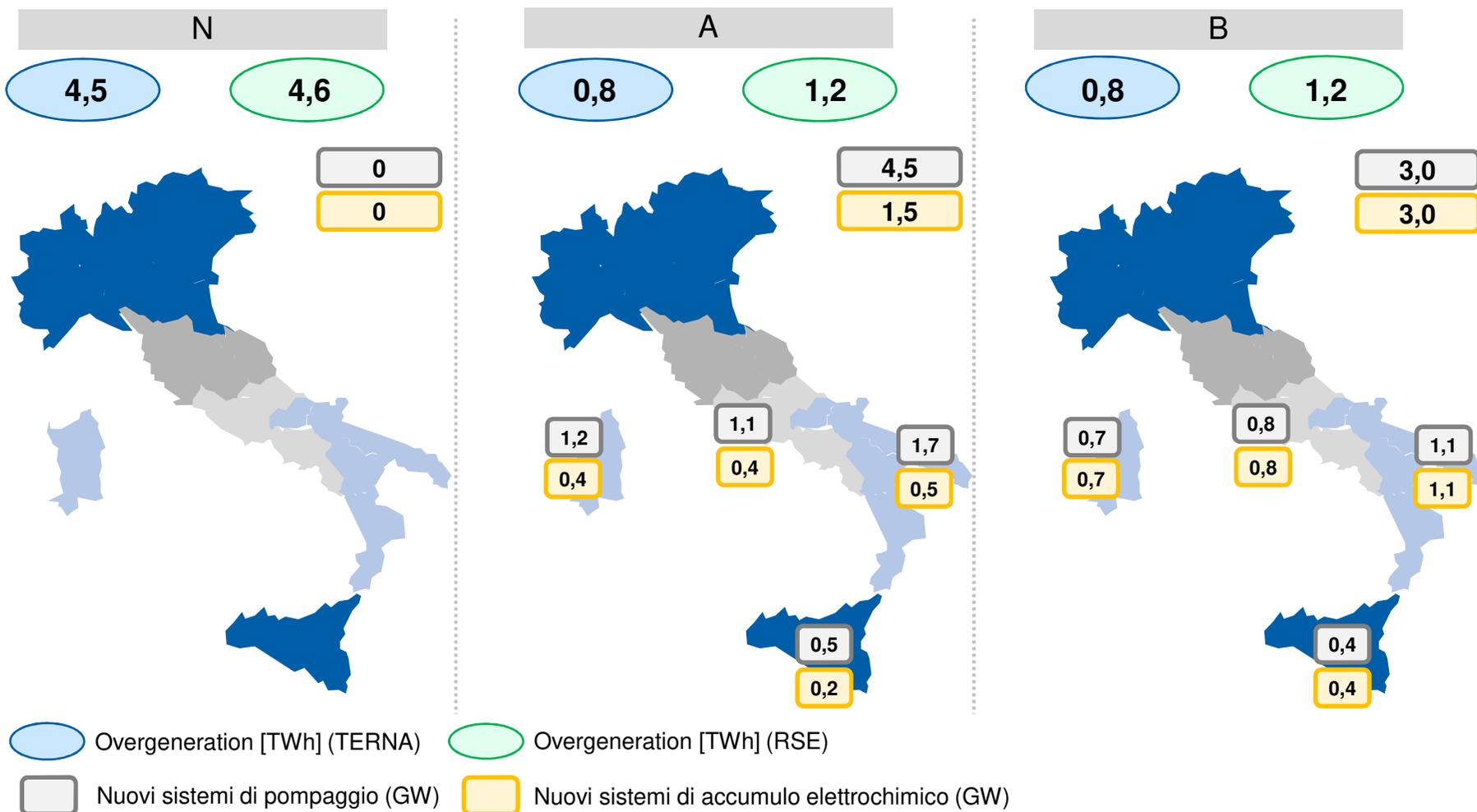
- Le **ore di congestione** tra le sezioni Centro Sud-Centro Nord e Centro Nord-Nord, seppure inferiori rispetto ai valori ottenuti al 2023 grazie agli interventi previsti nel Piano di Sviluppo di TERNA, risultano essere ancora **considerevoli**.
- Confrontando gli scenari al 2030, nel caso **V0** si registra un **maggior flusso di energia** da **Sud** verso **Nord** causato dalla maggiore concentrazione di FV in zona Sud, con un conseguente aumento del differenziale di prezzo fra la zona Sud e la zona Centro Sud.





