



Climate Recon 2050: Dialogues on Pathways and Policy



5 giugno 2019

The Italian NECP and some remark on challenges, opportunities and critical issues in 2050 deep decarbonization

Alberto Gelmini

Roma - ENEA

RSE Spa - Ricerca sul Sistema Energetico



È una società per azioni del Gruppo GSE Spa, che sviluppa attività di ricerca nel settore energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali, di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema Elettrico e ai Progetti Europei.

www.rse-web.it

Il processo di elaborazione della proposta di Piano

2018

gennaio febbraio marzo aprile maggio giugno luglio agosto settembre ottobre novembre dicembre

Interlocuzione con la Commissione Europea su interpretazione normativa, calcolo degli obiettivi, contenuti del Piano

Organizzazione del **gruppo di lavoro** inter-istituzionale

Elaborazione dello **scenario BASE**

Definizione **obiettivi del PNEC** ed elaborazione traiettorie/scenario

Identificazione delle **misure** per il raggiungimento degli obiettivi

Elaborazione del documento di Piano

Elaborazione del Rapporto Preliminare Ambientale (propedeutico a VAS)

Il piano è stato elaborato da **MISE, MATTM, MIT**, con il supporto tecnico di:

- **GSE** → editorial coordination and macroeconomic impact
- **RSE** → energy scenarios and impact on the electricity system
- **ISPRA** → emission scenarios
- **ENEA** → macroeconomic impact
- **POLIMI** → support on specific technologies

Invio **Proposta Piano** a Bruxelles

Obiettivi generali del PNIEC

Lo scenario “PNIEC” è basato sul rispetto di specifici obiettivi vincolanti per l’Italia:

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030		2030
	UE	ITALIA	UE	ITALIA	ITALIA PNIEC
Energie rinnovabili (FER)					
• Quota di energia da FER nei consumi finali lordi (CFL) di energia	20%	17%	32%	≈30%	30%
• Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	14%	21,6%
• Quota di en. da FER nei CFL per riscaldamento e raffreddamento	-	-	+1,3% annuo	+1,3% annuo	
Efficienza Energetica					
• Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto a PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5%	-32,5%	- 43%
• Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori di EE (2021-2030)	-1,5% annuo	-1,5% annuo	-0,8% annuo	-0,8% annuo	- 0,8%
Emissioni Gas Serra					
• Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati da ETS	-21%		-43%	No obiettivo nazionale	-55,9%*
• Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%	-34,6%*
• Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	No obiettivo nazionale	-38%*

CF
103.8
Mtep

* Riduzioni conseguibili qualora si realizzassero i benefici attesi dall’attuazione di tutte le politiche e misure indicate nella bozza di Piano.

Costruzione dello scenario PNIEC



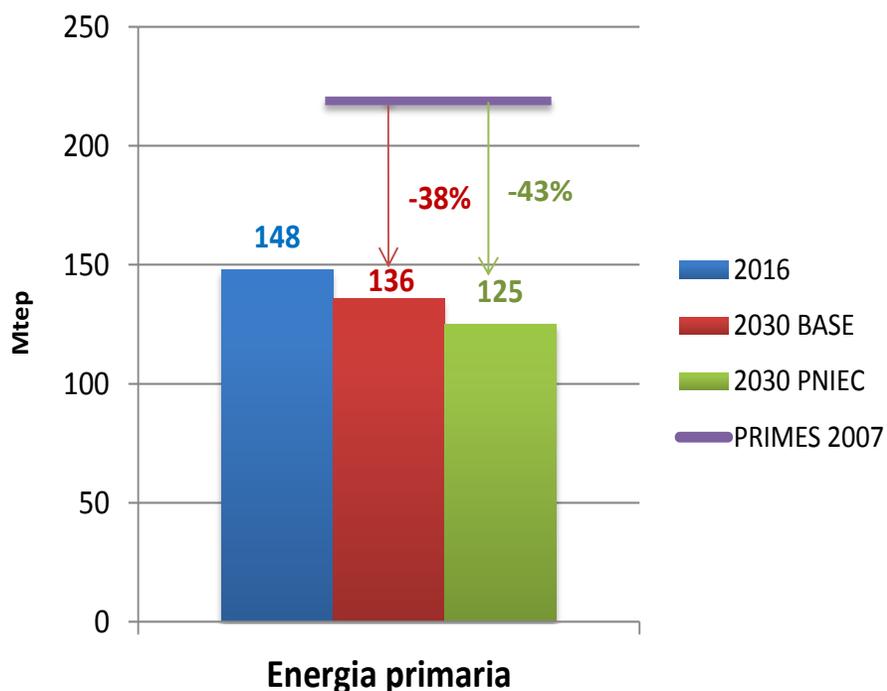
Principali ipotesi/politiche incluse nello scenario obiettivo del Piano:

1. **Phase-out totale del carbone** nella generazione elettrica al 2025 (chiusure graduali).
2. **Import netto elettrico** al 2030 = 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).
3. Si è tenuto conto dello sviluppo del **GNL** e delle stazioni di rifornimento trasporto su strada derivanti da direttiva **DAFI**.
4. Incluse ipotesi di **inter-modalità** e **smart mobility** (Allegati MIT al DEF 2016 e 2018) che portano alla riduzione della movimentazione passeggeri e merci su gomma.
5. Utilizzo dell'idrogeno nei trasporti (intorno all'1% del target FER-trasporti)

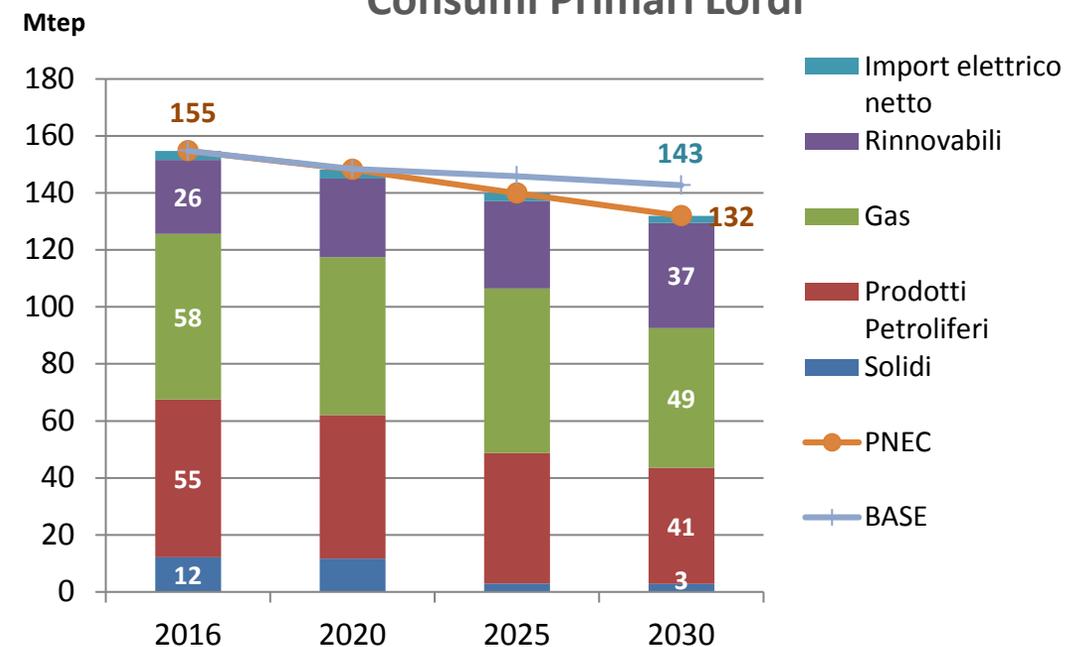
Scenario PNIEC - Efficienza Energetica

- I consumi di **energia Primaria** al 2030 si riducono a **125 Mtep**, pari al -43% rispetto a scenario riferimento Primes 2007.
- La **dipendenza energetica** si contrae dal 77,5% del 2016 al **63,5%** nel 2030.

