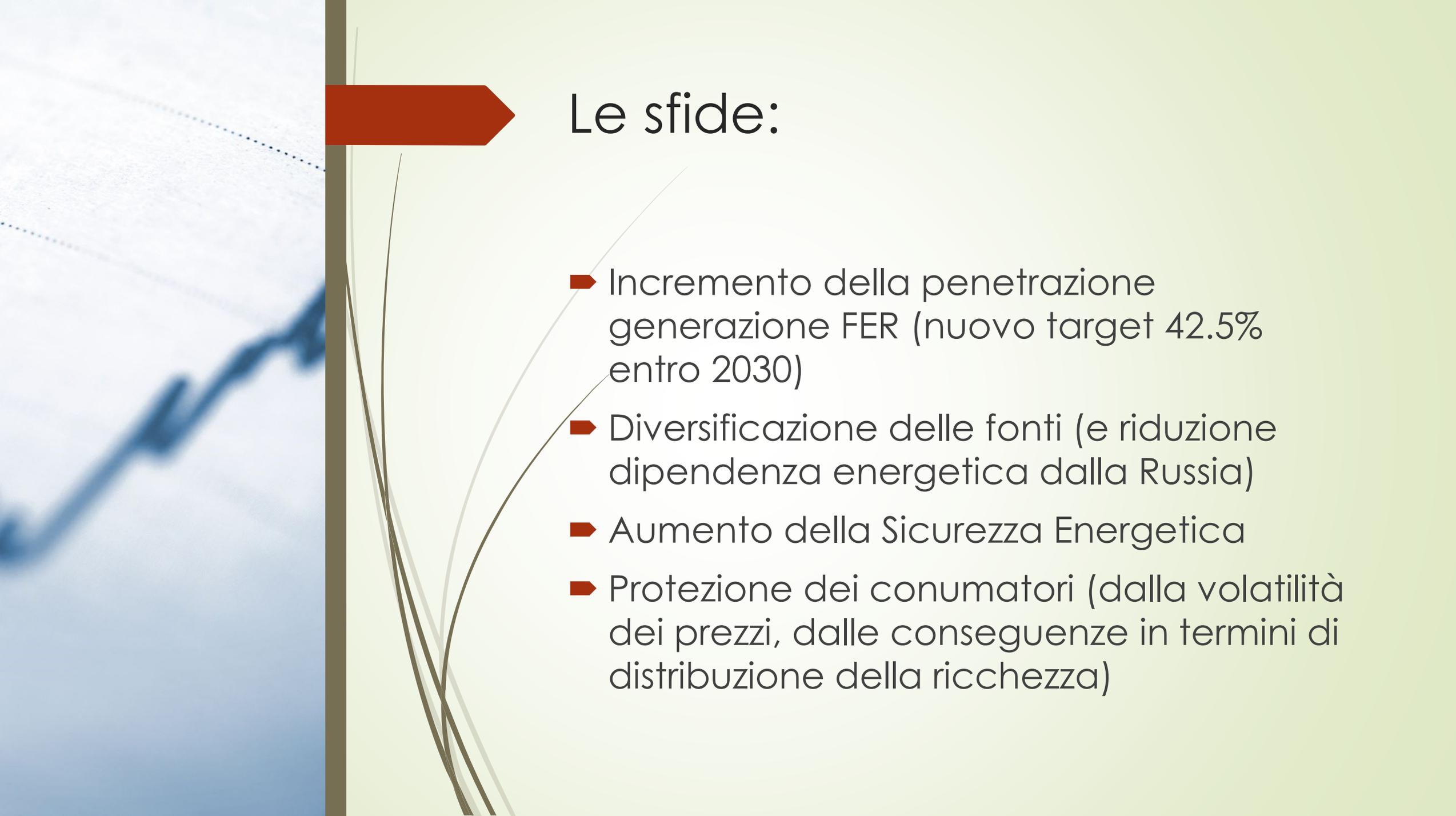




La transizione energetica tra mercato e regole: sfide e rischi per gli investimenti utility-scale nel settore elettrico

Fulvio Fontini

Dipartimento di Scienze Economiche, UNIPD e
Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza
Energetica