Scenario PNIEC

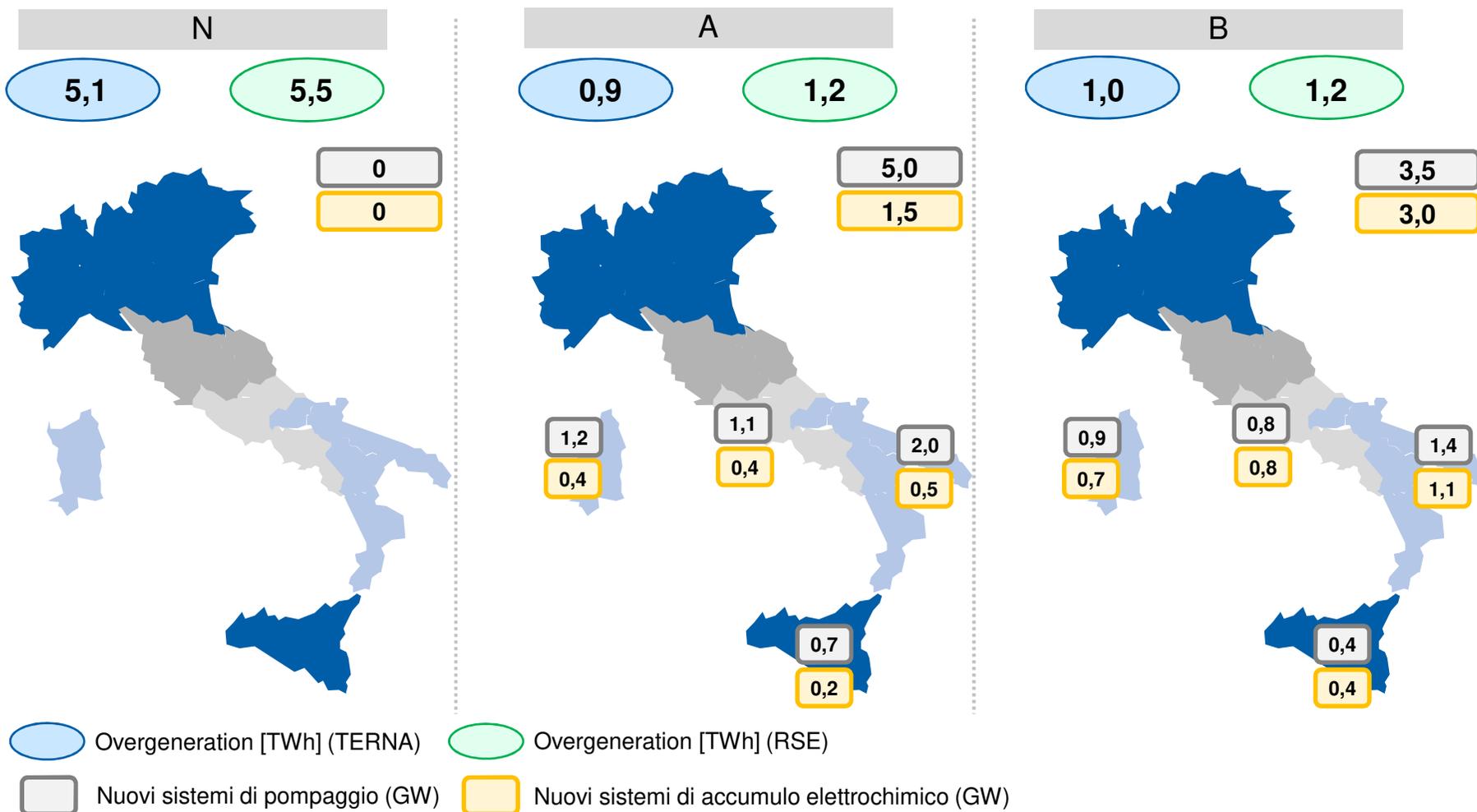
➤ Confronto tra i valori di OG, ottenuti da Terna e da RSE, e distribuzione zonale dei nuovi sistemi di accumulo nello scenario PNIEC