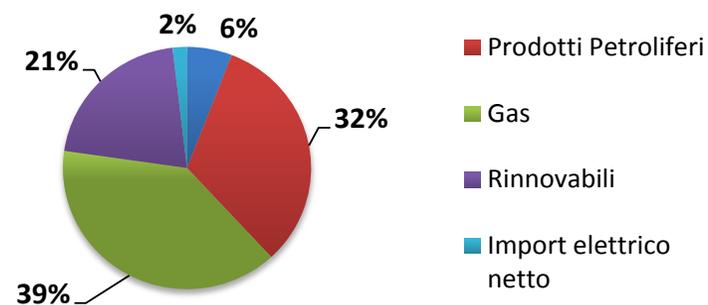
Target di consumi di energia primaria



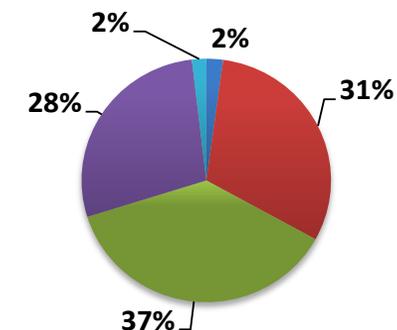
Consumi Primari Lordi



BASE - 2030



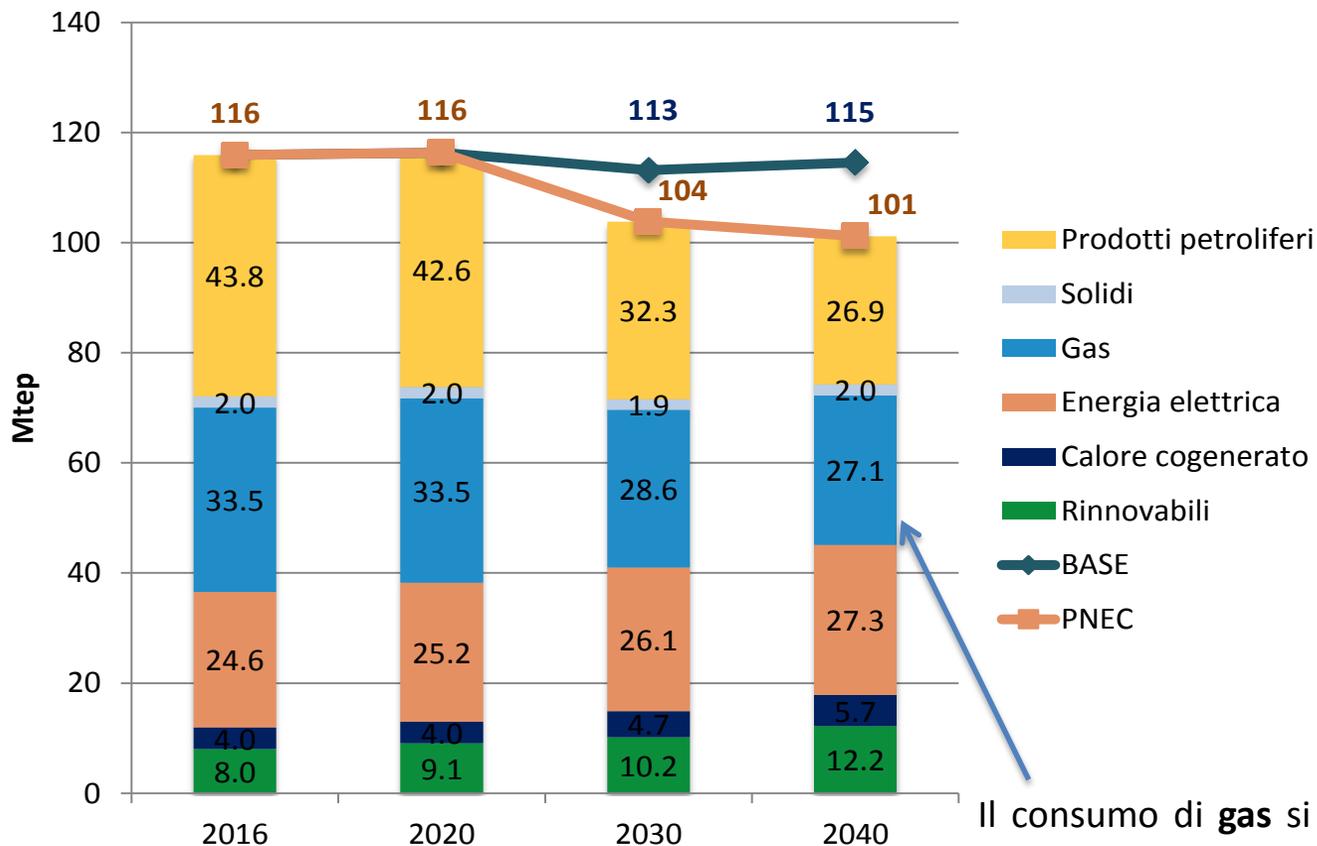
PNIEC - 2030



Scenario PNIEC - Efficienza Energetica

- I risparmi di energia sono calcolati rispetto all'evoluzione di riferimento – Scenario Base

Consumi finali per fonte



In Rinnovabili non è incluso il calore ambientale delle pompe di calore

Consumi finali per settore

Ripartizione per settore economico dei risparmi oggetto dell'obiettivo 2030 (vs scenario BASE 2030)