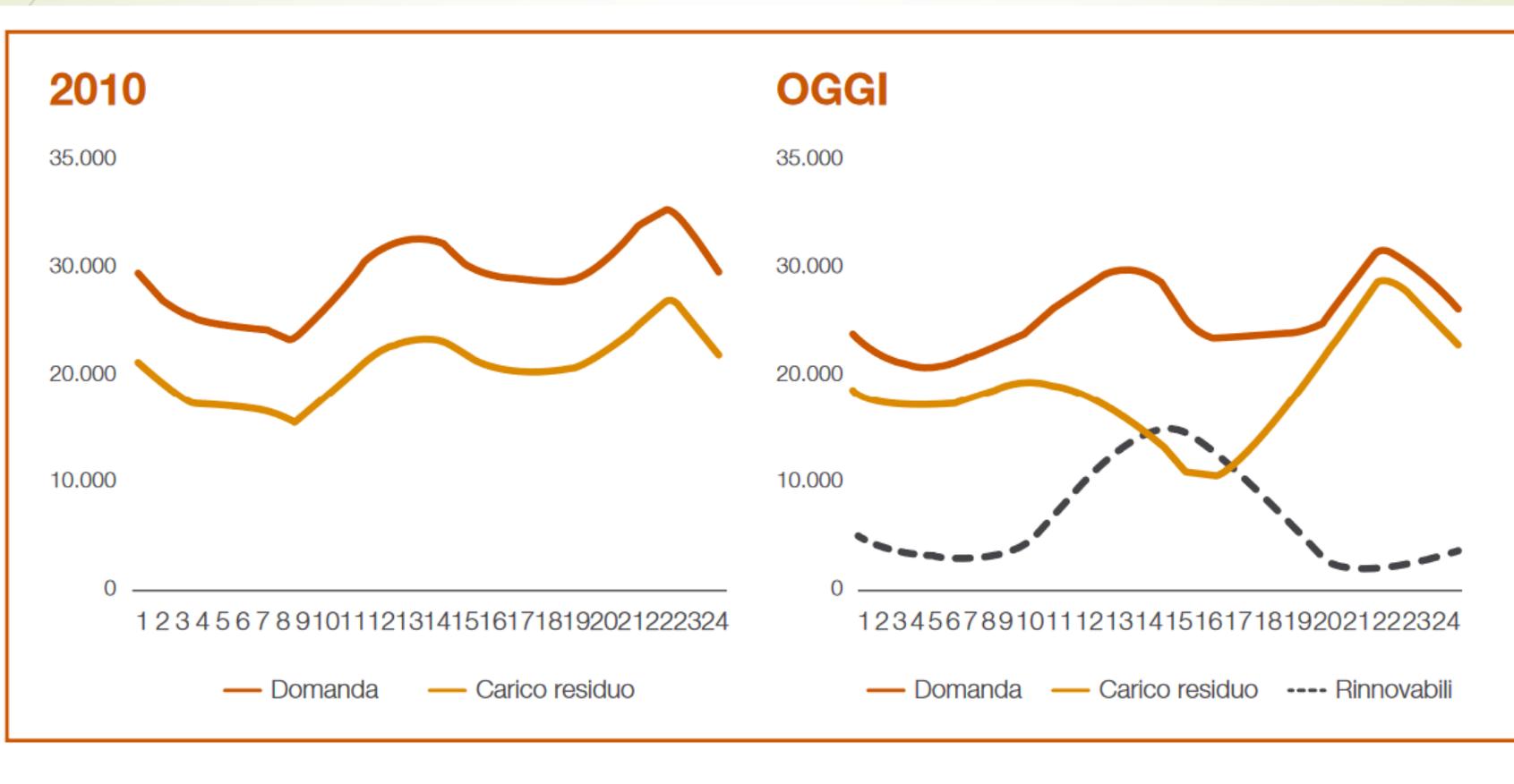


Le sfide:

- Incremento della penetrazione generazione FER (nuovo target 42.5% entro 2030)
- Diversificazione delle fonti (e riduzione dipendenza energetica dalla Russia)
- Aumento della Sicurezza Energetica
- Protezione dei consumatori (dalla volatilità dei prezzi, dalle conseguenze in termini di distribuzione della ricchezza)

Le sfide:

1: penetrazione FER: stress sulla generazione "tradizionale"