Variante V0

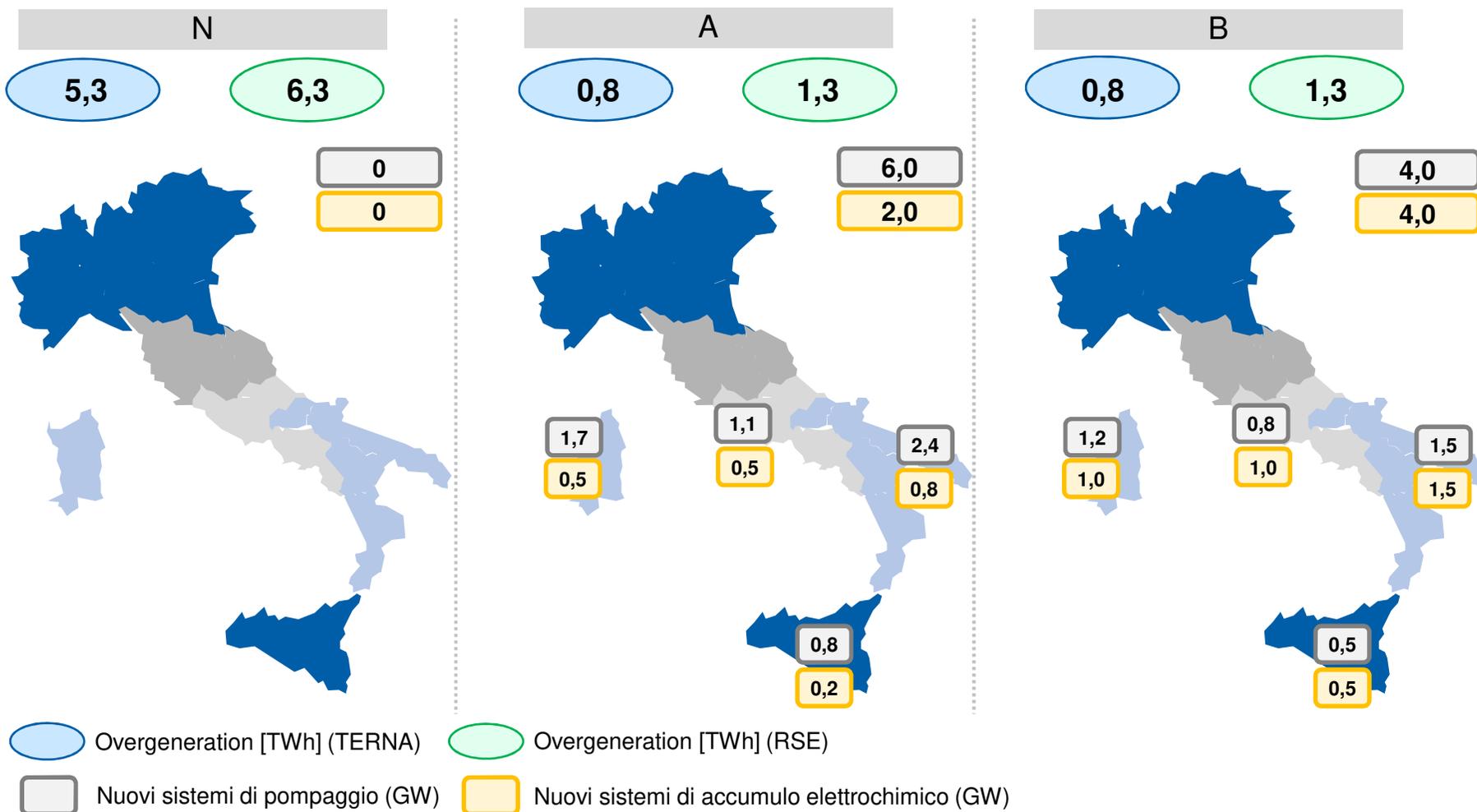
➤ Confronto tra i valori di OG, ottenuti da Terna e da RSE, e distribuzione zonale dei nuovi sistemi di accumulo nello scenario V0