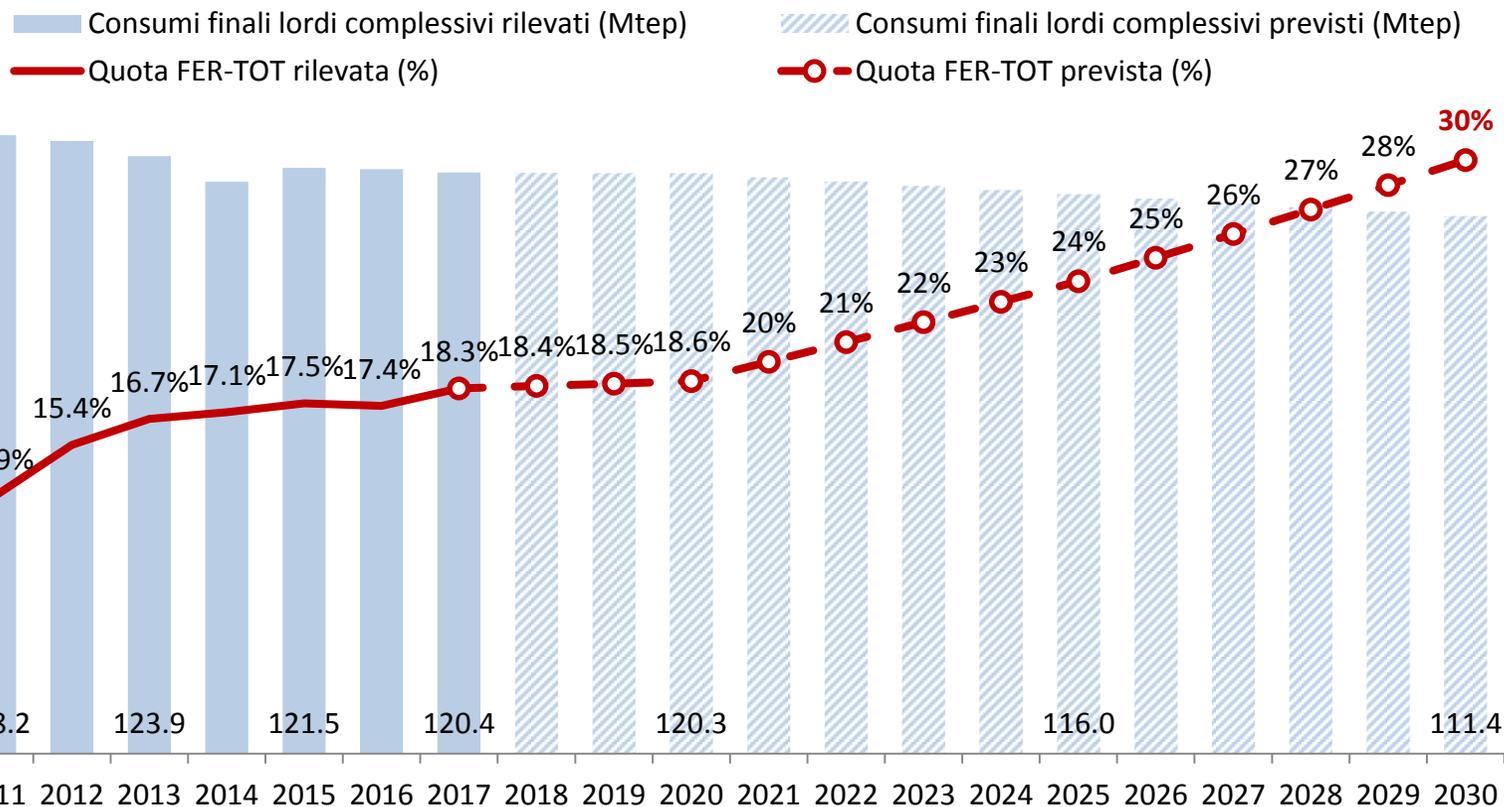
Il consumo di **gas** si contrae nonostante il maggior utilizzo nei trasporti (GNL) a causa di interventi di riqualificazione energetica degli edifici, diffusione del teleriscaldamento, efficientamento delle tecnologie e diffusione delle PdC.

Scenario PNIEC - Fonti Energetiche Rinnovabili

Energie Rinnovabili		2017	2030		Obiettivi
		Dato storico	BASE	PNIEC	
FER_Totali	Quota dei consumi finali lordi coperti da rinnovabili	18,3%	20,6%	≈30%	≈30%
FER Elettriche	Quota dei consumi elettrici coperti da fonti rinnovabili %	34,1%	38%	55%	-
	Quantità di FER elettriche - Mtep	9,7 (113 TWh)	11,1 (129 TWh)	16,1 (187 TWh)	
FER Termiche	Quota dei consumi per riscaldamento e raffrescamento coperti da rinnovabili	20,1%	23%	33%	+1,3% annuo
	Quantità di FER termiche – Mtep	11,2	11,6	14,7	
FER Trasporti*	Quota dei consumi per trasporti coperti da rinnovabili	5,5%	10,6%	21,6%	14%
	Quantità di FER trasporti - Mtep	1,7	3,7	5,95	

Scenario PNIEC - Fonti Energetiche Rinnovabili Complessive

Traiettorie dei consumi e della relativa quota da fonti rinnovabili complessive fino al 2030 [Mtep]



Mtep	2017	2030
Overall Target FER 2030		PNIEC
Numeratore	22,0	33,1
Consumi lordi di energia elettrica da FER	9,7	16,1
Consumi finali FER per riscaldamento	11,2	14,7
Consumi finali di FER nei trasporti	1,1	2,3
Denominatore - CFL	120,4	111,4
Share FER TOT (%)	18,3%	29,7%

Scenario PNIEC - Fonti Energetiche Rinnovabili elettriche

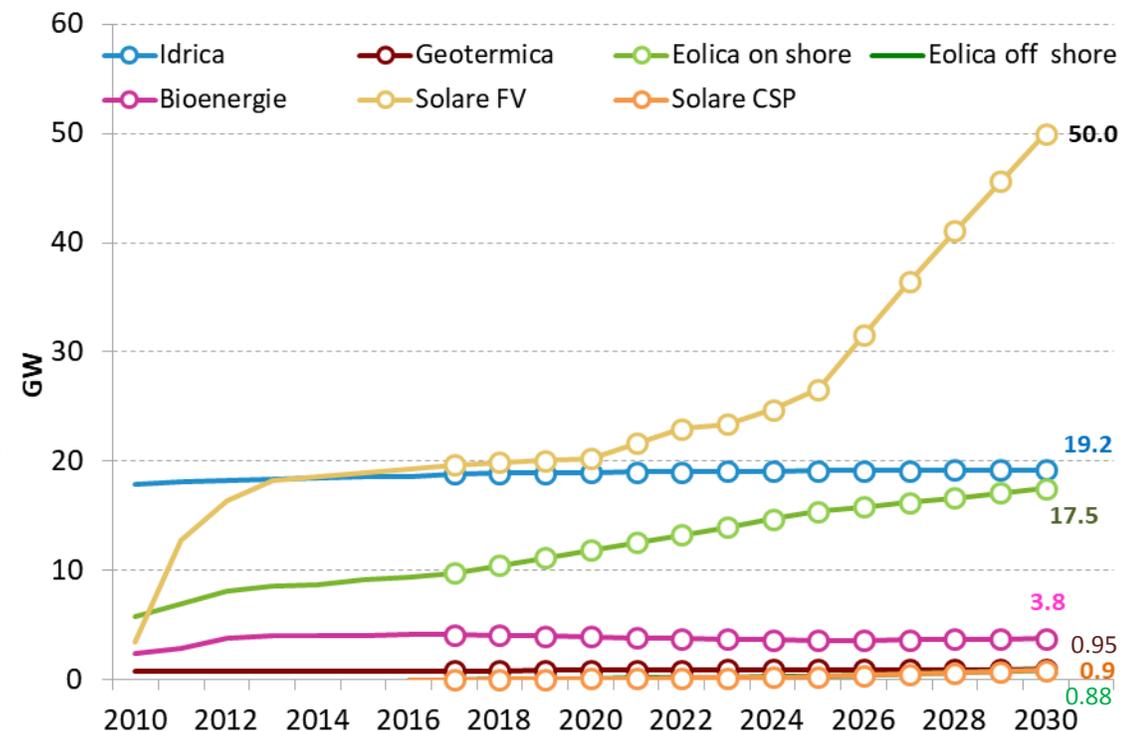


Crescita potenza FER fino a **93 GW** al 2030, con circa **40 GW** in più rispetto al 2017. Contributo principale dal **solare fotovoltaico (+ 30 GW)**, seguito da **eolico (+9 GW)**. Parte del FV (≈12 GW) è accoppiato a sistemi di accumulo distribuiti.