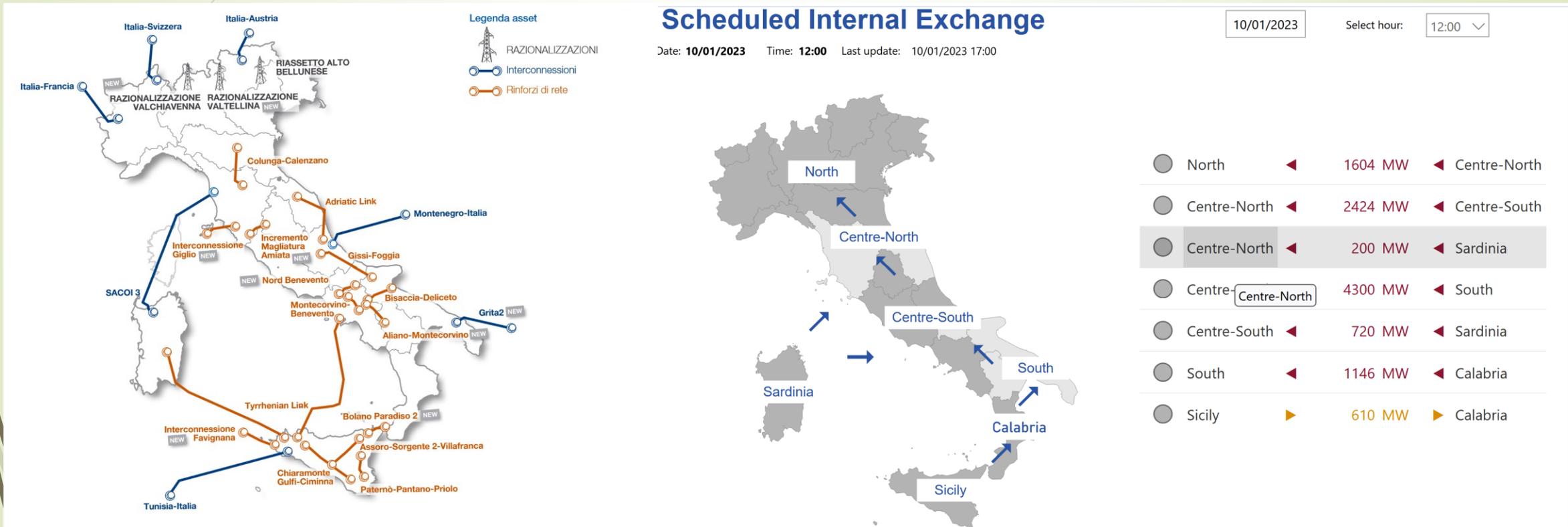
Le sfide:

2: Aumento della volatilità dei prezzi

periodo	Prezzo d'acquisto. PUN (€/MWh)		
	media	min	max
2004*	51,60	1,10	189,19
2005	58,59	10,42	170,61
2006	74,75	15,06	378,47
2007	70,99	21,44	242,42
2008	86,99	21,54	211,99
2009	63,72	9,07	172,25
2010	64,12	10,00	174,62
2011	72,23	10,00	164,80
2012	75,48	12,14	324,20
2013	62,99	0,00	151,88
2014	52,08	2,23	149,43
2015	52,31	5,62	144,57
2016	42,78	10,94	150,00
2017	53,95	10,00	170,00
2018	61,31	6,97	159,40
2019	52,32	1,00	108,38
2020	38,92	0,00	162,57
2021	125,46	3,00	533,19
2022	303,95	10,00	870,00

Le sfide:

3.. Incremento delle congestion interne, curtailments, necessità di investimenti infrastrutturali



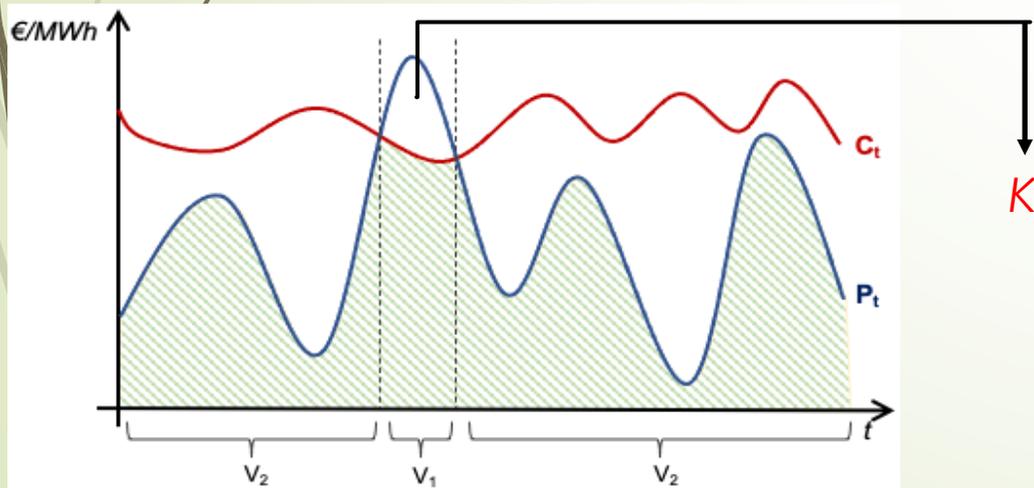


Regolazione nel settore Elettrico

- ▶ Investimenti sono decisi dal mercato, il quadro regolatorio definisce il contesto (incentivante)
- ▶ I problemi:
 - ▶ 1) coerenza degli strumenti regolatori
 - ▶ 2) coerenza tra mercato e strumenti (obiettivi)
 - ▶ 3) coerenza del processo decisionario (relazione tra decisioni di investimento e implementazione dell'investimento)