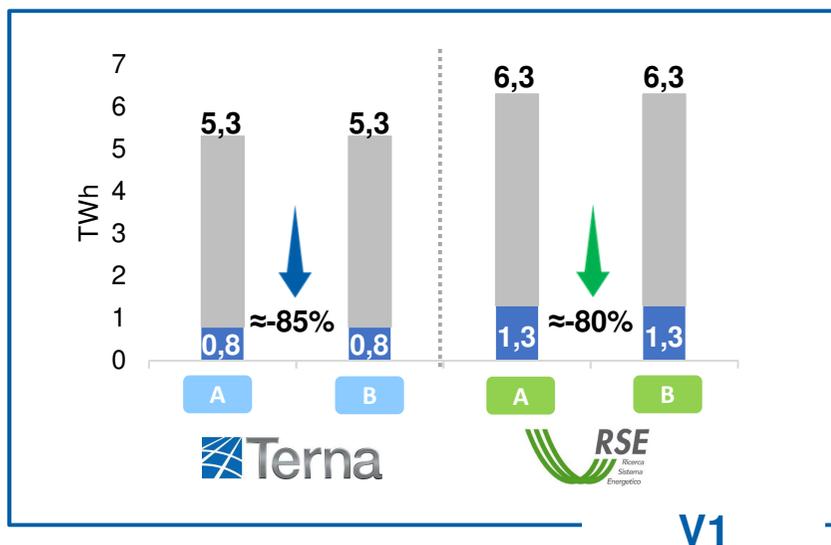
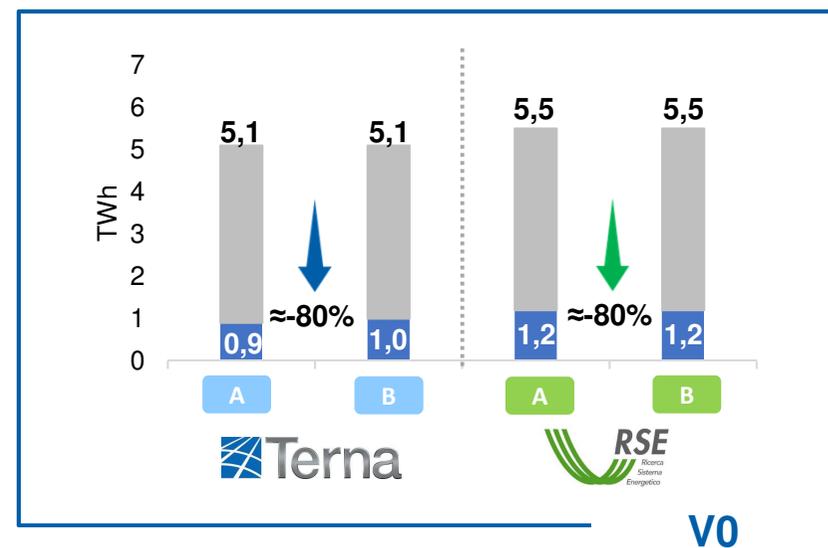
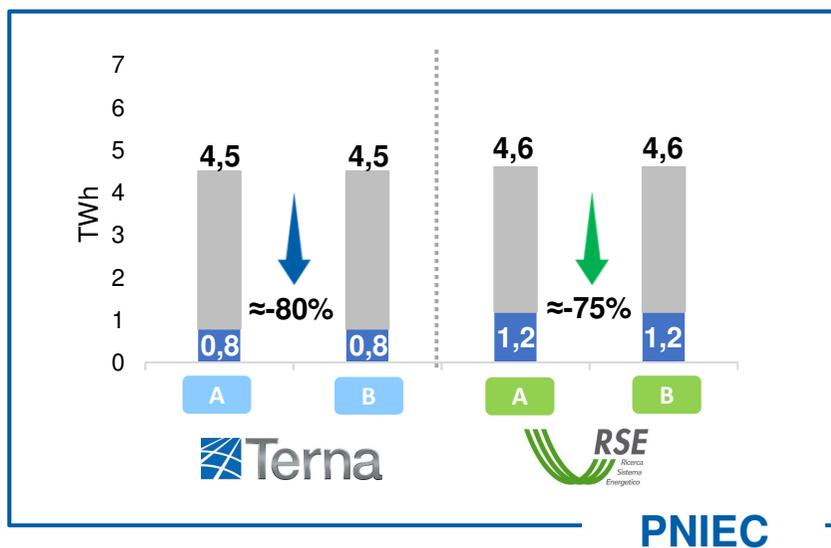


Variante V1

➤ Confronto tra i valori di OG, ottenuti da Terna e da RSE, e distribuzione zonale dei nuovi sistemi di accumulo nello scenario V1



Simulazioni di Mercato - Overgeneration 2030



OG residua (blue square) OG risolta (grey square)

- **PNIEC vs V0**: la maggiore concentrazione del FV al Sud aggrava i problemi di OG (0,5÷0,9 TWh in più nel caso senza SdA) e rende necessario l'utilizzo di una maggiore quantità di SdA (+0,5 GW vs PNIEC) per l'abbattimento dell'OG
- **PNIEC vs V1**: la maggiore installazione di 4 GW di FV incrementa il valore di OG registrato nel caso privo di SdA aggiuntivi (0,8÷1,7 TWh in più) e rende necessario l'utilizzo di una ancora maggiore quantità di SdA (+2 GW vs PNIEC) per l'abbattimento dell'OG
- **A vs B**: gli impianti di pompaggio e i sistemi di accumulo elettrochimico producono lo **stesso effetto** in termini di **riduzione dell'OG**, pur avendo prestazioni e funzionalità differenti ai fini della gestione della rete di trasmissione

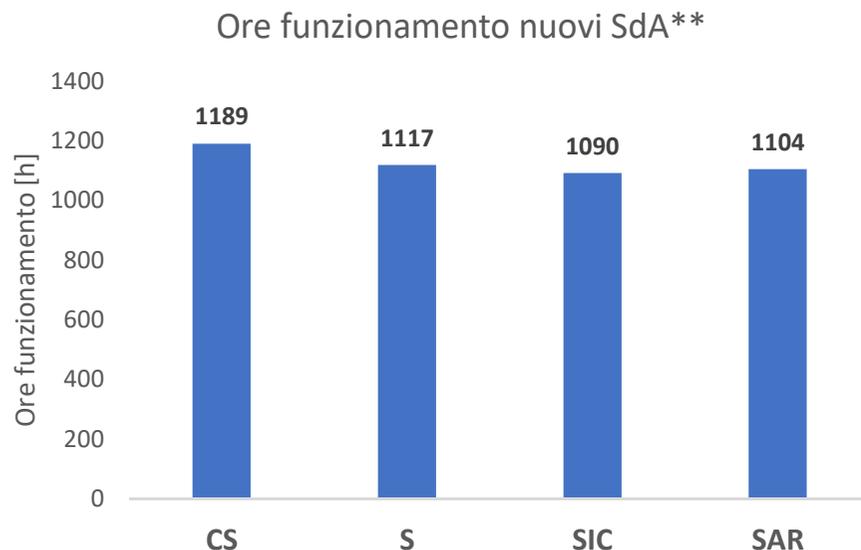
Simulazioni di Mercato – Riepilogo 2030



- In tabella è riportato il valore di energia accumulata nelle diverse simulazioni, e anche in questo caso si evince un buon allineamento fra i risultati ottenuti da TERNA e da RSE.
- La variante **V1** è caratterizzata dai valori più alti di energia accumulata nei SdA sia perché sono presenti **ulteriori 4 GW di FV**, sia perché sono stati inseriti **ulteriori 2 GW di SdA** per limitare l'OG residua intorno a **1 TWh**.
- Nei casi A e B (in tutti gli scenari) l'energia accumulata da parte dei SdA aumenta sostanzialmente grazie alla nuova capacità installata. Questo permette di raggiungere il target stabilito per l'overgeneration residua.

Scenario	Caso	Elettrochimici [GW]	Pompaggi [GW]	Terna		RSE	
				Energia accumulata SdA [TWh]	OG [TWh]	Energia accumulata SdA [TWh]	OG [TWh]
Senza interventi *		+0	+0			9,2	10,8
PNIEC	N	+0	+0	8,2	4,5	7,0	4,6
	A	+1,5	+4,5	13,5	0,8	11,1	1,2
	B	+3	+3	13,8	0,8	11,0	1,2
V0	N	0	0	8,2	5,1	7,0	5,5
	A	+1,5	+5	14,7	0,9	12,1	1,2
	B	+3	+3,5	15,0	1,0	11,9	1,2
V1	N	0	0	8,8	5,3	8,0	6,3
	A	+2	+6	16,0	0,8	13,9	1,3
	B	+4	+4	16,5	0,8	13,8	1,3

*Una analisi specifica svolta da RSE ha mostrato che, oltre ai nuovi SdA, anche gli **interventi di sviluppo della RTN** e l'**estensione della partecipazione al mercato MSD di nuove risorse** (FRNP e DSR) previsti nel PNIEC, forniscono un **contributo importante** per l'integrazione del contingente FER. Il valore di overgeneration crescerebbe da **4,5 TWh** a oltre **10 TWh** non considerando queste azioni, valore allineato con quello pubblicato da TERNA (con assunzioni simili) nel Piano di Sviluppo 2019.



- Per i **nuovi** sistemi di accumulo, le ore equivalenti medie di funzionamento sono paragonabili tra le zone di mercato, con valori superiori a **1000 ore/anno**.

* Le ore equivalenti di funzionamento si riferiscono solo alla fase di accumulo

** I valori delle ore equivalenti di funzionamento sono calcolati come media sulla capacità installata tra pompaggi e accumuli elettrochimici
Risultati relativi allo scenario PNIEC caso A (media Terna-RSE)

*** Impianti localizzati nelle zone di mercato Centro-Sud, Sicilia e Sardegna

- L'installazione di nuovi SdA porta a una riduzione dell'OG di circa l'**80%** corrispondente ad un incremento di **energia accumulata** dai SdA di circa il **+65%**
- L'**incremento di OG** e la sinergia con i nuovi impianti di pompaggio porta ad un incremento delle **ore equivalenti di funzionamento*** degli **impianti esistenti**. In particolare, si ottiene un incremento di circa il **+90%** per i pompaggi localizzati al **nord** (da circa 320 ore equivalenti negli ultimi anni a circa 620 ore equivalenti previste), e di circa il **+80%** per gli impianti localizzati nel **meridione***** (da circa 370 ore equivalenti negli ultimi anni a circa 680 ore equivalenti previste), in linea con l'obiettivo indicato nel PNIEC al 2030, ovvero un incremento di almeno il 70% dell'utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti.

- Gli impianti **esistenti** sono caratterizzati da **vincoli tecnici** (capacità di accumulo <8h) e da **vincoli ambientali**.



- › Analisi RSE mostrano che gli **interventi di sviluppo della RTN** e **l'estensione della partecipazione al MSD di nuove risorse** forniranno un contributo importante per contenere il valore di **overgeneration** (da oltre 10 TWh a circa 4,5 TWh).
- › Al 2030 la piena **integrazione** dei contingenti FER sarà realizzabile se **accompagnata** da uno sviluppo significativo di **sistemi di accumulo (SdA)** sia elettrochimici che idroelettrici. L'obiettivo è portare il quantitativo di overgeneration residua a valori prossimi a **1 TWh**.
- › Si considera una elevata penetrazione di **SdA distribuiti** (circa **4,5 GW**) collegata allo sviluppo degli impianti fotovoltaici, finalizzati alla massimizzazione dell'autoconsumo.
- › Si evidenzia un fabbisogno di nuovi sistemi di **accumulo** di circa **6 GW** localizzati principalmente nella zona **Sud**, seguita da **Sicilia** e **Sardegna**:
 - › di questi almeno il **50%** dovrebbero essere nuovi **impianti di pompaggio**, il resto accumuli elettrochimici con rapporto capacità / potenza di circa 8 kWh/kW
 - › per una diversa **distribuzione della nuova capacità di generazione FV** (+2 GW al Sud rispetto al PNIEC) o per un **incremento dell'installato FV** (+4 GW rispetto al PNIEC), dalle analisi risulta necessario un contingente maggiore di nuovi sistemi di accumulo di **+(0,5÷2) GW** rispettivamente, per un totale di **(6,5÷8) GW**.



Grazie dell'attenzione!

