

Il sistema elettrico italiano al 2030: scenari ed opportunità

Milano, 16 giugno 2017



15 Febbraio 2012

## Il sistema elettrico italiano al 2030: scenari evolutivi

Alberto Gelmini (RSE)



# Obiettivo



- elaborare una serie di simulazioni del sistema elettrico italiano al 2030 per:
  - fornire informazioni sullo stato del sistema elettrico nazionale;
  - fornire indicazioni su alcuni possibili **interventi per la mitigazione delle criticità** che si individuano e valutarne **gli impatti su sistema** e mercato elettrici.

i risultati delle simulazioni del sistema elettrico italiano nei tre diversi scenari, sono illustrati principalmente in termini di:

- prezzi dell'energia;
- overgeneration;
- transiti netti e congestioni.

Attraverso tali risultati è possibile valutare gli impatti (positivi o negativi) di natura energetica associati ai diversi scenari.



# L'evoluzione del sistema elettrico: definizione ed inquadramento degli scenari evolutivi

collabo  
co

# Metodologia



- Sono stati individuati **3 scenari evolutivi, costruiti a partire dallo scenario VISION 3 del TYNDP 2016 Scenario Development Report di ENTSO-E\***.
- Tale scenario è caratterizzato da un **forte sviluppo delle fonti rinnovabili ed è compatibile con gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030**.

	Slowest progress	Constrained progress	National green transition	European green revolution
	V1	V2	V3	V4
<b>Economic and financial conditions</b>	Least favourable	Less favourable	More favourable	Most favourable
<b>Focus of energy policies</b>	National	European	National	European
<b>Focus of R&amp;D</b>	National	European	National	European
<b>CO<sub>2</sub> and primary fuel prices</b>	low CO <sub>2</sub> price, high fuel price	low CO <sub>2</sub> price, high fuel price	high CO <sub>2</sub> price, low fuel price	high CO <sub>2</sub> price, low fuel price
<b>RES</b>	Low national RES (>= 2020 target)	Between V1 and V3	High national RES	On track to 2050
<b>Electricity demand</b>	Increase (stagnation to small growth)	Decrease compared to 2020 (small growth but higher energy efficiency)	stagnation compared to 2020(	Increase (growth demand)
<b>Demand response (and smart grids)</b>	As today	Partially used	Partially used	Fully used
	0%	5%	5%	20%
<b>Electric vehicles</b>	No commercial break through of electric plug-in vehicles	Electric plug-in vehicles (flexible charging)	Electric plug-in vehicles (flexible charging)	Electric plug-in vehicles (flexible charging and generating)
	0%	5%	5%	10%
<b>Heat pumps</b>	Minimum level	Intermediate level	Intermediate level	Maximum level
	1%	5%	5%	9%
<b>Adequacy</b>	National - not autonomous limited back-up capacity	European - less back-up capacity than V1	National - autonomous high back-up capacity	European - less back-up capacity than V3
<b>Merit order</b>	Coal before gas	Coal before gas	Gas before coal	Gas before coal
<b>Storage</b>	As planned today	As planned today	Decentralized	Centralized

\* [https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/150521\\_TYNDP2016\\_Scenario\\_Development\\_Report\\_for\\_consultationv2.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/150521_TYNDP2016_Scenario_Development_Report_for_consultationv2.pdf)

# Gli scenari evolutivi del sistema elettrico



- **3 scenari evolutivi** del sistema elettrico identificati (costruiti a partire dallo scenario “VISION 3”) e la relativa descrizione sintetica.

Scenario	Descrizione sintetica scenario
Green	Lo scenario si basa sulle ipotesi della <i>Vision 3</i> , ma si differenzia per una <b>domanda elettrica nazionale in leggera crescita</b> (+0,5% annuo dal 2015 al 2030 rispetto a -0,1% annuo della <i>Vision 3</i> ) e un <b>prezzo per i permessi di emissione ridotto del 30%</b> (50 €/tCO <sub>2</sub> invece di 70).
Smart Green	Lo scenario è sviluppato, a partire dallo scenario “Green”, prevedendo una <b>penetrazione di Sistemi di Accumulo (SdA) sia distribuite accoppiate a impianti fotovoltaici sia centralizzate per fornire servizi di <i>peak shaving</i> e servizi ancillari.</b>
Smart Green Electrification	Lo scenario è sviluppato, a partire dallo scenario “Smart Green” prevedendo una <b>maggiore elettrificazione dei consumi energetici</b> (anche trainata dai cambiamenti climatici) e l’implementazione del <i>demand response</i> nel settore residenziale.

# Gli scenari evolutivi del sistema elettrico al 2030



I 3 scenari si differenziano per una diversa articolazione degli impianti di produzione, della domanda di energia e della diffusione di una serie di soluzioni tecnologiche (Sistemi di accumulo, veicoli elettrici, *demand response*, pompe di calore, tecnologie per lo sviluppo delle reti elettriche)

Scenario	Termoelettrico non rinnovabile [TWh]	FER [TWh]	Import netto [TWh]	Capacità SdA su rete [GWh]	Richiesta di rete [TWh]
<i>Consuntivo 2015</i>	164	107	46	-	317
<b>Green</b>	109	185*	47,9	-	342**
<b>Smart Green</b>	109	185*	47,8	1	342**
<b>Smart Green Electrification</b>	119	185*	52	1	356***
<i>SEN 2017</i>	<i>(valori indicativi da Consultazione)</i>	170	30		

\* Fonte: Vision 3 TYNDP 2016

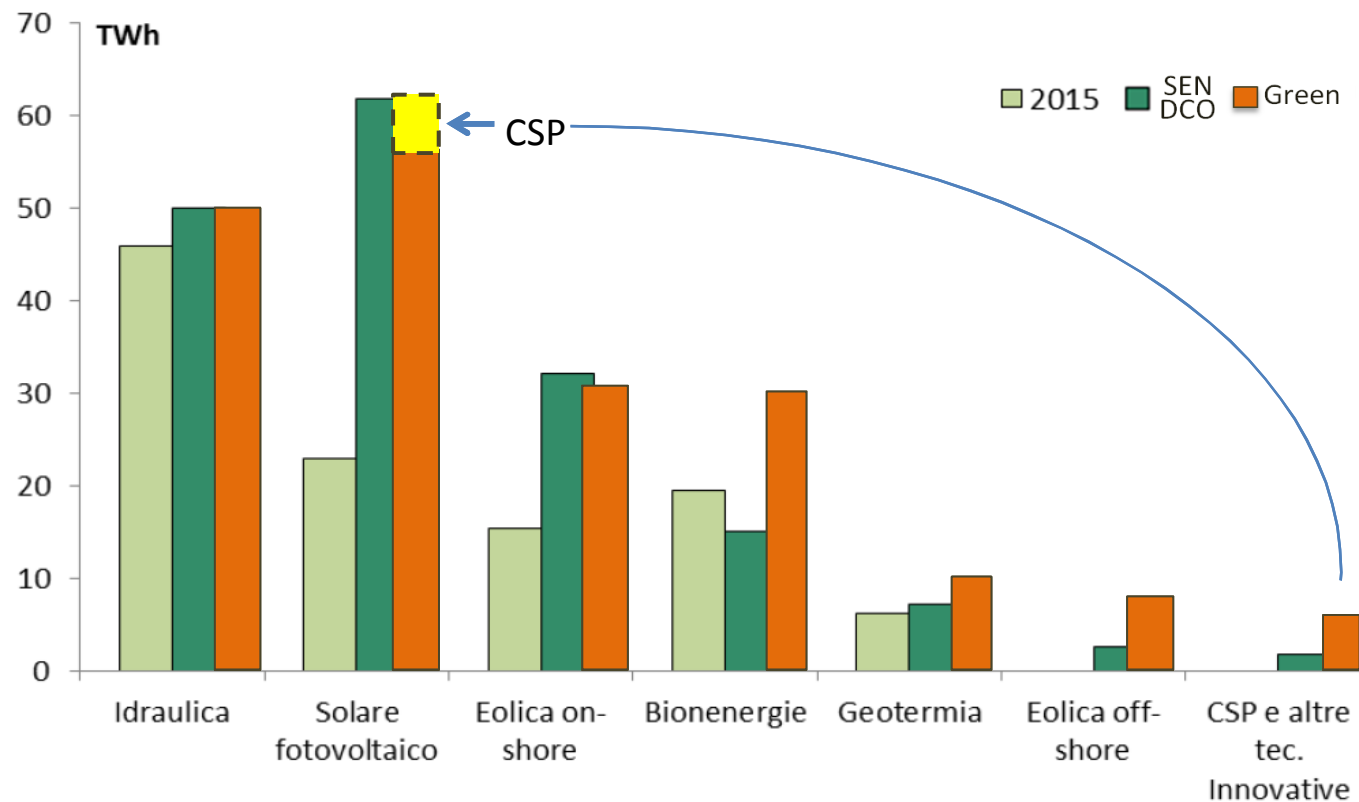
\*\* Fonte: Scenario Policy -36% ENEA-RSE, analisi del sistema elettrico pubblicata in "A methodology to assess the impact of 2030 EU climate and energy targets on the national power systems: the Italian case" EEM15

\*\*\* Include la maggior domanda stimata a seguito della diffusione dei **veicoli elettrici** (4.5 TWh) e delle pompe di calore per **riscaldamento** (2 GWhe) e per **raffrescamento** (7.5 GWhe).

# Gli scenari evolutivi del sistema elettrico al 2030



FER elettriche rinnovabili per fonte nei tre scenari al 2030 a confronto con 2015 e SEN (consultazione)

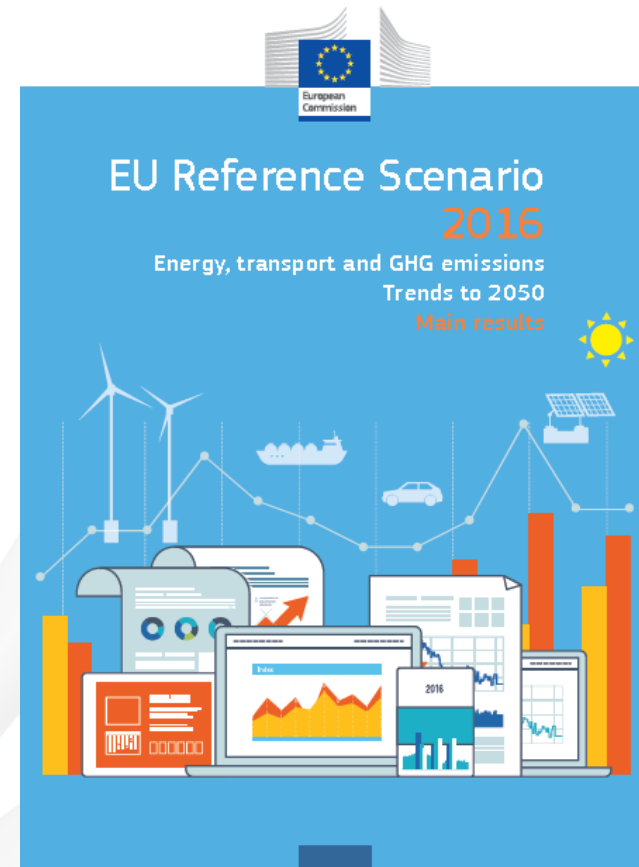




# Gli scenari evolutivi del sistema elettrico al 2030



- ✓ La caratterizzazione dei diversi scenari evolutivi, e la successiva stima delle ricadute associate è realizzata in maniera differenziale rispetto ad uno “**scenario di riferimento**” (inerziale), a policy attuale.
- ✓ Lo scenario di riferimento è il **Reference Primes 2016 (REF2016)\***, che definisce uno scenario evolutivo al 2030 che include anche gli effetti di tutte le politiche energetiche decise fino all’anno 2014.



\* [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160712\\_Summary\\_Ref\\_scenario\\_MAIN\\_RESULTS%20%28%29-web.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160712_Summary_Ref_scenario_MAIN_RESULTS%20%28%29-web.pdf)



# Gli scenari evolutivi del sistema elettrico al 2030



Ammontare delle diverse **soluzioni tecnologiche** rispetto allo **scenario di Riferimento**.

MACROCATEGORIA	TECNOLOGIE	Green	Smart Green	Smart Green Electrification
Fonti Rinnovabili ( <b>FER</b> )	Idroelettrico (GW)	0,1	0,1	0,1
	Eolico (GW)	3,4	3,4	3,4
	Fotovoltaico (GW)	15,8	15,8	15,8
	Altre fonti rinnovabili (GW)	1,1	1,1	1,1
Sistemi di accumulo ( <b>SdA</b> )	SDA distribuite (GWh)		6	6
	SDA centralizzate (GWh)		1	1
Veicoli elettrici	Veicoli elettrici e mobilità elettrica (mln #)	1,5	2,4	5,8
	Infrastruttura di ricarica (# punti di ricarica)	900	1.450	3.500
Demand Response	Tecnologie per la domotica (mln di kit Smart Home Appliances e Home Management System)			12
Pompe di Calore ( <b>PdC</b> )	PDC (MW)			7.000
Sviluppo <b>RTN</b> e reti di distribuzione	Sviluppo RTN (MW di nuova capacità da Centro Sud verso Nord)			1.000

# Metodologia: principali caratteristiche del simulatore MTSIM



- **Le simulazioni del sistema elettrico italiano al 2030 sono state effettuate attraverso il simulatore MTSIM (RSE).**
- MTSIM è un **simulatore di medio termine del mercato zonale Day-Ahead** in grado di ricostruire su un anno un dispacciamento ottimizzato delle risorse e di determinare i consumi di combustibile fossile, **le emissioni di CO<sub>2</sub>**, ma anche **informazioni relative alle criticità del sistema** (overgeneration, capacità di copertura dei picchi di carico, carenze di disponibilità di capacità di riserva). Già utilizzato per diversi studi a livello nazionale e paneuropeo (progetti di ricerca Europei: REALISEGRID, SUSPLAN, GridTech, NATCONSUMER).
- MTSIM calcola i prezzi zionali orari su un intero anno, attraverso un dispacciamento ottimizzato, con l'obiettivo di minimizzare i costi per il sistema, considerando i costi di combustibile variabili, i costi ambientali e un eventuale bid-up orario per ogni gruppo dispacciabile (input del modello) e i limiti di flessibilità degli impianti termoelettrici.
- MTSIM offre anche la possibilità di includere nelle simulazioni tecnologie innovative, quali:
  - Sistemi di Accumulo;
  - Demand Side Management e/o Demand Response
  - Interconnessioni tradizionali e cavi HVDC che possono essere operati indipendentemente dalla rete in corrente alternata.



## Le ipotesi alla base degli scenari

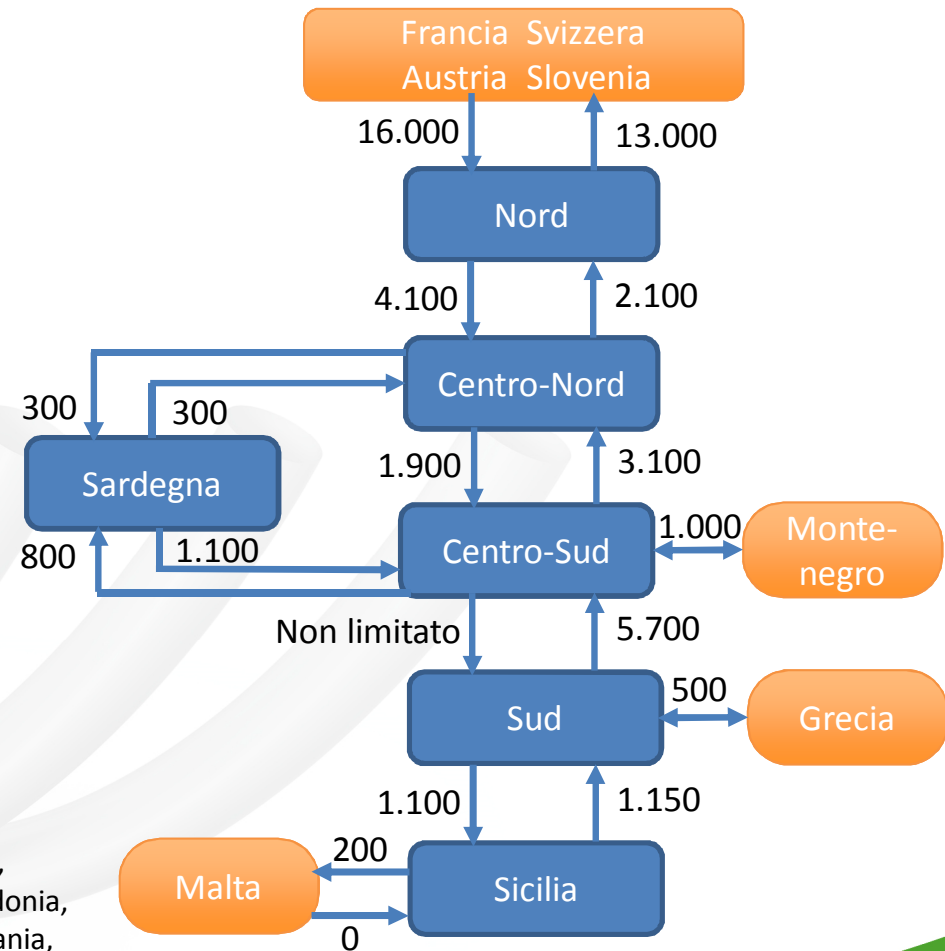
collaboro  
con

# Ipotesi comuni degli scenari



- Le simulazioni sono effettuate sull'intero mercato elettrico europeo.
- Per le simulazioni del mercato elettrico europeo sono state modellizzate **36 nazioni** [\*]
- Per l'Italia:
  - sono state modellizzate le 6 zone geografiche di MGP;
  - i transiti alle frontiere sono determinati attraverso una simulazione a livello europeo;
  - i limiti di capacità (NTC) tra le zone includono i potenziamenti previsti nel Piano di Sviluppo (PdS) di TERNA.

## Limiti di transito [MW]



[\*] Albania, Austria, Bosnia Erzegovina, Belgio, Bulgaria, Svizzera, Repubblica Ceca, Germania (2 zone), Danimarca, Estonia, Spagna, Finlandia, Francia, Gran Bretagna, Grecia, Croazia, Ungheria, Irlanda, Italia (6 zone), Lituania, Lussemburgo, Lettonia, Montenegro, Macedonia, Malta, Irlanda del nord, Olanda, Norvegia, Polonia, Portogallo, Romania, Repubblica Serbia, Svezia, Slovenia, Slovacchia, Turchia.

## Ipotesi comuni degli scenari

- Le altre ipotesi comuni riguardano il costo dei combustibili, della CO<sub>2</sub> e del parco di generazione.
- La tabella mostra i costi dei combustibili (al lordo ed al netto dell'impatto del costo della CO<sub>2</sub>) considerati nell'analisi, ipotizzando un costo unitario della CO<sub>2</sub> pari a 50 €/tCO<sub>2</sub>\*.

Combustibile	Costo del combustibile [€/GJ]	Costo combustibile comprensivo del costo CO <sub>2</sub> [€/GJ]
Carbone	2,8	<b>9,5</b>
Gas	7,2	11,2
Lignite	1,1	<b>10</b>
Olio	9,9	15,3

- Tali valori sono ampiamente più alti rispetto al costo attuale dei combustibili. Ad esempio, con riferimento al gas, l'incremento è nell'ordine del 70% rispetto ai valori del 2016.

\* Fonte: Costi dei combustibili: **ENTSO-E, TYNDP 2016** Scenario Development Report. Costi della CO<sub>2</sub>: lo scenario **Vision 3** di ENTSO-E prevede un costo della CO<sub>2</sub> molto elevato: 70 €/tCO<sub>2</sub>. Nei tre scenari di questo studio si è utilizzato un costo della CO<sub>2</sub> un poco più contenuto, pari a 50 €/tCO<sub>2</sub>, per tenere conto che oltre al sistema ETS si implementeranno altri strumenti per favorire la decarbonizzazione (incentivazione diretta o indiretta delle rinnovabili, direttiva Efficienza Energetica, etc.).

# Definizione scenari: ipotesi specifiche degli scenari



- i tre scenari evolutivi si differenziano per una **diversa articolazione degli impianti di produzione di energia elettrica, della domanda di energia e della diffusione di una serie di soluzioni tecnologiche.**
- **Nelle slide successive si riporta il dettaglio di tali assunzioni, con riferimento a:**
  - Sistemi di accumulo (SdA);
  - Veicoli elettrici;
  - Demand Response;
  - Pompe di Calore (PdC);
  - Sviluppo rete di trasmissione.
- I valori riportati non sono da intendersi come “assoluti”, bensì come **incrementali rispetto allo scenario di riferimento** (Reference Primes 2016).

# Definizione scenari: Ipotesi SdA (scenari Smart Green e Smart Green Electrification)

- Negli scenari «Smart Green» e «Smart Green Electrification» è stata considerata la **diffusione di Sistemi di Accumulo** elettrochimici (SdA).
- In particolare:
  - **SdA centralizzati**, installati su diversi nodi della rete elettrica;
  - **SdA distribuiti**, accoppiati a impianti fotovoltaici a livello residenziale.





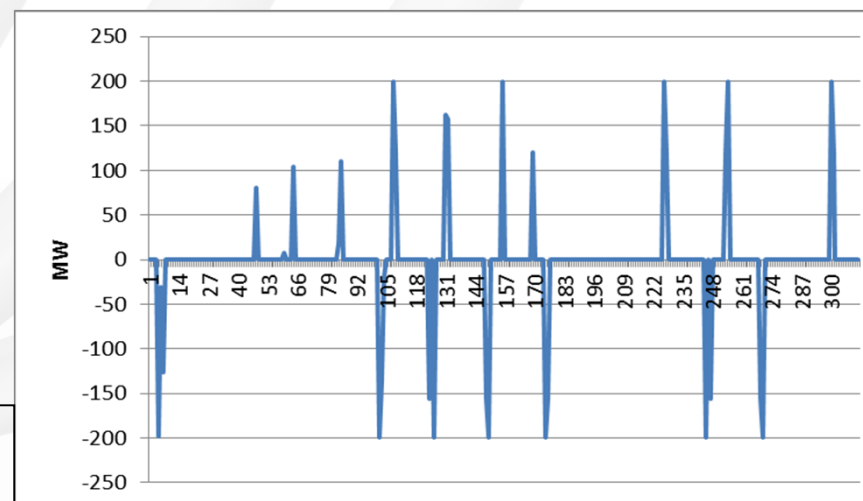
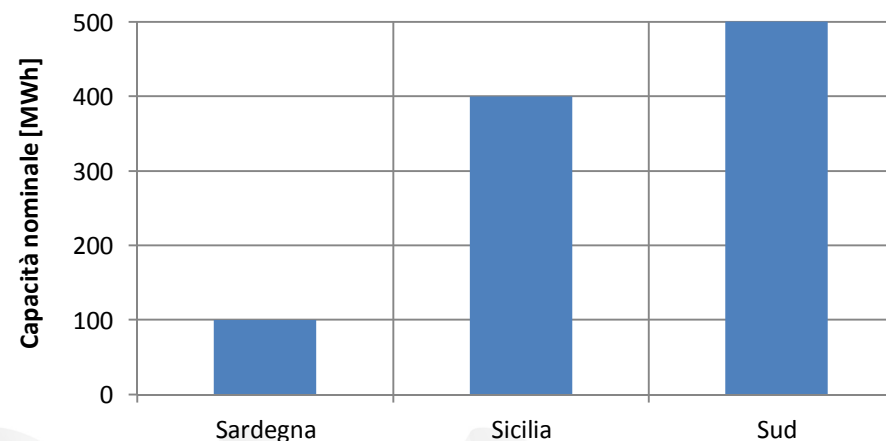
# Definizione scenari: Ipotesi SdA (scenari Smart Green e Smart Green Electrification)

- Per quanto riguarda i SdA centralizzati, i due scenari considerano la diffusione di sistemi di accumulo aventi una **capacità complessiva di 1 GWh\***.
- I SdA centralizzati sono rappresentati come impianti dispacciabili e utilizzabili dal sistema con vincoli di capacità, di potenza e con costo variabile.
- L'effettivo utilizzo dei SdA centralizzati risulta essere quindi un output del modello che mira a minimizzare i costi di sistema, anche attraverso l'utilizzo dei SdA centralizzati.

\* La penetrazione dei SdA è stata definita attraverso un'analisi di *sensitivity* per tener conto di un adeguato rapporto costi-benefici per il sistema.

Esempio, per la zona SICILIA, dell'utilizzo dei SdA centralizzati (MW) determinato dal modello.

## SdA centralizzati



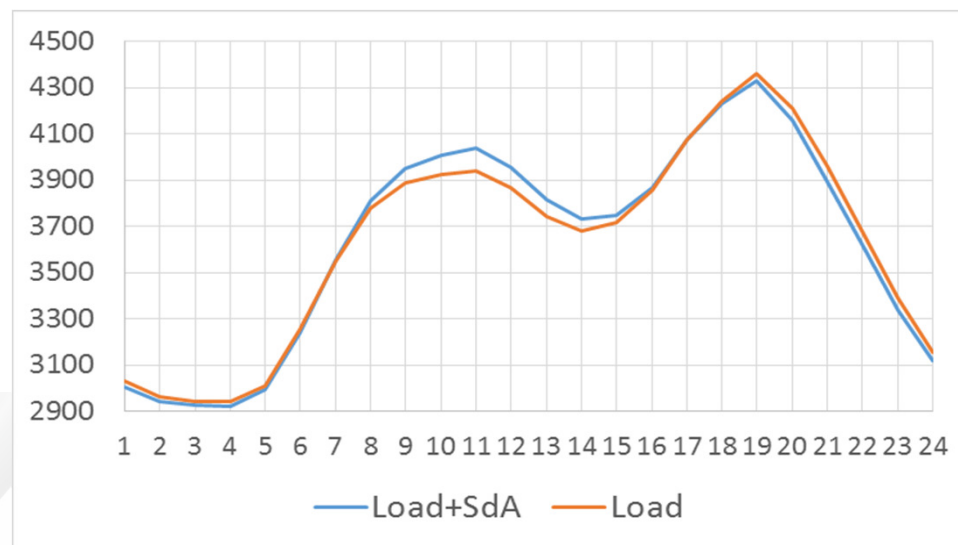
## Definizione scenari: Ipotesi SdA distribuiti (scenari Smart Green e Smart Green Electrification)



Per quanto riguarda i SdA distribuiti, gli scenari considerano l'installazione di 20 GW\* di impianti fotovoltaici (PV) tra il 2018 ed il 2030, il 20% dei quali prevedrà l'**accoppiamento con un SdA\*\***.

Il dimensionamento unitario dei SdA (media **4 kWh**) è stato definito esaminando 400 profili di utenze residenziali dotate di un impianto fotovoltaico

- I SdA distribuiti sono rappresentati aggregati per zona con un profilo di utilizzo fisso, definito con la logica della massimizzazione dell'autoconsumo\*\*\*.
- La figura mostra un esempio (zona SUD) di come l'utilizzo dei SdA distribuiti modifica la curva di carico zonale (MW).



\* Di cui circa 5 GW presenti nello scenario di riferimento

\*\* scenario abilitato da una ipotetica revisione del meccanismo dello Scambio sul Posto.

\*\*\* Fonte: «I Sistemi di Accumulo nel Settore Elettrico», realizzato da RSE e ANIE (03/2015)

## Definizione scenari: Ipotesi veicoli elettrici

- Nello scenario Smart Green Electrification è stata considerata una **maggior richiesta di rete a causa di una maggior penetrazione del vettore elettrico.**

Diffusione di veicoli elettrici considerata\*

Diffusione veicoli elettrici al 2030	Veicoli trasporto privati, pubblici e trasporto merci leggeri, BEV, PHEV [migliaia]	di cui BEV [migliaia]	di cui PHEV [migliaia]
Green	1.500	230	975
Smart Green	2.400	370	1.440
Smart Green Electrification	5.800	1.060	4.130

\* Fonti: Green: Vision 3; Smart Green e Smart Green Electrification: M. Riva, I. Gianinoni, "La mobilità elettrica nei settori privato, pubblico e merci", Rapporto Ricerca di Sistema PAR 2013 - RSE n° 14002793, Febbraio 2014 (disponibile online: <http://doc.rse-web.it/doc/doc-sfoggia/14002793-315681/14002793-315681.html#p=2> ); fonte per scenario elettrificato: Scenari ENEL Foundation – CERTeT UniBocconi]

# Definizione scenari: Ipotesi veicoli elettrici

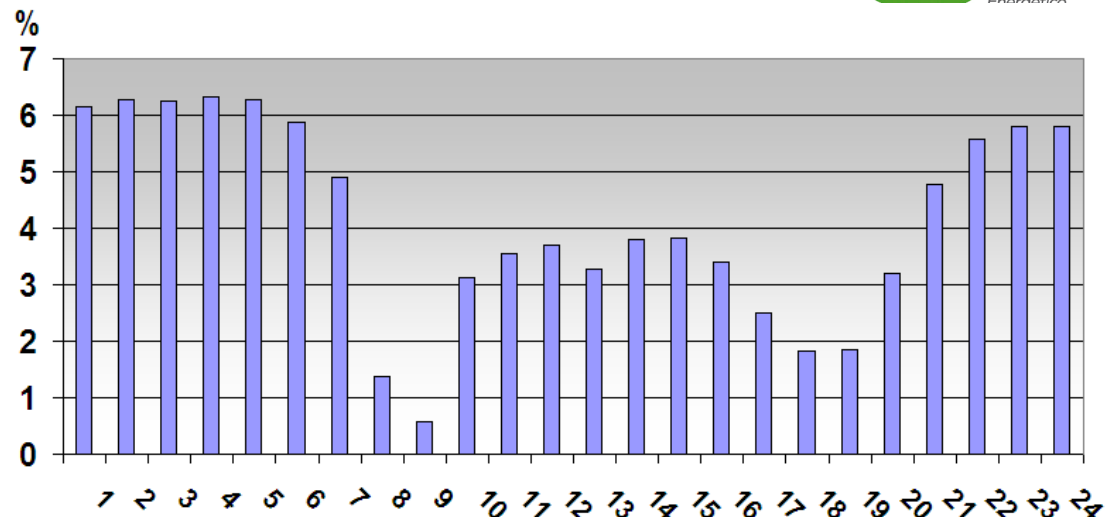
- La figura mostra il profilo di ricarica\* dei veicoli elettrici\*\* considerato nel modello.

- Ipotesi funzionamento veicoli elettrici:

- Percorrenze veicoli elettrici (BEV): 10.000 km/anno
- Consumi veicoli elettrici: 145 Wh/km
- Percorrenze veicoli ibridi plug-in (PHEV): 18.000 km/anno di cui 50% ad alimentazione elettrica
- Consumi PHEV (in modalità elettrica): 145 Wh/km

- Incremento della domanda elettrica a seguito della diffusione della mobilità elettrica nello scenario:

- BEV: **1 TWh/anno;**
- PHEV: **3,5 TWh/anno.**



\* Fonte: 2011 IEEE PES General Meeting, "Impact of the penetration of electric vehicles on the Italian power system: a 2030 scenario"

\*\* Tra i veicoli elettrici, sono stati considerati soltanto BEV e PHEV

# Definizione scenari: Ipotesi PdC (scenario Smart Green Electrification)



- Nello scenario Smart Green Electrification è considerata una **maggior richiesta di rete** dovuta a maggiore penetrazione e utilizzo delle **pompe di calore** per riscaldamento e raffrescamento (**PdC**), anche in virtù dei **cambiamenti climatici**.
- In particolare, si considera la diffusione di PdC presso 1 milione di abitazioni (COPS = 4, in abitazioni di recente costruzione con dimensione di circa 100 m<sup>2</sup>).
- Si stima un incremento della quota del fabbisogno di calore per riscaldamento soddisfatto con le PdC pari a 9 TWh termici, corrispondente ad un **maggior consumo** elettrico di **2 TWh**.
- Si stima inoltre un **maggior consumo elettrico** da PdC per il **raffrescamento** degli edifici, pari a **7,5 TWh**, per effetto dei cambiamenti climatici\*.

Zone geografiche e relative proxy	Consumo elettrico per raffrescamento [GWh]
Nord (Milano)	2.600
Centro Nord, C. Sud, Sud (Roma)	3.050
Sicilia, Sardegna (Palermo)	1.850
<b>Totale Italia</b>	<b>7.500</b>

\*Fonte: Rapporto RdS 15000205, "Impatti dei cambiamenti climatici sul sistema elettrico al 2030" Capitoli 3 e 5

# Definizione scenari: Ipotesi Demand Response (scenario Smart Green Electrification)



- Nello scenario Smart Green Electrification è stata inserita l'**implementazione del Demand Response presso utenze residenziali**, che permette di modificare il profilo orario della richiesta di rete associata a tali utenze.
- Si ipotizza **ampia partecipazione dei consumatori residenziali** (12 milioni di utenze residenziali disposte a modificare il proprio carico in funzione **del PUN orario**, aventi un fabbisogno elettrico pari a 2.700 kWh anno/famiglia, di cui quasi un terzo potenzialmente spostabile\*).
- La quota di carico spostabile è stata sottratta nelle ore con prezzo alto (oltre il 15% sopra la media del giorno) e recuperata nelle ore con prezzo più basso (-10% della media del giorno).
- Sono stati effettuati spostamenti di carico infragiornalieri per **190 kWh/anno per singolo consumatore**, ossia, complessivamente **2,3 TWh**.

\* Fonte: (Ipotesi sul profilo orario di carico e di carico spostabile) «Impatti del dynamic pricing applicato ai consumatori elettrici residenziali» realizzato da RSE e pubblicato da Energy@home

# Definizione scenari: Sviluppo RTN (scenario Smart Green Electrification)



- Nello scenario Smart Green Electrification è stato infine considerato **ulteriore sviluppo della RTN**, in aggiunta ai SdA sulla rete, al fine di consentire un maggiore flusso di energia elettrica verso Nord ed ottenere i seguenti benefici:
  - riduzione delle overgenerazioni (concentrate nelle zone meridionali),
  - riavvicinamento dei prezzi zonal,
  - maggior numero di impianti termoelettrici accesi nelle zone con minori disponibilità di riserva.
- In particolare, è stato considerato un incremento di **1000 MW di capacità delle sezioni tra le zone tra CentroNord–Nord e CentroNord-CentroSud\***.
- Tale intervento non intende risolvere completamente le criticità evidenziate nel sistema elettrico, ma risulta essere un valido contributo considerata la frequenza delle congestioni interzonal, rilevate.

\* Fonte: Scenario Policy -36% ENEA-RSE, analisi del sistema elettrico pubblicata in “A methodology to assess the impact of 2030 EU climate and energy targets on the national power systems: the Italian case” EEM15 -2015. Si precisa che tali valori sono addizionali rispetto a quanto previsto nel Piano di sviluppo di Terna.



# Analisi di sensitivity sullo scenario Smart Green Electrification



- Al fine di avere indicazioni sulle eventuali **criticità del sistema elettrico** che si potranno manifestare non solo a livello di Day Ahead o Intra-Day ma anche in MSD (ex-ante), è interessante richiedere che il modello soddisfi anche i **vincoli di riserva** (secondaria, terziaria, terziaria pronta). È stata quindi svolta un'analisi di **sensitivity sullo scenario Smart Green Electrification** introducendo la riserva.
- In questo modo, non si simula più il singolo mercato elettrico (e quindi i risultati in termini di prezzi e ricavi perdono di valenza), ma si vanno ad analizzare il dispacciamento, le emissioni, l'utilizzo dei sistemi di accumulo e l'overgeneration.
- Sono sviluppati tre diversi sotto-scenari «Smart Green Electrification» con vincoli di riserva, per valutare l'impatto dell'utilizzo dei SdA e dei rinforzi di rete sul sistema.

Sotto-scenari	SdA	Sviluppo RTN
Smart Green Electrification con riserva	NO	NO
	SI	NO
	SI	SI

Il sistema elettrico italiano al 2030: scenari ed opportunità



## I risultati degli scenari

collaborazione  
con

# Risultati degli scenari al 2030



**L'analisi energetica degli scenari evolutivi è volta a simulare lo stato del sistema elettrico italiano al 2030 nei tre diversi scenari, in termini di:**

- ✓ **prezzi dell'energia:** si riportano i prezzi medi zonali e il PUN medio annuo utili a capire come la forte penetrazione di FER da un lato e l'incremento dei prezzi dei combustibili fossili dall'altro impattino sul sistema.
- ✓ **overgeneration:** si intendono le situazioni in cui le produzioni non dispacciabili (fonti rinnovabili non programmabili e altri termoelettrici non dispacciabili) devono essere tagliate in quanto non possono essere utilizzate localmente né trasportate in altre zone. In tali situazioni si verificano prezzi zonali nulli e, se molto frequenti, si determina una riduzione della quota di produzione rinnovabile complessiva.
- ✓ **transiti netti e congestioni interzonali:** si fa riferimento a limitazioni stringenti di capacità di trasporto tra le zone, che possono contribuire all'aggravio delle situazioni di overgeneration.

# Risultati degli scenari al 2030: Prezzi dell'energia



Prezzi dell'energia risultanti dallo scenario **Smart Green Electrification**.

Scenario	PUN [€/MWh]	Prezzo zonale [€/MWh]				
	Italia	Nord	Centro-nord/sud	Sud	Sicilia	Sardegna
Smart Green Electrification	66	67	66	64	63	66

- La maggior domanda elettrica (+14 TWh) che caratterizza tale scenario non rende confrontabili i prezzi con quelli registrati negli altri due scenari.
- L'**impatto dei SdA**, passando dallo scenario Green allo scenario Smart Green, diminuisce i picchi di prezzo e **riduce il numero di ore con prezzo nullo** nelle zone meridionali (complessivamente comporta un leggero aumento dei prezzi medi).

Scenario	Δ PUN [€/MWh]	Δ Prezzo zonale [€/MWh]				
	Italia	Nord	Centro	Sud	Sicilia	Sardegna
Smart Green vs Green (Impatto dei SdA)	+1	-0.	+0.6	+1	+2	+0.6

# Risultati degli scenari al 2030: Overgeneration



- **Trend decrescente** di overgeneration passando dallo scenario **Green** allo **Smart Green Electrification**, dovuto sia allo sviluppo della rete sia alla diffusione dei SdA.

Scenario	Overgeneration - Quantità [GWh]			
	Italia	Sud	Sicilia	Sardegna
Green	<b>1.713</b>	603	546	256
Smart Green	<b>1.513</b>	457	541	220
Smart Green Electrification	<b>520</b>	186	176	69

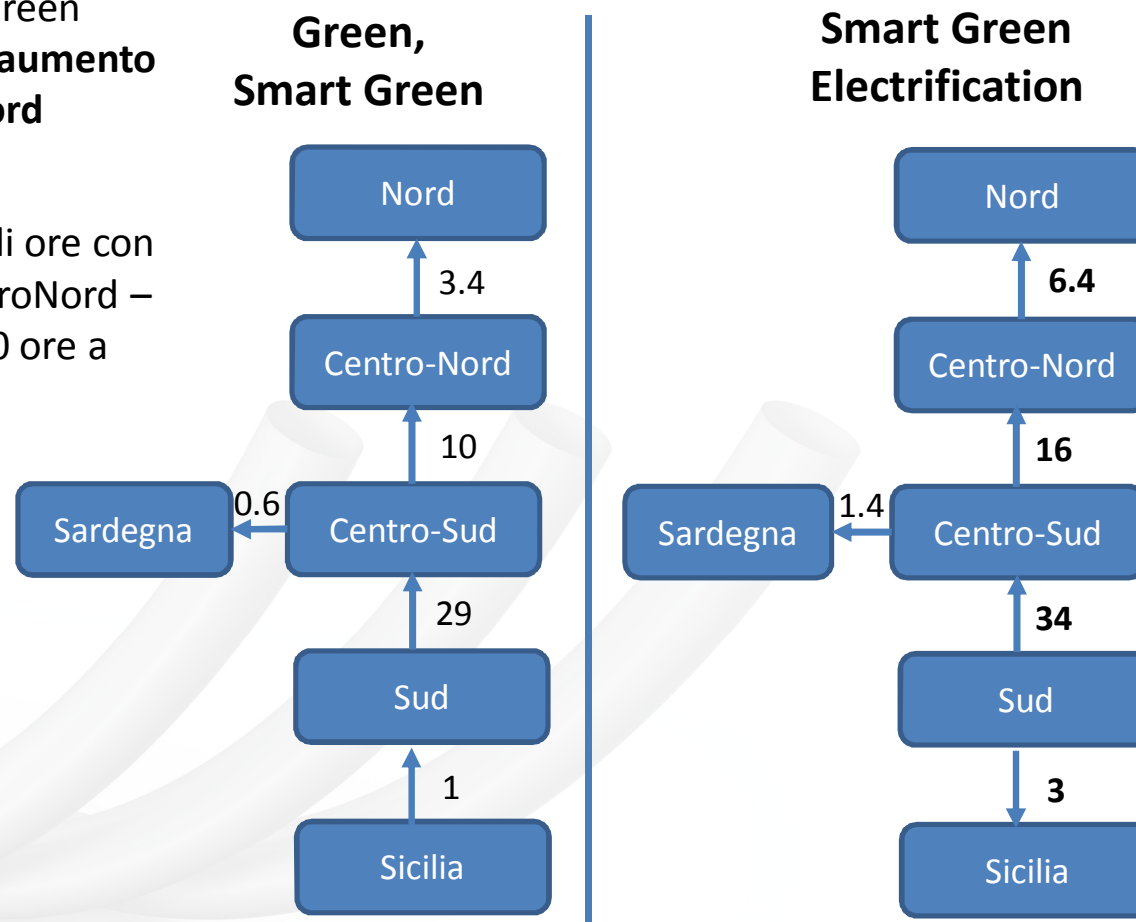
Scenario	Overgeneration – Quantità [n° ore]			
	Italia	Sud	Sicilia	Sardegna
Green	1.090	574	678	447
Smart Green	929	406	595	397
Smart Green Electrification	507	204	270	196

Per valutare l'efficacia dei diversi interventi nel ridurre le quantità di overgeneration, si consideri che:

- lo scenario Smart Green Electrification è caratterizzato anche da un carico maggiore (rispetto agli altri due scenari), che ha un effetto diretto nella riduzione dell'overgeneration;
- gli investimenti richiesti per i SdA sulla rete sono inferiori a quanto stimato per lo sviluppo della RTN.

# Risultati degli scenari al 2030: Transiti - congestioni

- L'aumento di carico e lo sviluppo di rete definiti nello scenario Smart Green Electrification consentono un **aumento dei flussi netti in direzione Nord rispetto agli due scenari.**
- Si riducono inoltre il numero di ore con congestioni sulla sezione CentroNord – Nord, rispettivamente da 3800 ore a 3550 a 2130 nei tre scenari.



Nota: I valori riportati in figura rappresentano il transito netto annuale (cioè la somma degli 8.760 valori orari) tra le sei zone di mercato espresso in TWh.

# Risultati degli scenari al 2030: Confronto Import/ Export



- I risultati relativi all'import netto alle frontiere rimangono stabili nei primi due scenari, nei quali la richiesta di rete per le zone italiane è stazionaria.
- **La maggior richiesta di rete** nello scenario **Smart Green Electrification** è compensata per circa il **30% da maggior import netto** alle frontiere Nord e Montenegro.

Import Netto [TWh]	Frontiera Nord	Malta	Grecia	Montenegro	Import Italia
<b>Green</b>	47.8	-0.8	0.1	0.7	<b>47.9</b>
<b>Smart Green</b>	47.9	-0.7	0.1	0.6	<b>47.8</b>
<b>Smart Green Electrification</b>	49.8	-0.6	0.9	2	<b>52.1</b>



# Risultati Sensitivity sullo scenario Smart Green Electrification



Scenario	Vincoli Riserva	SdA	RTN	Overgen.	Produzione Termoel. Disp.	Energia accumulata	Delta emiss CO2
				[TWh]	[TWh]	[TWh]	[MtCO <sub>2</sub> ]
Smart Green Electrification	-	SI	SI	0,5	82,8	2	
Smart Green Electrification con riserva	Riserva	NO	NO	4,1	88,6	7	2,3
	Riserva	SI	NO	3,2	87,1	6,2	1,3
	Riserva	SI	SI	3	86,9	6,1	1,3

La simulazione del **mercato** (senza vincoli di riserva) non mostra particolari criticità

Situazione diversa per le simulazioni del **sistema** elettrico

- garantire una sufficiente potenza regolante (termoelettrico, idroelettrico e accumuli):
  - un maggiore utilizzo degli accumuli (pompaggio e SdA elettrochimico)
  - **maggiori overgeneration** --> tagli di oltre **4 TWh** alla produzione non dispacciabile.

L'introduzione di 1 GWh di capacità di **SdA** nelle zone meridionali e insulari determina una riduzione di 800 GWh di overgenerazione (circa il 20% del totale).

La disponibilità di potenza dei SdA riduce sensibilmente la necessità di modificare i programmi in uscita dal mercato per garantire le riserve. Minor ricorso agli accumuli con un risultato finale di diminuire la produzione termoelettrica fossile (**1,5 TWh**).

# Conclusioni



- ✓ Nello scenario Smart Green Electrification, il prezzo di mercato (**PUN** medio) è di circa 66 €/MWh: l'aumento dei prezzi è trascinato dall'incremento dei prezzi dei combustibili fossili, oltre che dalla domanda di energia elettrica (+14 TWh rispetto agli altri due scenari) e in parte mitigato dalla crescita della produzione da FER.
- ✓ Nelle simulazioni del sistema emergono significative overgeneration che limitano il pieno sfruttamento del potenziale FER. L'overgeneration va decrescendo introducendo sistemi di **accumulo ed i rinforzi di rete**.
- ✓ Nello scenario Smart Green, l'introduzione dei **SdA** ha permesso di ridurre il numero di ore a prezzo nullo nella zona Sud, determinando un leggero recupero del prezzo medio nelle zona.
- ✓ Il potenziamento della **RTN** in questo scenario consente un maggior transito verso nord. Uno dei principali effetti del potenziamento della rete è inoltre il riavvicinamento dei prezzi zionali (riduzione al nord e recupero al sud): la diminuzione delle ore con prezzo nullo al sud ha inciso maggiormente determinando un leggero aumento complessivo del PUN medio.



*Grazie per l'attenzione*

[alberto.gelmini@rse-web.it](mailto:alberto.gelmini@rse-web.it)

[alessandro.zani@rse-web.it](mailto:alessandro.zani@rse-web.it)