I rischi: 1) coerenza degli strumenti

- Capacity market = Security of supply
- Incentivi FER (es. FER X) = Incentivi alla transizione ecologica.
- Ma gli obiettivi non sono indipendenti, e gli strumenti possono essere contraddittori. Esempio. Capacity: sposta remunerazione random (ex post) in incentivi ex ante. Ma determina anche un diverso impatto sulla tecnologia tra VRE, CCGT, COAL

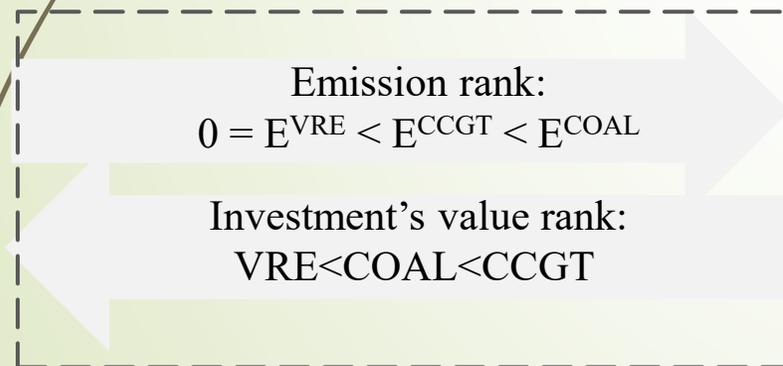


$$\Pi^{VRE}(P, C) = -I^{VRE} + K + V^{VRE}(P, C) * capfac^{VRE}$$

Funzione di profitto (per ciascuna tecnologia)

Con stime plausibili dei valori in IT si ottiene un ranking incompatibile con gli obiettivi della transizione energetica:

	VRE	CCGT	COAL
V^i	822,570	605,503	943,406
K	1,125,000	1,125,000	1,125,000
I^i	4,250,000	1,000,000	2,000,000
Π^i	-2,302,430	855,503	193,406

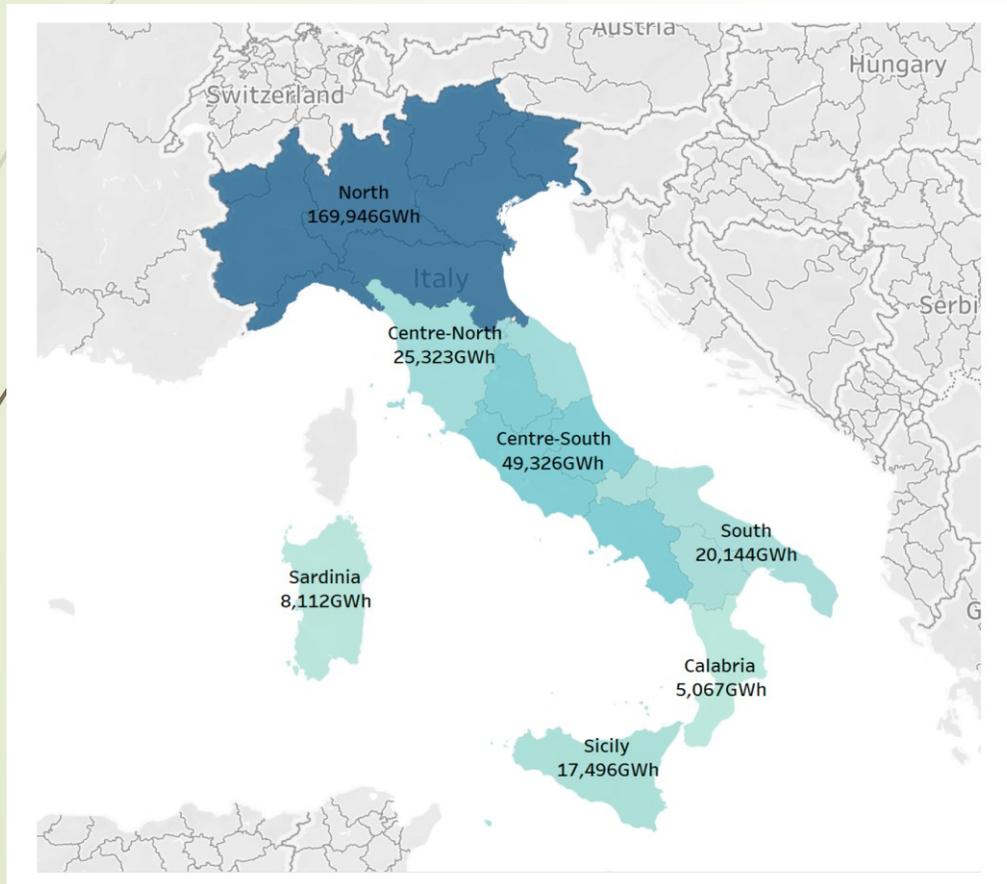


Symbols	Value	Unit of Measure
r	5.00	%
K	75.00	k€/MWy
I^{VRE}	4.25	M€/MW
I^{CCGT}	1.00	M€/MW
I^{COAL}	2.00	M€/MW
$emfac^{CCGT}$	0.36	tCO ₂ /MWh
$emfac^{COAL}$	0.89	tCO ₂ /MWh
$emprice$	30.79	€/tCO ₂
η^{CCGT}	40.00	%
η^{COAL}	40.00	%
$price^{GAS}$	19.39	€/MWh
$price^{COAL}$	8.71	€/MWh
P_0	59.21	€/MWh
C_0	59.70	€/MWh
B_0	49.47	€/MWh