Obiettivo FER Elettriche

TWh	2016	2017	2025	2030
Produzione rinnovabile	110,5	113,1	139,3	186,8
Idrica (normalizzata)	46,2	46,0	49,0	49,3
Eolica (normalizzata)	16,5	17,2	31,0	40,1
Geotermica	6,3	6,2	6,9	7,1
Bioenergie*	19,4	19,3	16,0	15,7
Solare	22,1	24,4	36,4	74,5
Denominatore - Consumi Interni Lordi di energia elettrica	325,0	331,8	335	337
Quota FER-E (%)	34,0%	34,1%	42%	55%

Traiettorie di potenza FER per fonte (GW)



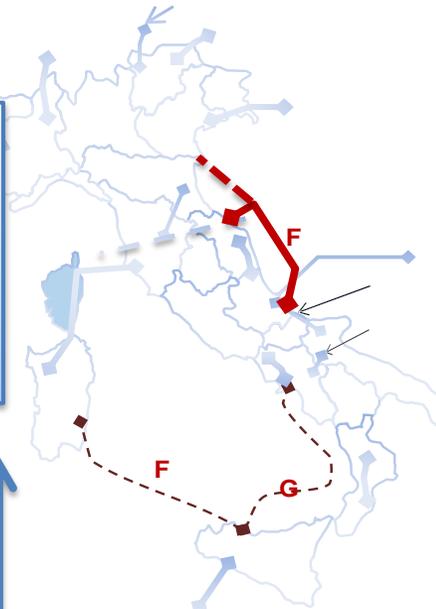
- Si è effettuata una **simulazione oraria** del funzionamento del sistema elettrico nazionale al 2030, considerando anche i **vincoli di fabbisogno di riserva con** principali ipotesi aggiuntive:
 - PdS TERNA 2017 pienamente implementato,
 - profili di carico modificati dai nuovi usi elettrici finali (PdC, veicoli elettrici).
 - **Gli impianti di pompaggio** considerati sono quelli **ad oggi esistenti**.
 - Sono invece considerati 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**.

Risultati: Principali criticità

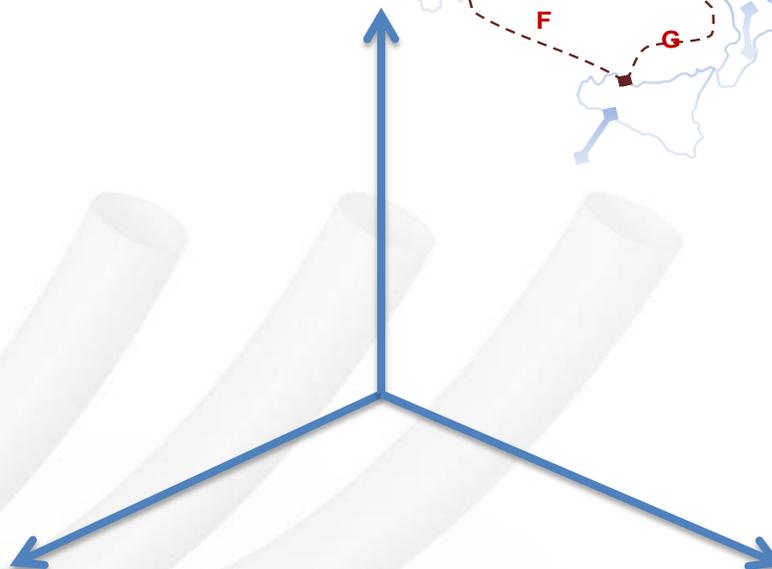
Oltre **10 TWh di overgeneration**, concentrata nelle zone Sud, Sicilia e Sardegna, e **rilevanti congestioni interzonal** (CS e NO separati per oltre 6000 ore)

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



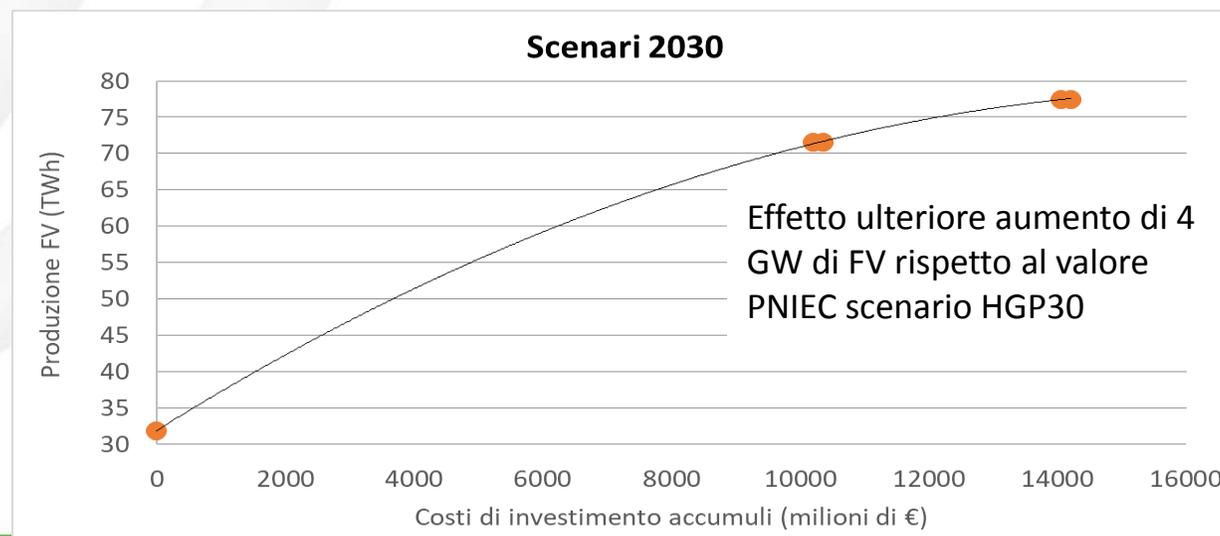
Partecipazione di nuove risorse ai servizi di riserva (FRNP per riserva a scendere anche mediante aggregazione di piccoli impianti e fino al 50% del fabbisogno di riserva),
Partecipazione della domanda (V2G)

Effetti delle soluzioni: PNIEC

- ✓ L'installazione dei nuovi SdA è dimensionata per mantenere le overgenerazioni dell'ordine di 1-1.5% della produzione delle nuove FRNP. 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.

Bilanci	Nuovi Impianti accumulo (GW)		Produzione termoelettrica (dispacciabile) TWh	Energia accumulata dai SdA TWh	Overgeneration e riduzione FER TWh	Riduzione Import TWh	Riserva non disponibile TWh
	SDAe	Pompaggi					
Scenario							
PNIEC senza interventi	+0	+0	109	9,3	10,8	5,3	0,1
PNIEC con interventi e SdA	+1,5	+4,5	96,2	11,3	1,3	2,0	<0,05
	+3,0	+3,0	96,2	11,1	1,3	2,1	<0,05

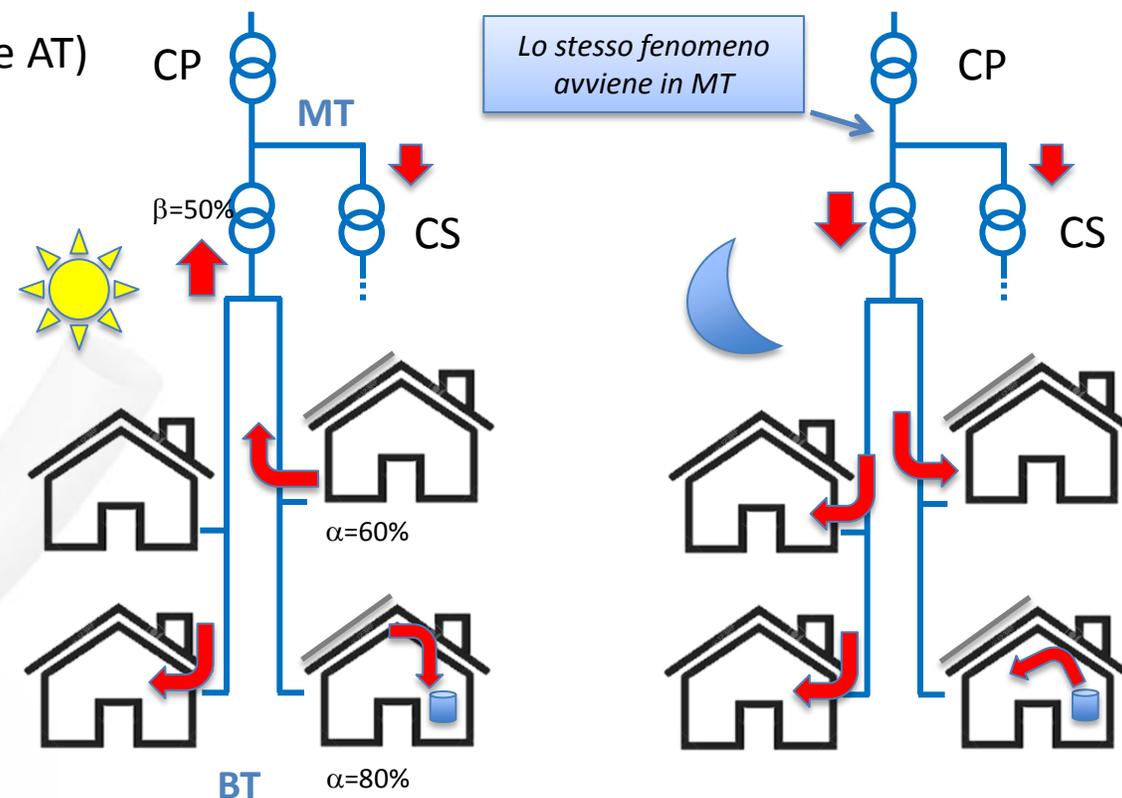
Sensitivity: Con una maggiore installazione di nuovi impianti FV a terra nella zona SUD è risultato necessario **umentare di 1 GW** (da 6 a 7 GW) la nuova capacità di accumulo su rete da installare



Rete distribuzione - ipotesi autoconsumo FV

- I SdA accoppiati agli impianti FV hanno effetto positivo sul profilo di carico risultante (con riduzione del picco di carico serale); si ipotizza: capacità = alcune ore di produzione FV
- La quota non autoconsumata si considera in risalita alla rete MT
- Non si è considerato l'effetto a monte della cabina primaria (rete AT)

	HGP30 (MW)	HGP30 v1 (MW)	α Autoconsumo a livello di utenza (su potenza installata)	β Autoconsumo a livello di CS (su potenza installata)
BT	14300	14900	60%	50%
BT con SdA	10000	10200	80%	50%
MT	23200	26500	60%	-
MT con SdA	2400	2400	80%	-



Scenario PNIEC - Investimenti cumulati 2017 -2030



Oltre 180 mld di euro di investimenti aggiuntivi cumulati nel periodo 2017-2030 rispetto allo scenario BASE (pari a un incremento del 18% nel periodo considerato) per gli obiettivi PNIEC.

Mld €	Costi cumulati (2017 -2030)	BASE	PNIEC	DELTA
Residenziale		117	180	63
Terziario		55	91	36
Industria		27	33	6
Trasporti	<i>solo veicoli</i>	732	759	27
Teleriscaldamento	<i>solo distribuzione</i>	1	1.6	1
Settore elettrico - impianti	<i>Investimenti in impianti</i>	47	83	36
Sistema elettrico		30	46	16
	<i>Sviluppo RTN</i>	8.5 *	10.5 *	2
	<i>Riqualificazione delle reti di distribuzione</i>	21.4	25.7	4.3
	<i>Nuovi impianti di pompaggio e Sistemi di accumulo elettrochimici (tot 6 GW)</i>	-	10	10
TOT		1008	1192	184

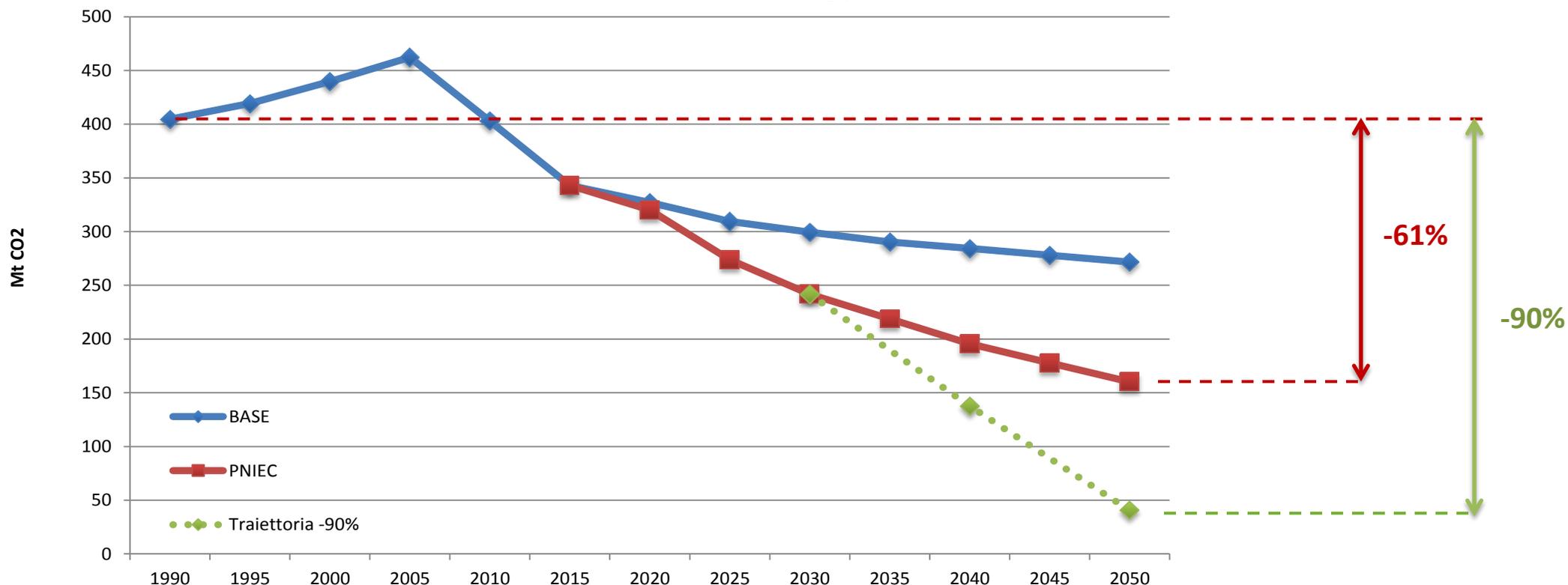
*Non ancora inclusi alcuni investimenti introdotti nel PdS 2018

La piena integrazione del contingenti FER 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.

Riflessioni sul 2050

Scenario PNIEC - Proiezioni al 2050

Stima delle Emissioni di CO₂ – energy related, PNIEC



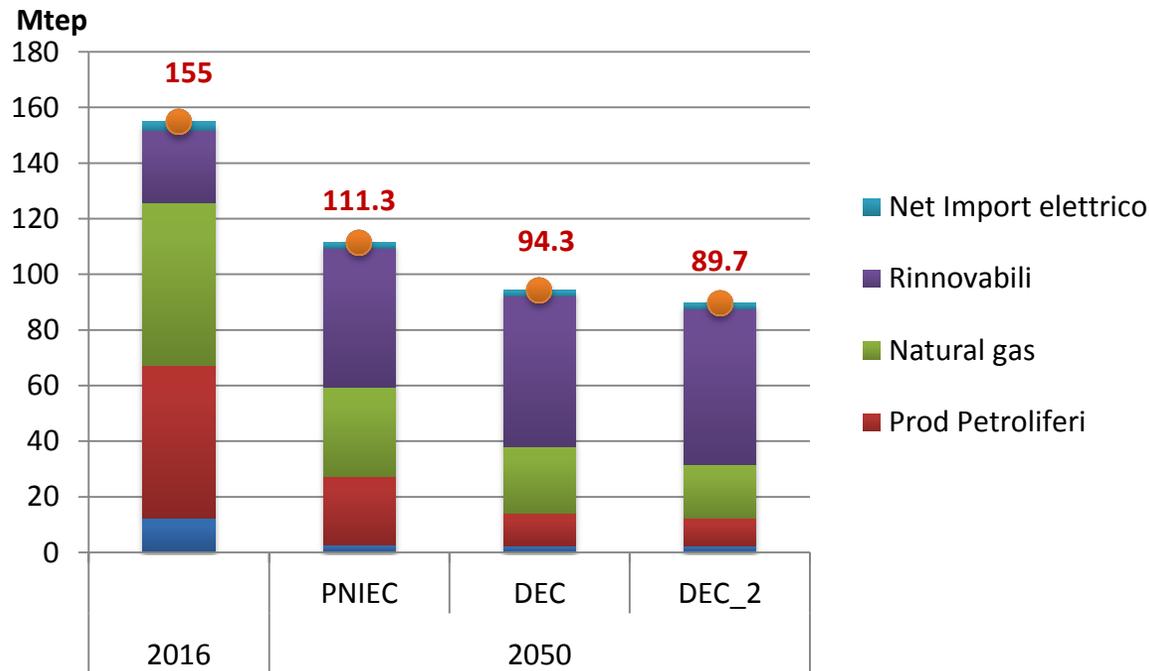
- Lo scenario PNIEC favorisce la riduzione emissiva del settore energetico rispetto ad una evoluzione di riferimento (scenario Base) anche dopo il 2030, per circa 120 Mt CO₂ al 2050. Questo risultato avvicina, ma non raggiunge l'obiettivo di decarbonizzazione profonda al 2050. Possiamo ritenere gli scenari obiettivo in linea con i percorsi di deep decarbonization, ma dopo il 2030 saranno necessari sforzi aggiuntivi.
- La sfida più grande sarà decarbonizzare il settore "Non-energy" (agricoltura, allevamento, fertilizzanti...) le cui emissioni sono difficilmente comprimibili, salvo un cambiamento strutturale e di abitudini.

Scenari Obiettivo - Confronto con scenari di decarbonizzazione



- Volendo perseguire obiettivi di decarbonizzazione spinta al 2050 (oltre -90%) si dovrà far ricorso a disruptive technologies e politiche che cambino radicalmente la configurazione e struttura del sistema produttivo.
- **RSE** da tempo esplora possibili **pathways di decarbonizzazione profonda al 2050** per analizzarne criticità e opportunità: sono riportati confronti con degli **scenari DEC** (Rapporto RdS 2017-2018) che raggiungono almeno il -90% di riduzione delle emissioni al 2050 nel settore energetico.

Fabbisogno di Energia Primaria scenari DEC

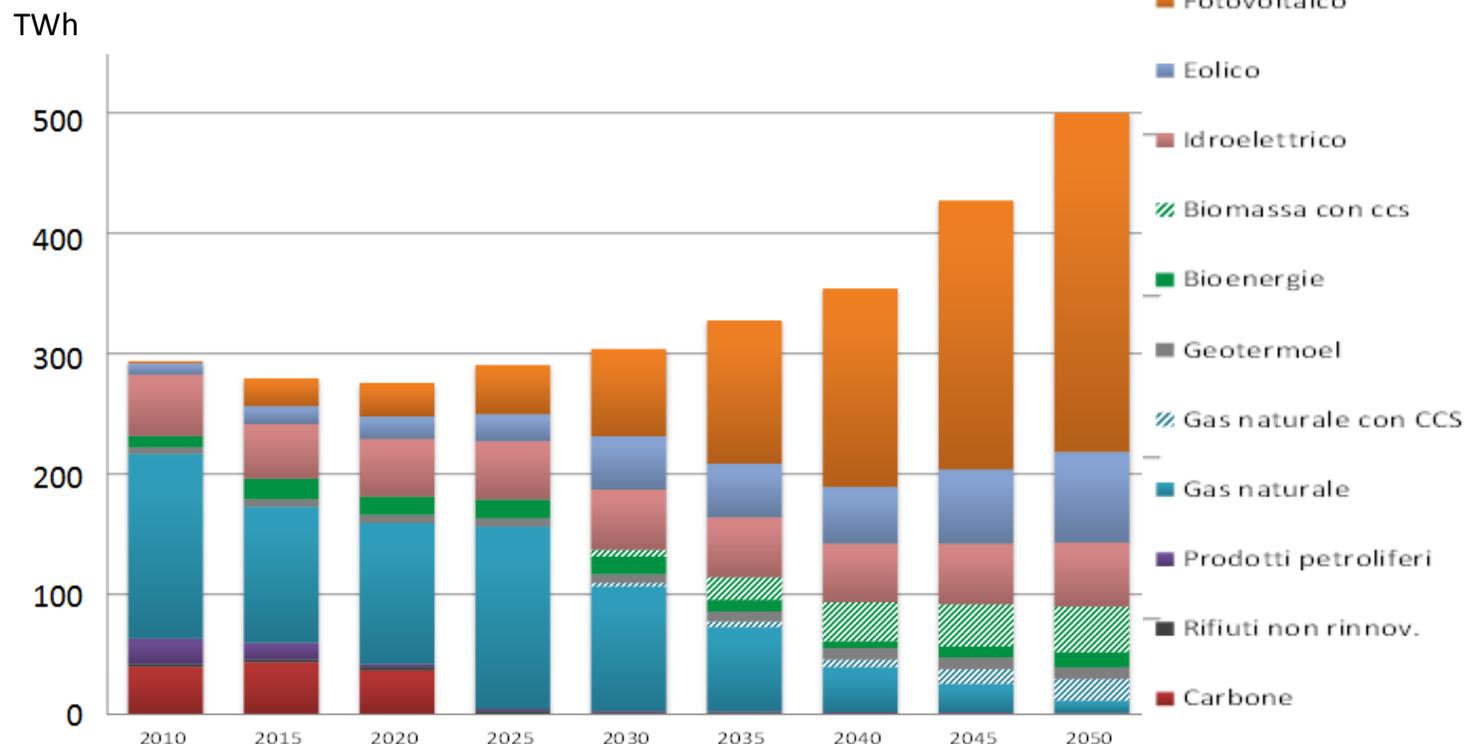
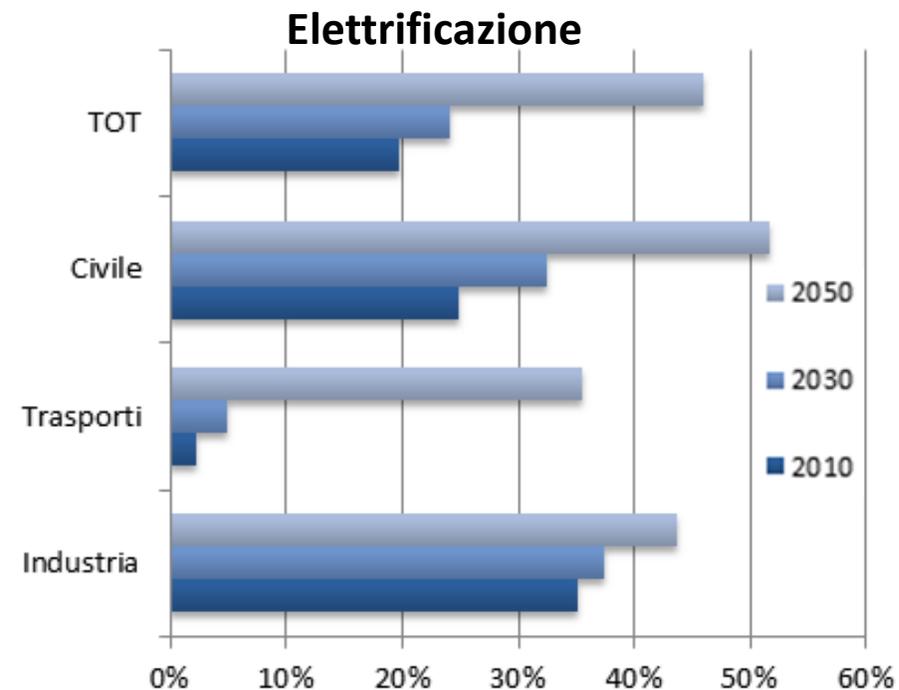


Necessari dopo il 2030:

- Incremento dell'**efficienza** → può avere un ruolo differente al 2050 (vedi DEC e DEC_2) ma è sicuramente uno dei drivers principali
- **Elettrificazione** spinta degli usi finali → altro driver fondamentale nel processo di decarbonizzazione
- **CCU e CCS negativa** → il ruolo della CCS negativa sarà fondamentale per abbattere le emissioni del settore non energy
- Maggior ricorso a **idrogeno** e **power to x**
- Ricorso a tecnologie carbon free innovative e **disruptive techs**

Scenari di decarbonizzazione

Scenario DEC – settore elettrico



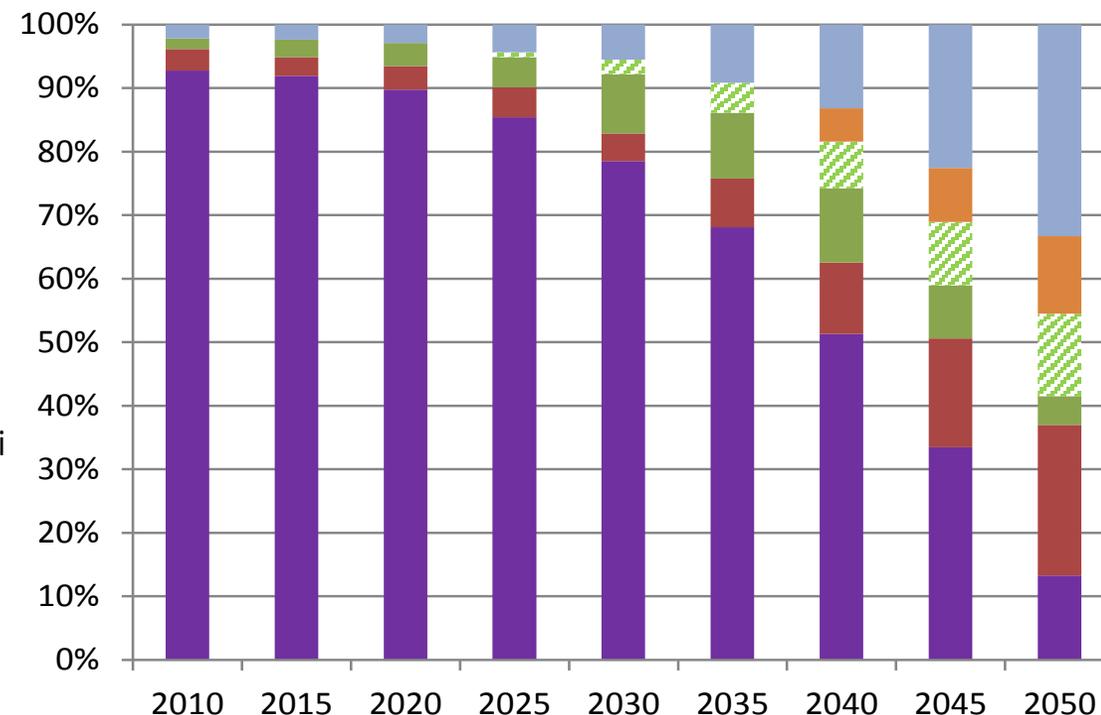
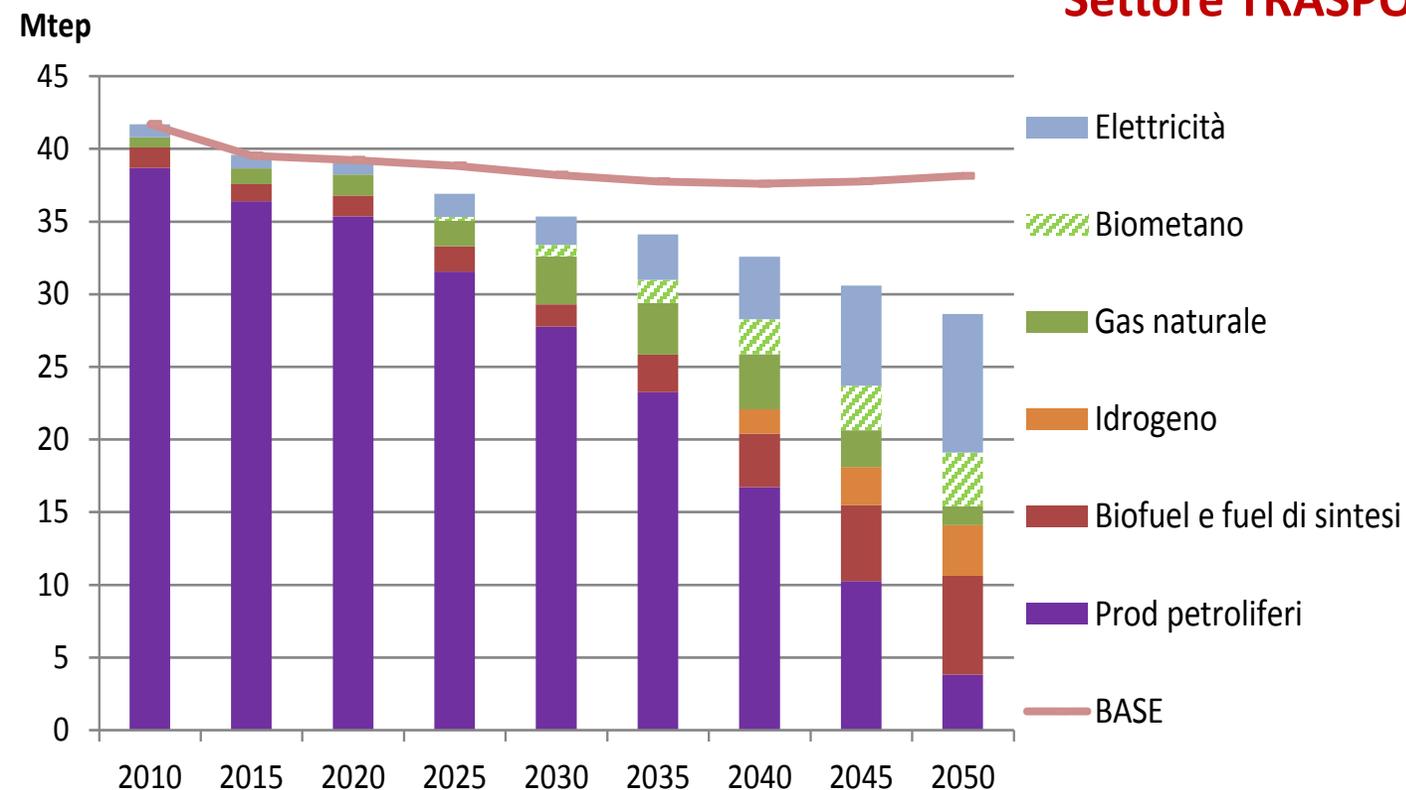
La decarbonizzazione potrà avvenire con una forte elettrificazione degli usi finali e una completa decarbonizzazione del settore elettrico, quali sono le sfide:

- *Come garantire un sistema elettrico adeguato con oltre 300 TWh di FER intermittenti?*
- *Dove stoccare la CO2 catturata? Quale ruolo per il riutilizzo della CO2?*
- *Il Power to X può dare un contributo quantitativamente significativo ai settori? (1GW di FV dedicato -> 0,09 Mtep di metano)*
- *Come contenere i costi di sistema?*

Scenari di decarbonizzazione al 2050

Settore TRASPORTI

Fonte: elaborazione RSE



Una possibile configurazione al 2050 del settore trasporti evidenzia le sfide di una traiettoria in linea con la LTS 2050:

- *Come e a che costi produrremo idrogeno rinnovabile? Dove utilizzarlo?*
- *Come ridurre la domanda di mobilità?*
- *Che potenziali per biofuel e fuel di sintesi?*
- *Il ricorso a elettricità prevede tante infrastrutture di ricarica, come promuoverle? Equilibrio costi – benefici...*

Grazie per l'attenzione

alberto.gelmini@rse-web.it

Drivers e ipotesi

Gli scenari sono costruiti attorno ad alcune “**variabili chiave**” (PIL, valori aggiunti settoriali, popolazione, prezzo internazionali delle fonti fossili). Per una corretta confrontabilità è importante che gli scenari siano costruiti a partire dalle stesse ipotesi di base.

Raccomandati dalla CE

Parametri socioeconomici	2017	2020	2025	2030
Popolazione (milioni)	60,6	61,2	62,2	63,3
	2017	2018-20	2020-25	2025-30
PIL mln€ (2010) e t.m.a.	1.599.774	1,37%	1,18%	1,19%

Evoluzione delle tecnologie e dei prezzi dei prodotti energetici (€2013/GJ)	2017	2020	2025	2030
Petrolio	9,19	11,61	13,18	14,52
Gas (PCS)	6,58	7,47	8,08	8,79
Carbone	1,95	2,21	2,65	3,18

ETS CO2 price	2017	2020	2025	2030
ETS (€2016/tCO2)	7	15,5	23,3	34,7

Vincoli esterni (es. obiettivi al 2020, variazioni climatiche...)

Evoluzione di abitudini e paradigmi di consumo (mobilità, condizioni abitative ...)

Politiche vigenti (dic. 2016)

Scenario PNIEC - Fonti Energetiche Rinnovabili Trasporti



ktep	Fattore moltiplicativo	2016	2017	2025	2030
Numeratore		2.056	1.665	4.152	5.953
Biocarburanti avanzati	X 2	9	7	695	1.057
<i>di cui biometano</i>	X 2	0	0	511	793
<i>di cui altri biocarburanti</i>	X 2	9	7	184	264
Biocarburanti double counting non avanzati	X 2	765	350	630	570
Biocarburanti single counting		265	703	655	710
Quota rinnovabile dell'energia elettrica su strada	X 4	2	2	126	379
Quota rinnovabile dell'energia elettrica su rotaia	X 1,5	156	159	228	314
Denominatore - Consumi finali lordi nei trasporti		31.719	30.352	28.851	27.607
Quota FER-T (%) – RED II		6,5%	5,5%	14,4%	21,6%

2,3 Mtep ai fini dell'obiettivo complessivo

6 Milioni di auto ad alimentazione elettrica

- quota dei **biocarburanti avanzati** pari all'7,6% al 2030 (più ambizioso del 3,5% previsto dalla RED II), anche grazie al contributo del **biometano** che avrà un peso del 75% sul totale degli avanzati

Sintesi dei risultati dell'analisi del sistema elettrico



La piena integrazione del contingenti FER dello scenario PNIEC 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).