I rischi:

2) coerenza tra mercato e strumenti

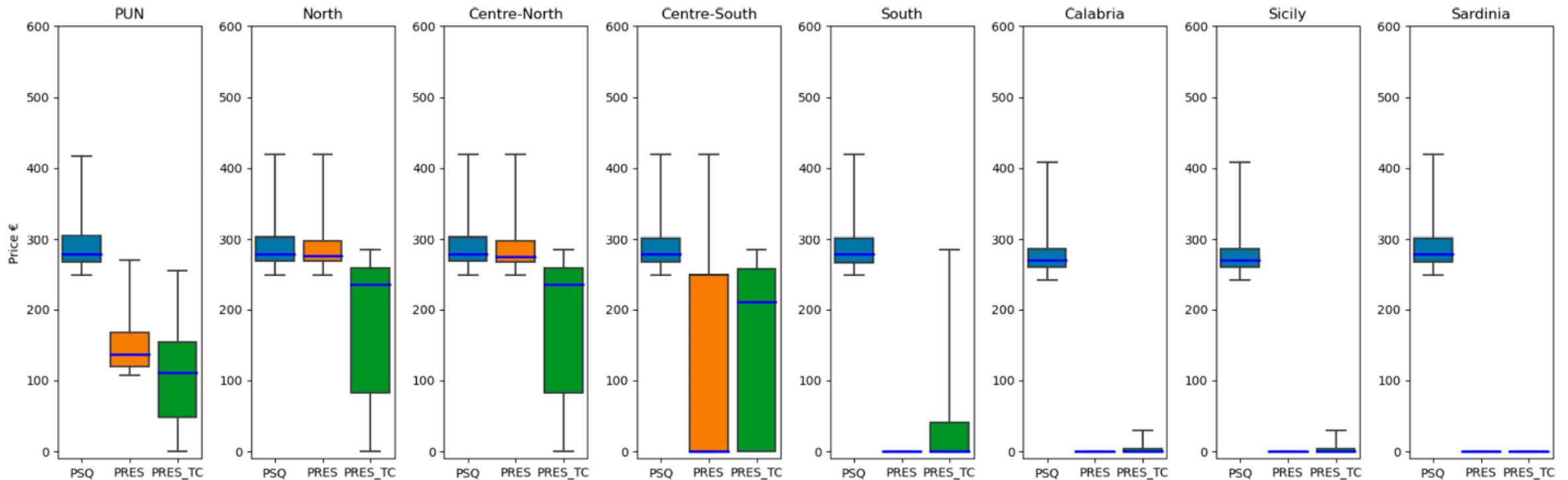
➤ Investimenti al sud, carico al nord



Type	Bidding Zone	MW	TOT
solar	CALA	117	<i>2 475</i>
wind	CALA	417	
wind off-shore	CALA	2 211	
solar	CNOR	450	<i>811</i>
wind	CNOR	361	
solar	CSUD	2 218	<i>6 157</i>
wind	CSUD	1 515 ⁷	
wind off-shore	CSUD	2 424	
solar	NORD	1 599	<i>2 408</i>
wind	NORD	109	
wind off-shore	NORD	700	
solar	SARD	7 268	<i>17 501</i>
wind	SARD	5 094	
wind off-shore	SARD	5 139	
solar	SICI	8 114	<i>16 814</i>
wind	SICI	2 475	
wind off-shore	SICI	6 225	
solar	SUD	15 824	<i>31 240</i>
wind	SUD	5 402	
wind off-shore	SUD	10 014	
solar	ITA	35 590	<i>77 677</i>
wind	ITA	15 374	
wind off-shore	ITA	26 713	

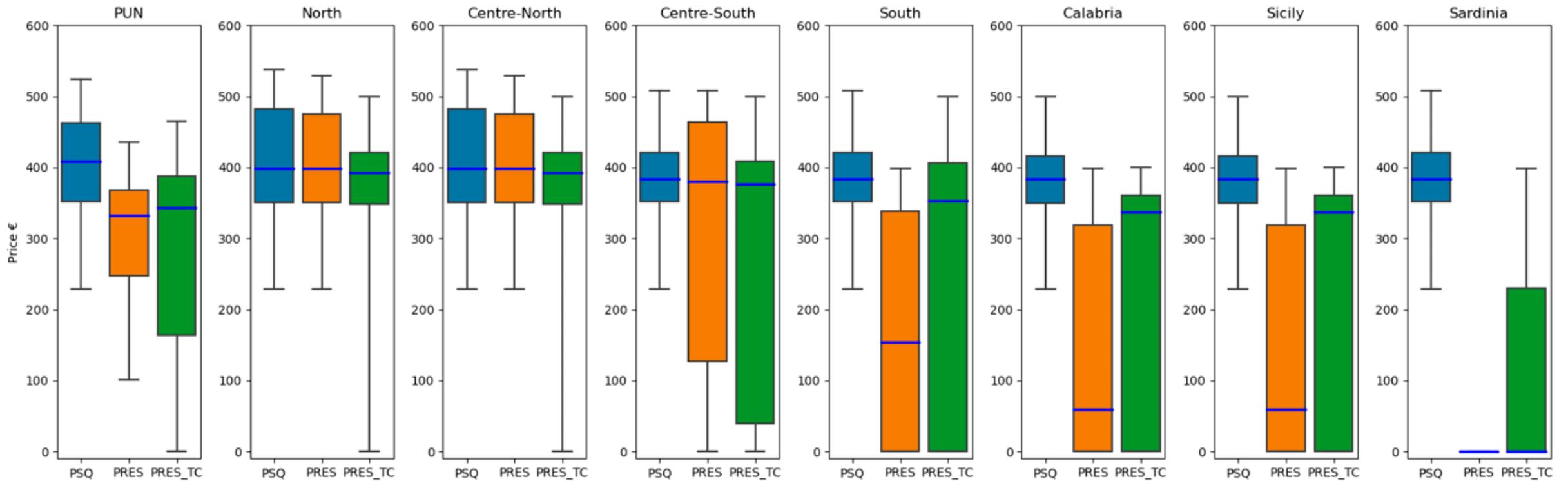
I rischi: 2) coerenza tra mercato e strumenti

- Conseguenza: impatto rilevante sui prezzi al sud, trascurabile al Nord.
- Alto rischio di curtailment = rischio di hog-cycle negli investimenti (o forte «pressione» per ristoro costi ex-post)



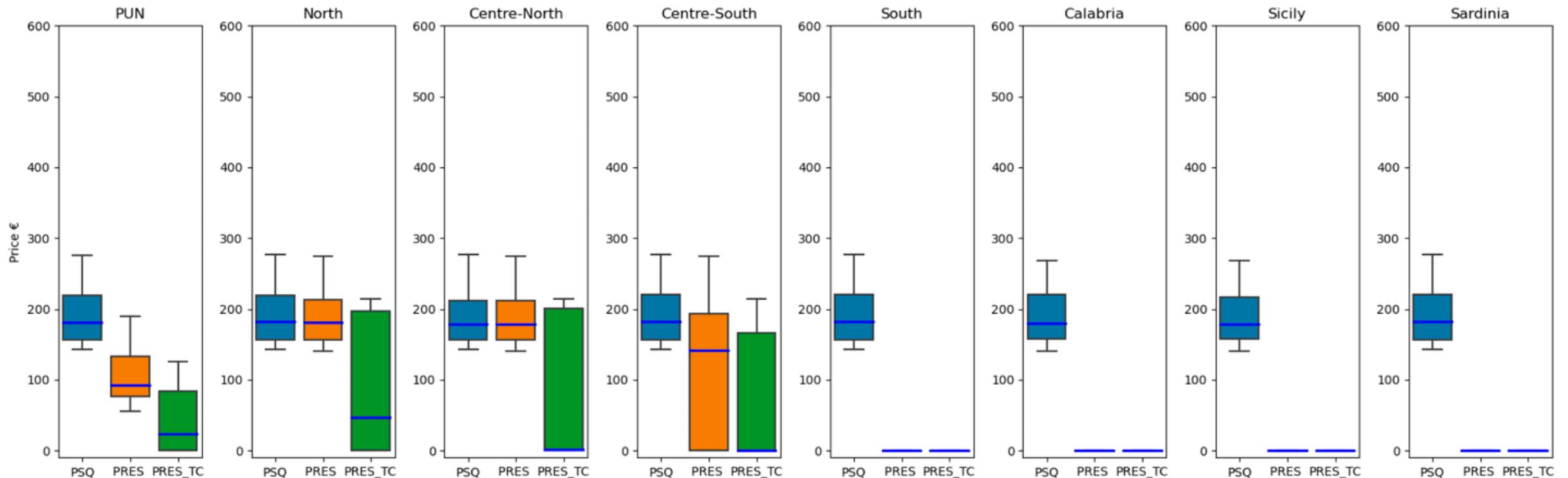
I rischi: 2) coerenza tra mercato e strumenti

- Conseguenza: impatto rilevante sui prezzi al sud, trascurabile al Nord.
- Alto rischio di curtailment = rischio di hog-cycle negli investimenti (o forte «pressione» per ristoro costi ex-post)



I rischi: 2) coerenza tra mercato e strumenti

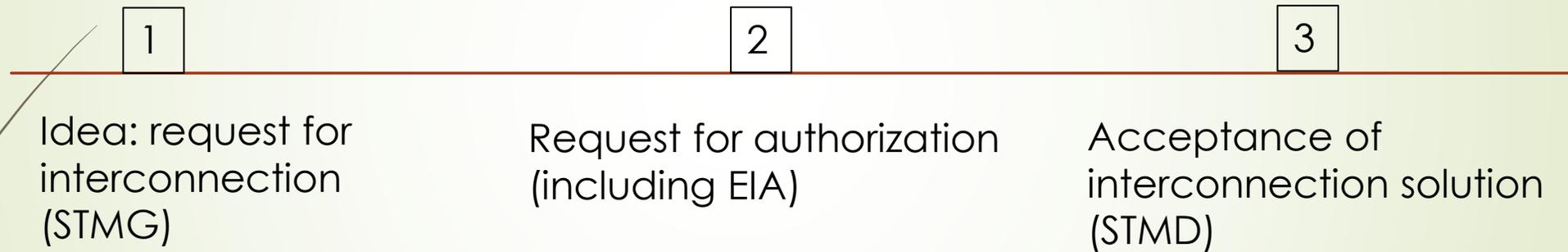
- Conseguenza: impatto rilevante sui prezzi al sud, trascurabile al Nord.
- Alto rischio di curtailment = rischio di hog-cycle negli investimenti (o forte «pressione» per ristoro costi ex-post)



I rischi:

3) coerenza del processo decisionario

- Gap tra il momento in cui si decide di effettuare l'investimento ed il momento in cui si inizia ad effettuare l'investimento



I rischi:

3) coerenza del processo decisionario

Solare

Eolico on-shore

Eolico off-shore

Richieste di connessione (31/03/2024)

336.38 Potenza (GW)

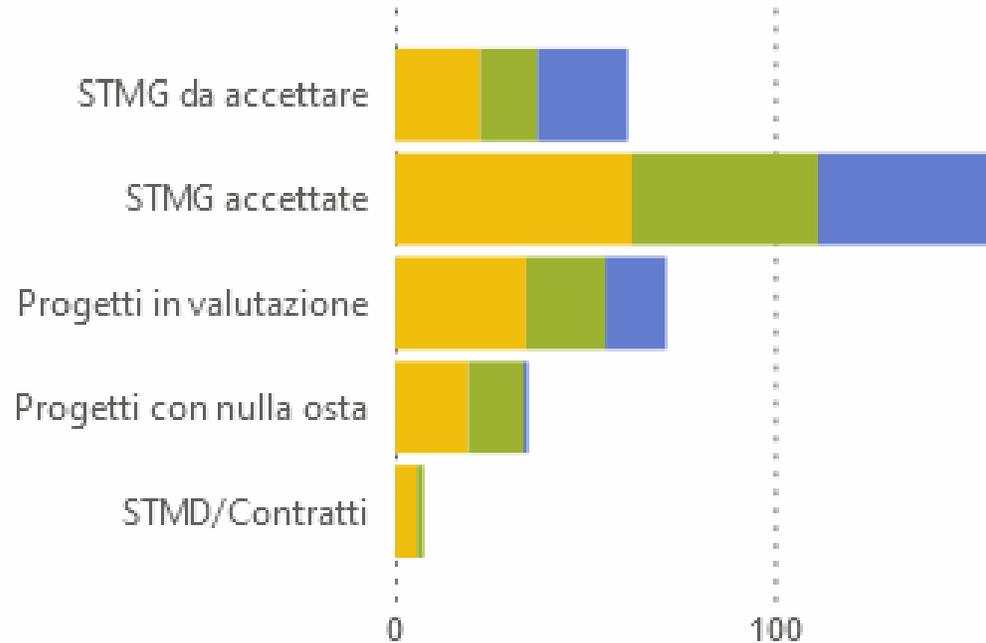
5678 Pratiche

● **144.84** GW (43.06%)
3642 Pratiche

● **101.14** GW (30.07%)
1897 Pratiche

● **90.41** GW (26.88%)
139 Pratiche

Richieste di connessione per fonte (GW) e stato pratica



Richieste di connessione per fonte (GW) e regione

100

Rischio regolatorio (e pianificatorio)

➔ Coerenza tra investimenti di mercato e pianificati

**Richieste di connessione /
FF55 (31/03/2024)**

336.38 / 69.89 GW

● **144.8** (No available actions)

● **101.14 / 7.70 GW**

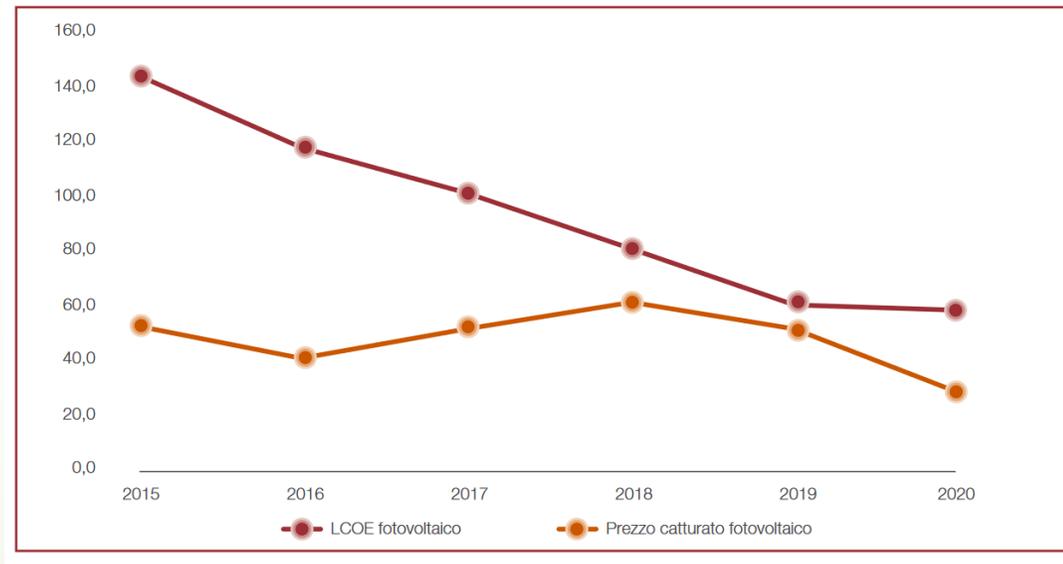
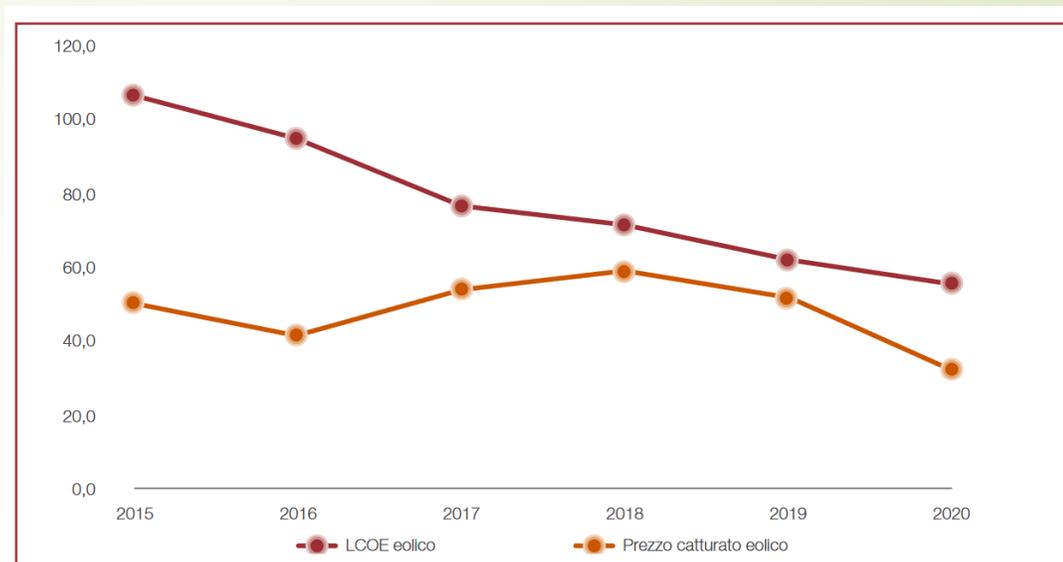
● **90.41 / 8.50 GW**

	2021	2030
Idrica	19.172	19.172
Geotermica	817	1.000
Eolica	11.290	28.140
- di cui off shore	0	2.100
Bioenergie	4.106	3.052
Solare	22.594	79.921
- di cui a concentrazione	0	873
Totale	57.979	131.285

NUOVO pnec

Rischio di mercato ?

- ▶ Alto rischio di investimento (ciclo del "maiale")
- ▶ Pressione per adozione strumenti incentivanti ex post (Decreto FER X)





Grazie

Fulvio Fontini

Marco Fanno Dipartimento di Economia e Management, Università di Padova

Coordinatore, sottocommissione PNIEC, Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica