



Energy Business *forum*

18/19 aprile 2013 Park Hotel ai Cappuccini - Gubbio

Un evento organizzato da:

Richmonditalia
Events for your professional life

Milano Londra Roma New York



Stato dell'arte e prospettive delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica

Focus:

- Interconnessioni tra FER non programmabili e produttori termoelettrici
- Overcapacity, Capacity Payment, Flexibility Payment, Virtual Power System
- Effetto fotovoltaico: peak shaving effect
- Elementi di competitività e Grid-Parity
- Modelli di rete: SEU, RIU, SAAE



il **Coordinamento FREE** (*Coordinamento Fonti Rinnovabili ed Efficienza Energetica*) raccoglie attualmente in qualità di Soci ordinari una ventina Associazioni in toto o in parte attive in tali settori, oltre ad un ampio ventaglio di Enti e Associazioni che hanno chiesto di aderire come 'sostenitori' (senza ruoli decisionali).

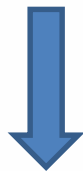
Il Coordinamento FREE ha lo **scopo** di promuovere lo sviluppo delle rinnovabili e dell'efficienza energetica nel quadro di un modello economico ambientalmente sostenibile, della decarbonizzazione dell'economia e del taglio delle emissioni climalteranti, avviando un'azione più coesa delle Associazioni e degli Enti che ne fanno parte anche nei confronti di tutte le Istituzioni.



**Anno 2001**

Domanda [20 GW ; 52 GW]

Potenza netta a disposizione circa 50 GW

Situazione critica per sicurezza elettrica**STIMA Fine Anno 2013**

Domanda [22 GW ; 56 GW]

Potenza netta a disposizione oltre 130 GW

(80 termoelettrici, 20 (hydro + geo), 6 importazioni, FER non programmabili)

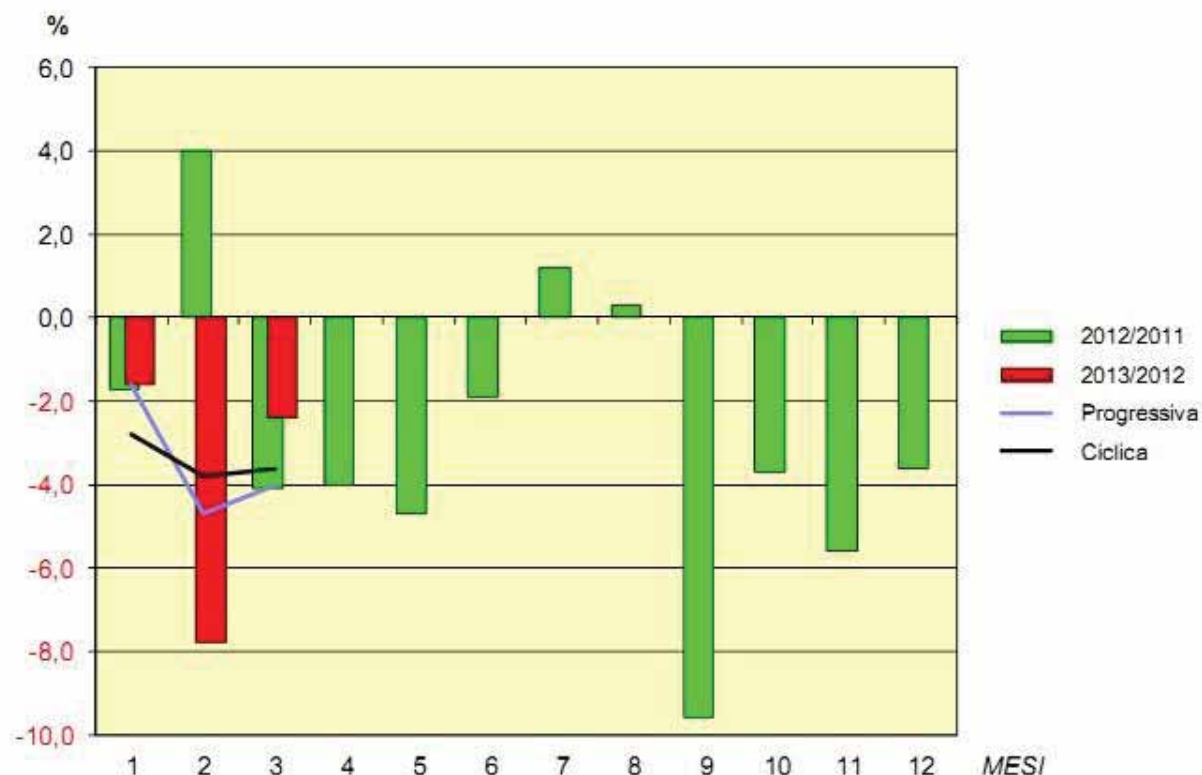
Situazione critica Overcapacity**Il quadro delle rinnovabili elettriche****PREVISIONI 2013**

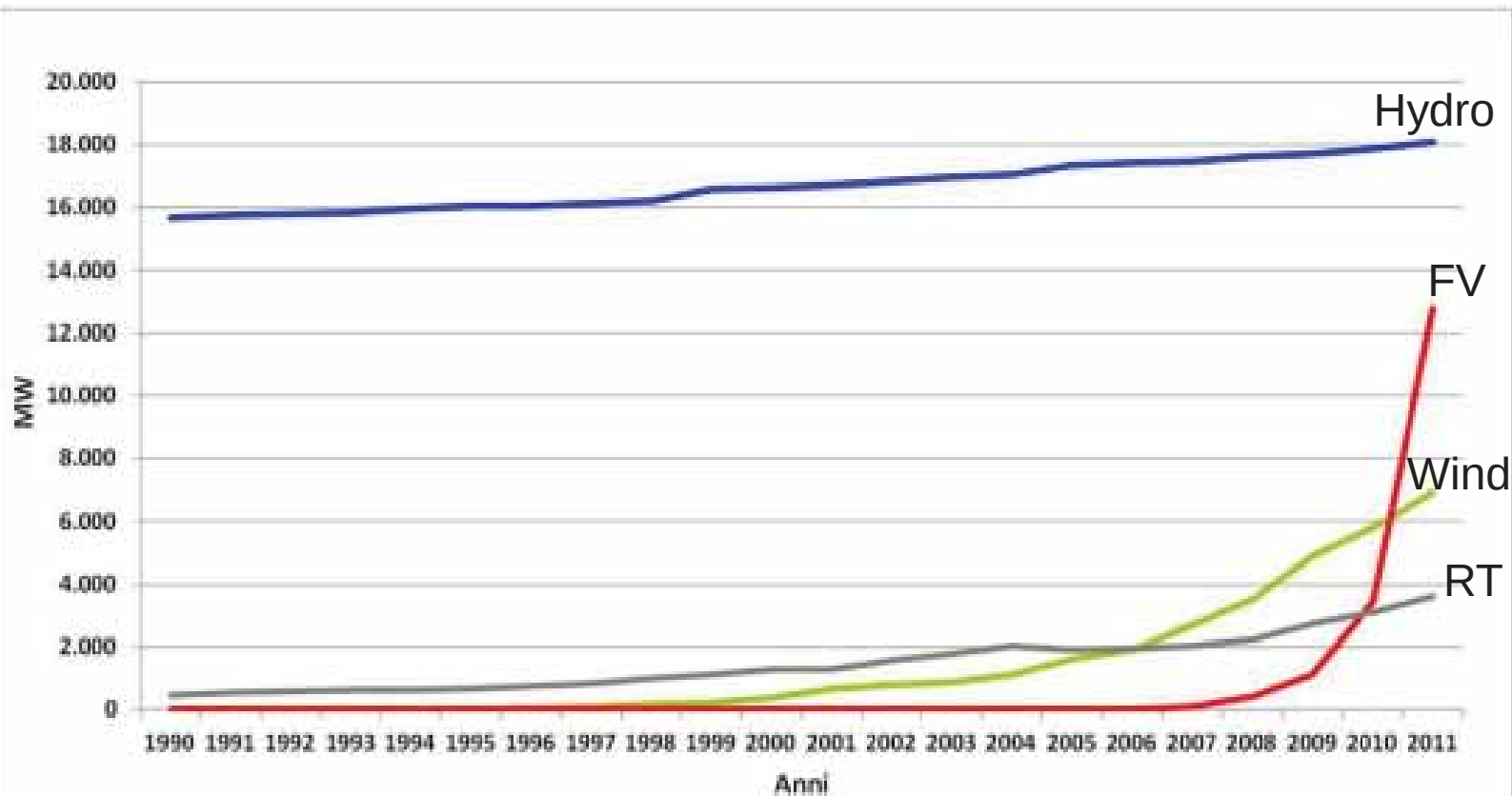
Tecnologia	ΔP (MW)	P_{TOT} (MW)	2013/2012	Energia (GWh)	2013/2012
Eolico	695	8.665	+ 8,7%	15.200	+ 9,3%
Fotovoltaico	1.750	18.100	+ 10,7%	21.500	+ 14,4%
Bioenergia	600	4.400	+ 15,8%	15.165	+ 23,8%
Idraulica	150	18.350	+ 0,8%	42.240	+ 0,7%
Geotermica	0	772	-	5.660	-
TOTALE	3.198	50.950	+ 9,2%	99.765	+ 7,9%



Regionalmente nel 1° trimestre 2013 si registra l'unico aumento della domanda in Emilia Romagna e Toscana (+1,6%) mentre Sardegna (-21,6%), Lombardia (-2,6%) e Triveneto -5%. A **livello nazionale** nel mese di marzo 2013 **la domanda elettrica** è stata di 26,9 TWh, rispetto a marzo 2012 (-2,4%). Il saldo di energia con l'estero fa segnare una significativa diminuzione percentuale pari al -20,3% (**calo delle importazioni**).

La copertura del fabbisogno in potenza nel **giorno di punta del mese di marzo** si è avuta il giorno 6 marzo ore 11 ed è stata pari a 48,303 GW.





Fonte: Elaborazioni ASSOELETTRICA su dati TERNA - GRTN - ENEL

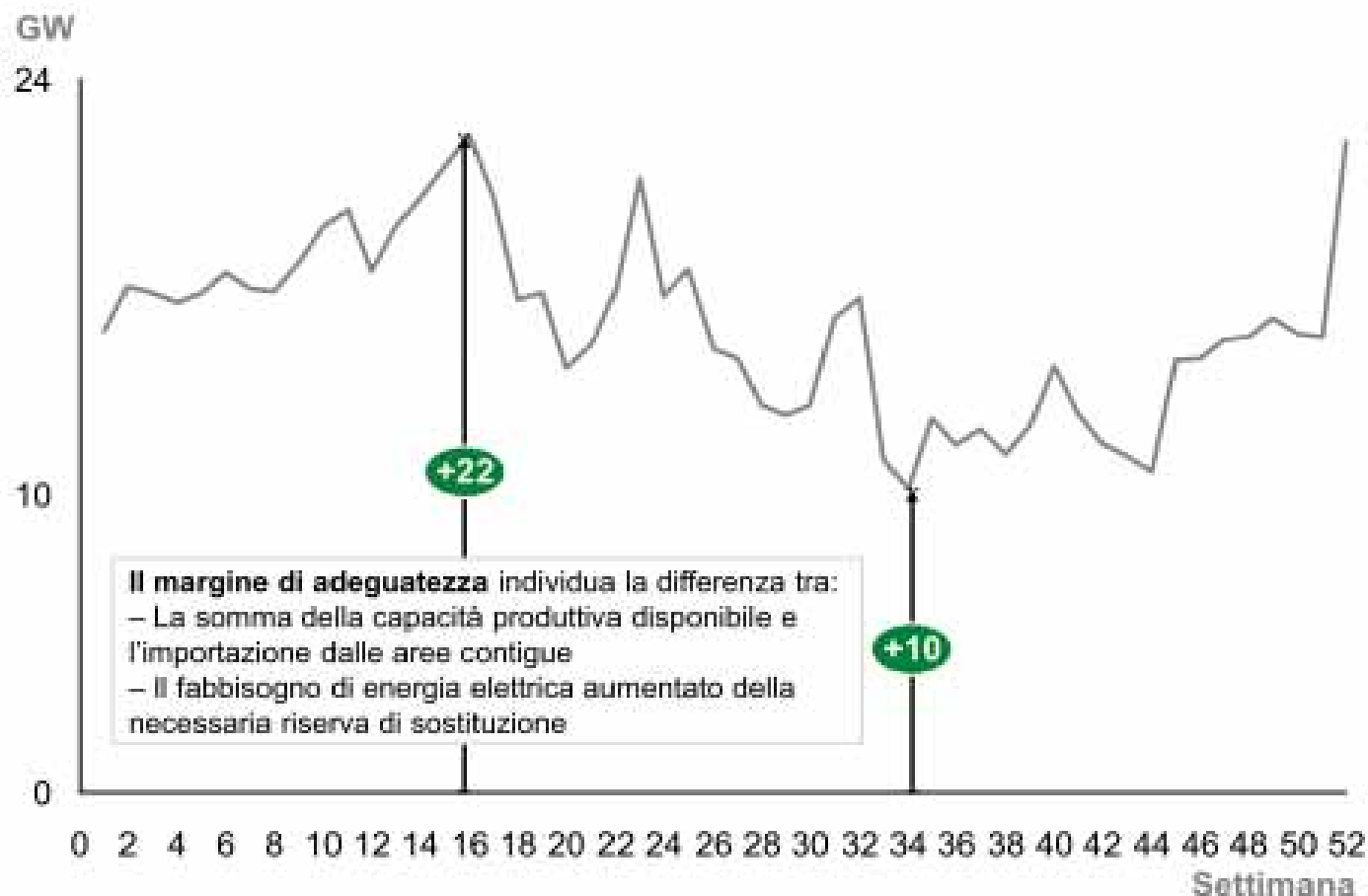
Trend GW FER



TAVOLA 43

Non sono riscontrabili problemi di margini di adeguatezza nel Continente

Andamento settimanale dei margini di adeguatezza nel Continente, stima 2012, GW



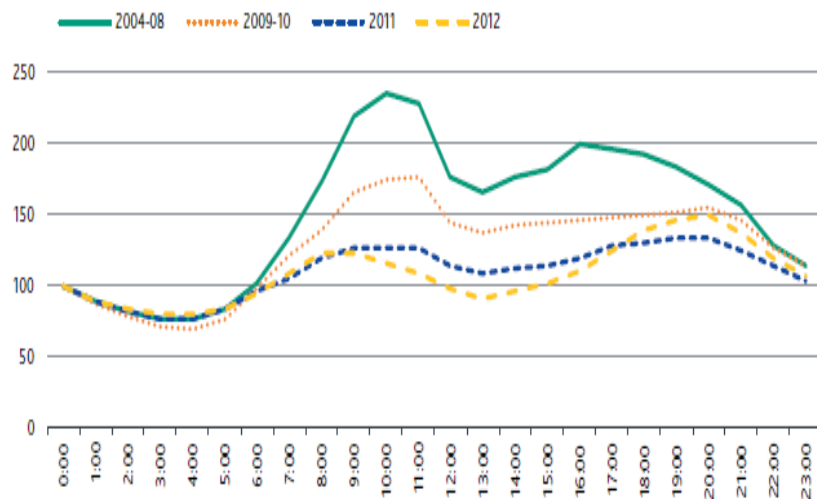


Peak Shaving Effect

Fonte: Moody's: - Variazioni negli anni del prezzo €/MWh

all'ingrosso nel corso della giornata

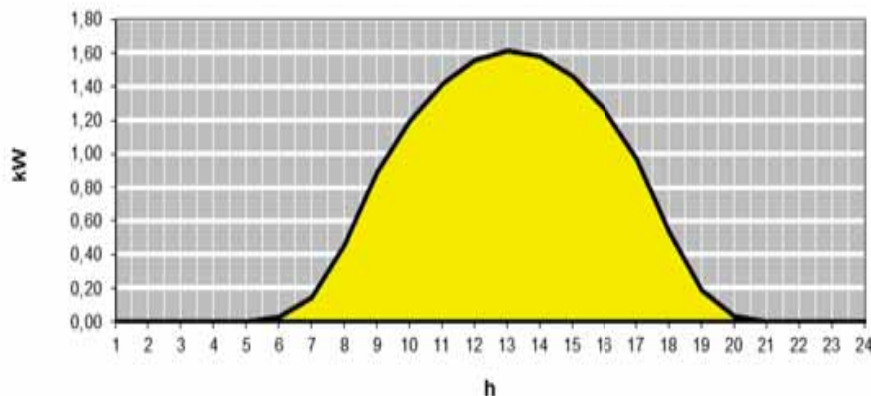
Average Intra-day Power Price Profile Change in Italy, 2004-12



Le **FER non programmabili**, in particolare il fotovoltaico, modificano la curva giornaliera di prezzo. I prezzi medi rimangono sostanzialmente invariati mentre aumentano i prezzi nelle ore pre-serali, ore in cui diminuisce il contributo di **GW «verdi»** per assenza FV (parziale recupero termoelettrici).

Mentre nel periodo 2004-2008 la correlazione fra andamento della domanda e del prezzo dell'elettricità era quella attesa, a partire dal 2009-2010, ma in modo più accentuato nel 2011 e nel 2012, durante le ore diurne è evidente il *peak shaving effect*, provocato dalla crescente penetrazione della produzione elettrica da parte degli impianti fotovoltaici.

Produttività giornaliera media [kWh/giorno]

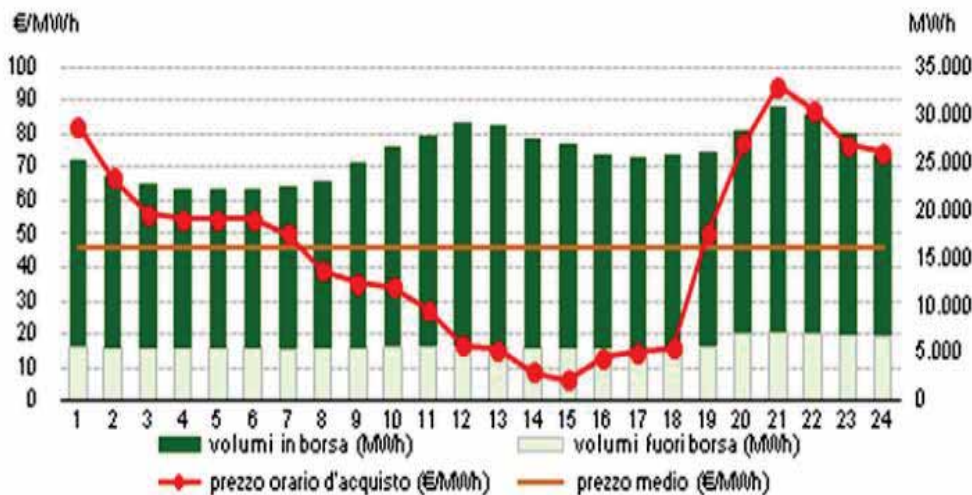




Peak Shaving Effect

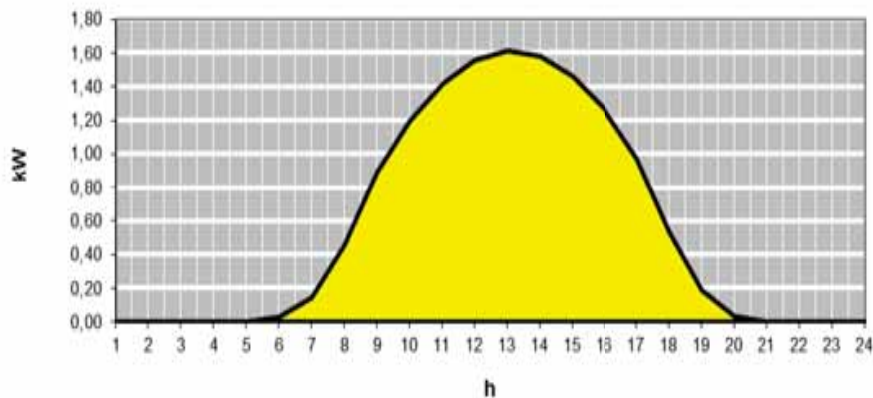
Fonte: Assoelettrica

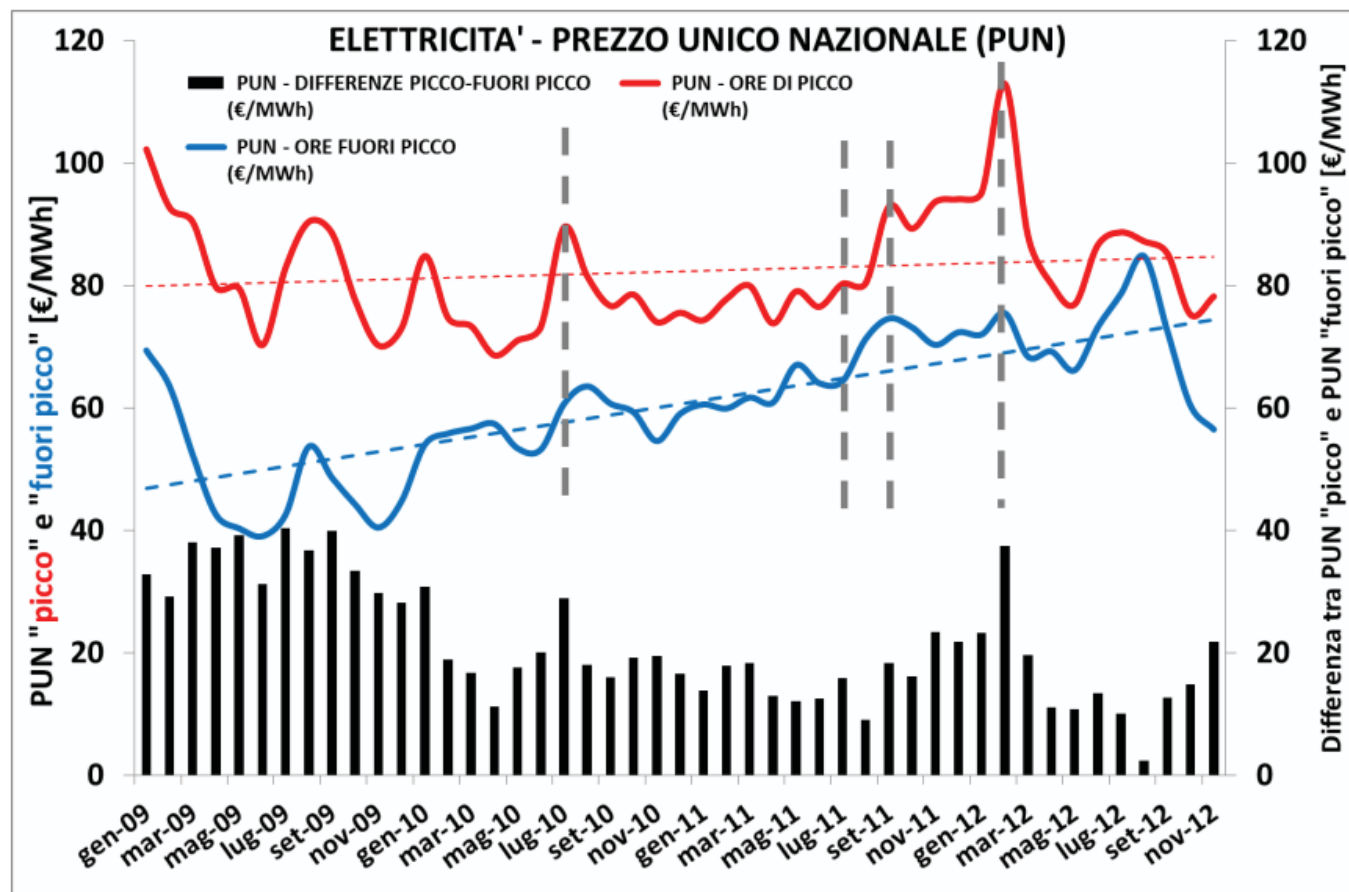
prezzi e volumi orari per il giorno di flusso 14/04/2013



Le **FER non programmabili**, in particolare il fotovoltaico, modificano la curva giornaliera di prezzo. I prezzi medi rimangono sostanzialmente invariati mentre aumentano i prezzi nelle ore pre-serali, ore in cui diminuisce il contributo di **GW «verdi»** per assenza FV (parziale recupero termoelettrici)

Produttività giornaliera media [kWh/giorno]

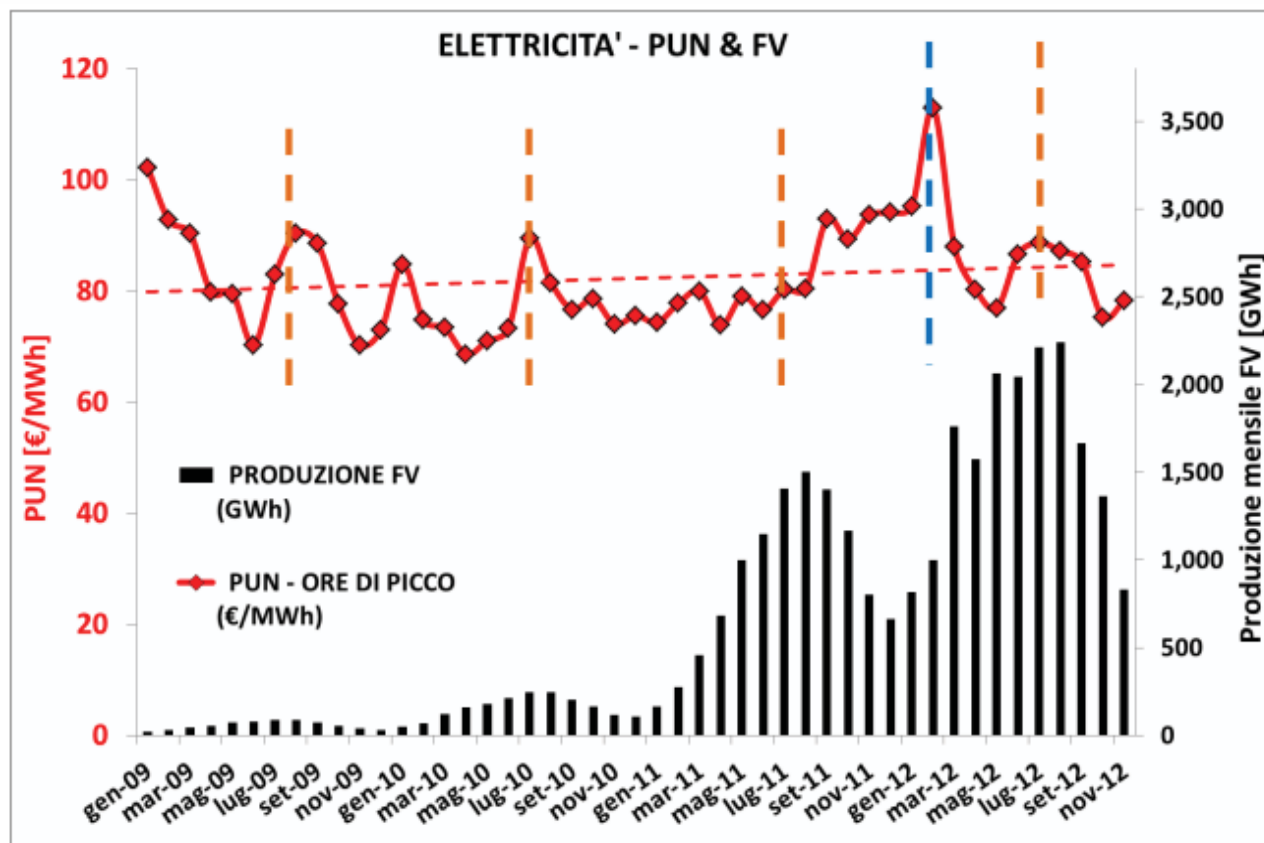




Eccetto il valore estremo del PUN di picco nel Febbraio 2012 (→ maltempo → no FV), quasi tutto il modesto aumento del PUN medio si deve al PUN «fuori picco»..

PUN «fuori picco» → + 25 €/MWh dal 2009

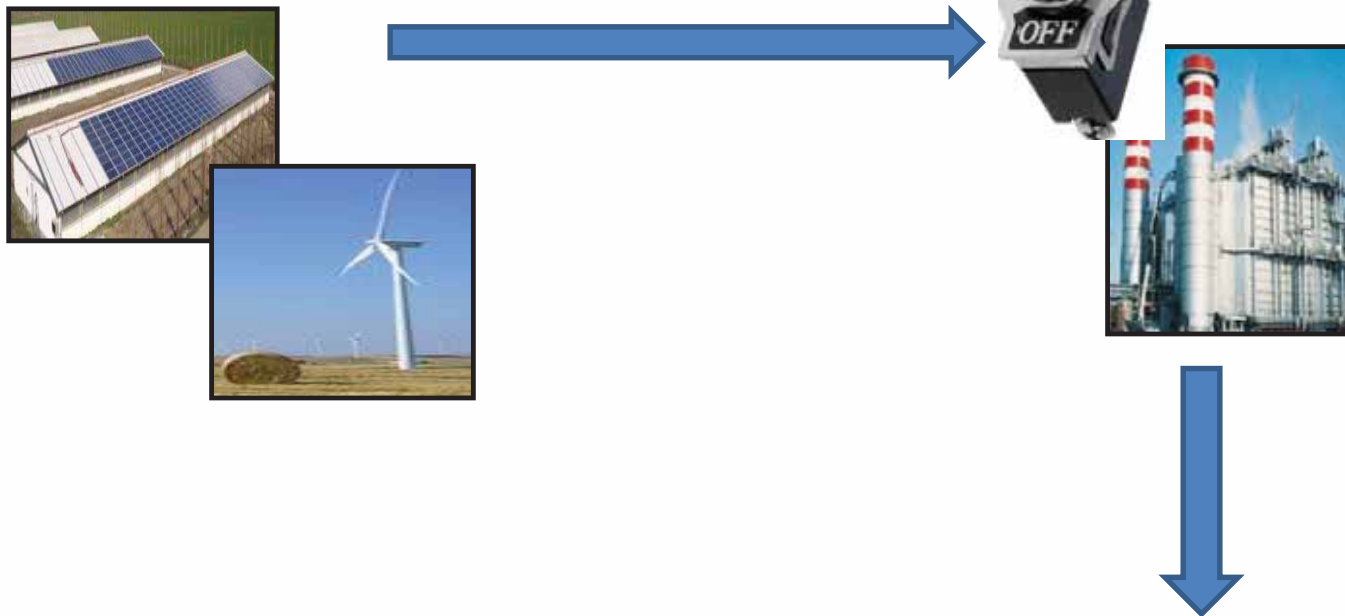
PUN «picco» → + 5 €/MWh dal 2009



Dall'inizio del 2011, il PUN «picco» cresce soltanto quando la produzione FV è bassa (Inverno 2012)
NEL 2011 E NEL 2012 E' ASSENTE IL MASSIMO ESTIVO !



Effetto FER non programmabili su CCGT



Nel 2013 **termoelettrici** sotto le 3.000 ore (**2.440 ore medie** di funzionamento all'anno stimate) seppur con aumento eff.generazione dal 40% al 47%

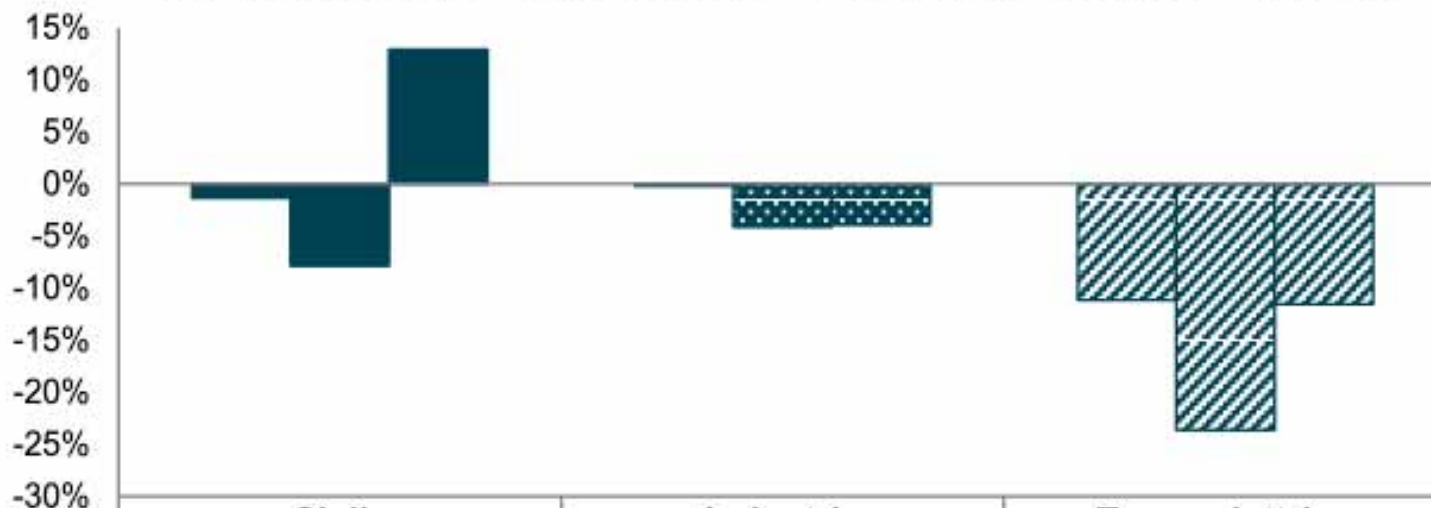
Situazione critica per i Termoelettrici → difficoltà nel ripagare gli investimenti dell'ultimo decennio per la realizzazione di nuovi impianti

Stessa criticità per chi alimenta il parco convenzionale termoelettrico fornendo gas contrattualizzato a livello internazionale con sistema ToP 'Take or pay' (*contratti di approvvigionamento del gas naturale, ai sensi della quale l'acquirente è tenuto a corrispondere comunque, interamente o parzialmente, il prezzo contrattuale di una quantità minima di gas prevista dal contratto, anche nell'eventualità che non ritiri il gas*)



Consumi gas

Variazione mensile sull'anno precedente - al netto di calendario e temperature



	Civile	Industria	Termoelettrico
gen-13	-1.3%	-0.2%	-11.1%
feb-13	-7.9%	-4.1%	-23.6%
mar-13	12.9%	-3.9%	-11.5%

Media trimestre 2013 rispetto a trimestre
2012, -15,4%

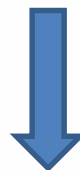
Fonte Ref-E



Termoelettrici meno di 3.000 ore di lavoro



Termoelettrici pretendono remunerazione flessibilità (contributo alla rapidità di entrata in esercizio di circa 20/25 GW al tramonto) con meccanismo **Capacity Payment** (in vigore dal 2017?). Contributo drenato dalle bollette degli italiani. Documento TERNA in fase consultazione forse pronto per Aprile 2013



FREE propone esclusivamente la remunerazione della funzione di *back-up* termoelettrica sulle FER non programmabili, mediante un meccanismo ad hoc, denominato **Flexibility Payment**, limitato agli interventi di bilanciamento delle rinnovabili non programmabili, per i quali va stabilito un **merit order**: priorità agli impianti modificati per aumentarne la flessibilità e ubicati nella zona dove è richiesto il *back-up*, in seconda battuta quelli non flessibilizzati, ma della medesima zona. Si deve inoltre garantire la massima trasparenza per il meccanismo di *pricing* e l'opzione cicli combinati va messa in concorrenza con l'offerta da parte di accumuli esistenti o commercialmente disponibili. L'INTRODUZIONE DEL MECCANISMO DEL FLEXIBILITY PAYMENT, DETERMINEREBBE L'IMPLEMENTAZIONE NELL'ARCHITETTURA DI RETE DEI **VIRTUAL POWER SYSTEM HYBRID**. PROPRIO PER QUESTO MOTIVO SI RITIENE A MAGGIOR RAGIONE STRATEGICA, LE RE-INTRODUZIONE DEI **SAAE**"



Alessandro Caffarelli – Comitato di gestione

Elaborando i dati SEN, 18 GW fotovoltaici equivalgono ad un **risparmio di gas** utilizzato come combustibile CCGT pari a **2,5 G€/anno** (valore di mercato con dinamiche inflattive nulle per ipotesi conservatività)



Spesa incentivi FV = (6,7 G€ x 20 anni) x (coeff. attualizzazione) x FV,aging = **100 G€**
100 G€ (incentivi FV) / 28 anni (dal primo al quinto conto energia) = 3,5 G€/anno

18 GW fotovoltaici equivalgono al seguente MIA

Esterionalità (+) MIA_ Mancato Impatto Ambientale

<i>Emissioni evitate</i>	<i>CO₂</i>	<i>TEP</i>	<i>NO_x</i>	<i>SO₂</i>
<i>[Kg/anno]</i>	15.871.051.539,2	5.407.913,86	35.269.003,42	32.917.736,53
<i>[ton/25anni]</i>	365.168.862,3	124.427.908,63	811.486,36	757.387,27



<i>Rimboschimento equivalente</i>	<i>Ha/anno</i>
	2.859.648,9





In generale **IF** $[LEC, kWh_{fv} = LEC, kWh_{\text{fonte convenzionale}}] \rightarrow \text{Grid Parity, fv}$

dove: LEC = Levelized Energy Cost [€/kWh]

Ma quale fonte convenzionale? Una, un mix ? $\rightarrow$ Segue limite di oggettività nel confronto

Nella pratica **Grid Parity, fv** indica Trade-Off tra costo di generazione del kWh fotovoltaico $LEC, fv [\downarrow]$ e costo di acquisto dell'energia elettrica da impresa distributrice $[\uparrow]$
 $kWh, \text{residenziale} \sim 0,17\text{€/kWh}$; $kWh, \text{industriale} \sim 0,13\text{€/kWh}$

Condizione necessaria **[Osservabilità]**

i) IF $[LEC, kWh_{fv} = \text{€/kWh, industriale}] \rightarrow \text{Grid Parity, fv}$

GP, fv i)

Condizione suff. **[Raggiungibilità]**

ii) $\exists$ GP, fv $\Leftrightarrow IRR \geq IRR_{\text{Benchmark}} ; DSCR \geq DSCR_{\text{Benchmark}}$

GP, fv ii)



GP, fv = GP, fv [(€/kWp , O&M , kWh/kWp , t , Profilo consumatore) ; IRR]

Dove:

€/kWp = costo impianto chiavi in mano (comprese le opere infrastrutturali elettriche di connessione)

O&M = costi operativi di gestione impiantistica (compresi i costi amministrativi)

kWh/kWp = ore equivalenti

t = tempo di vita utile impianto

r = tasso di attualizzazione

IRR = Tasso Interno di Rendimento dell'investimento (con e senza leva)

L'esercizio di un impianto fv in **GP, fv** avviene in modalità “zonale pura”
 o” autoconsumo” o “ibrida” $\rightarrow$ assenza di Strutture Feed-In Tariff/Premium

**Goal.1** → Caso Centrale a terra FV P~1 MWp [Modalità zonale pura]

Ricerca del prezzo chiavi in mano €/kWp al variare del prezzo zonale orario medio, tale che la redditività dell'investimento si mantenga nell'intorno **IRR=8% → ∃ GP,fv ii)**

Rispetto alla condizione di esistenza (raggiungibilità) **GP,fv ii)** verrà verificata la condizione necessaria (osservabilità) **GP,fv i)**

HP: Ore equivalenti costanti pari a 1.600 [kWh/kWp]

Limiti dell'analisi: eliminazione analisi centro Nord nell'ipotesi di sistemi fv convenzionali fissi e ad inseguimento solare monoassiale/biassiale

Goal.2 → Caso Centrale a terra FV P~1 MWp [Modalità zonale pura]

Ricerca del prezzo chiavi in mano €/kWp al variare delle ore equivalenti kWh/kWp, tale che la redditività dell'investimento si mantenga nell'intorno **IRR=8% → ∃ GP,fv ii)**

Rispetto alla condizione di esistenza (raggiungibilità) **GP,fv ii)** verrà verificata la condizione necessaria (osservabilità) **GP,fv i)**

HP: Prezzo Zonale = PUN = ipotesi 0,075 €/kWh con inflazione annua 1,75%

Goal.3 → Caso Capannone FV P~1 MWp [Modalità ibrida ed autoconsumo totale]

Ricerca del prezzo chiavi in mano €/kWp al variare delle ore equivalenti kWh/kWp, tale che la redditività dell'investimento si mantenga nell'intorno **IRR=8% → ∃ GP,fv ii)**

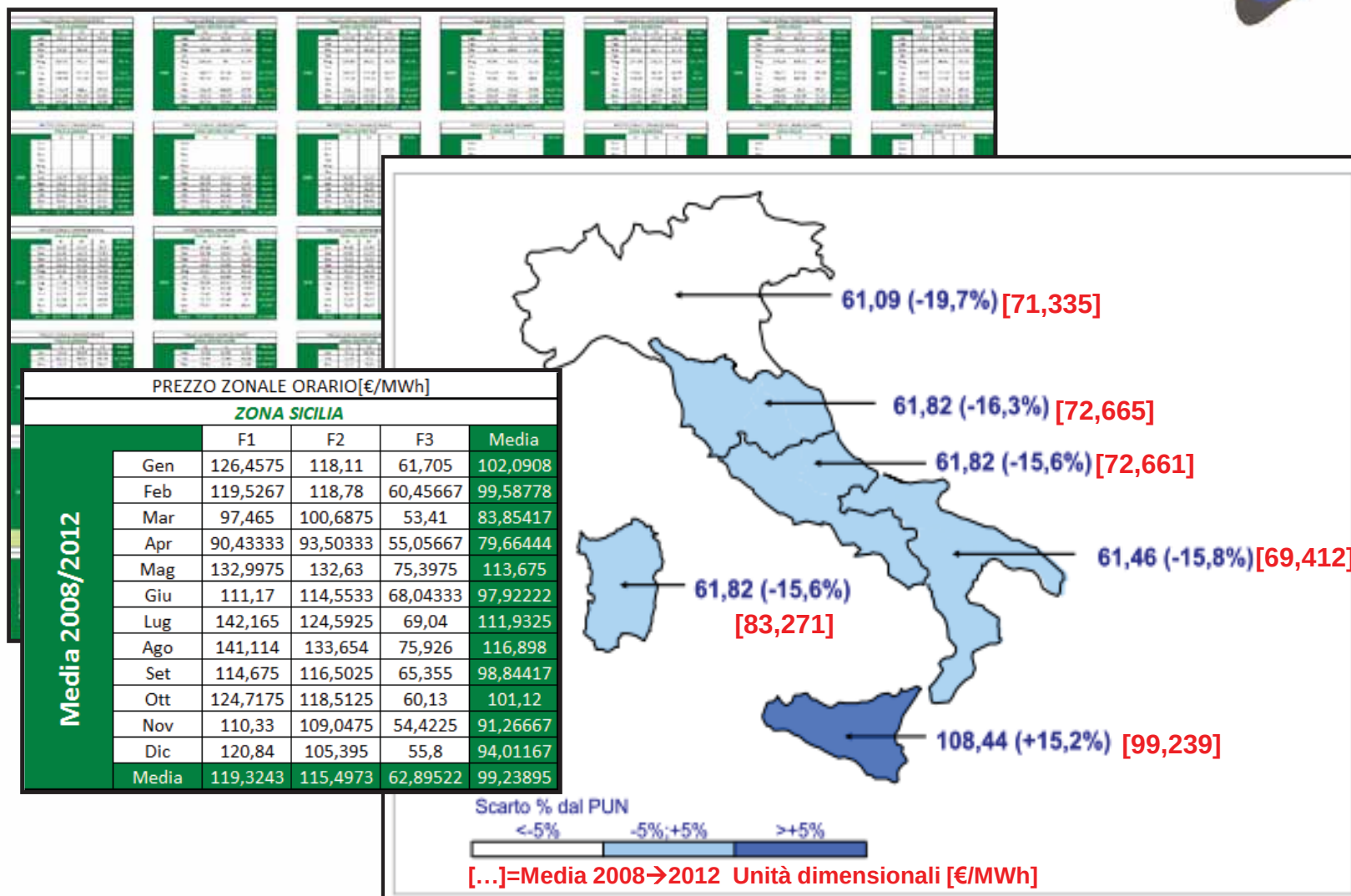
Rispetto alla condizione di esistenza (raggiungibilità) **GP,fv ii)** verrà verificata la condizione necessaria (osservabilità) **GP,fv i)**

Caso 1 HP: modalità esercizio ibrida ossia con % autoconsumo [kWh industriale 0,13 €/kWh ; PZ = PUN = 0,075 €/kWh con inflazione annua 1,75%]

Caso 2 HP: modalità autoconsumo totale → PZ risulta essere un invariante rispetto alla GP,fv

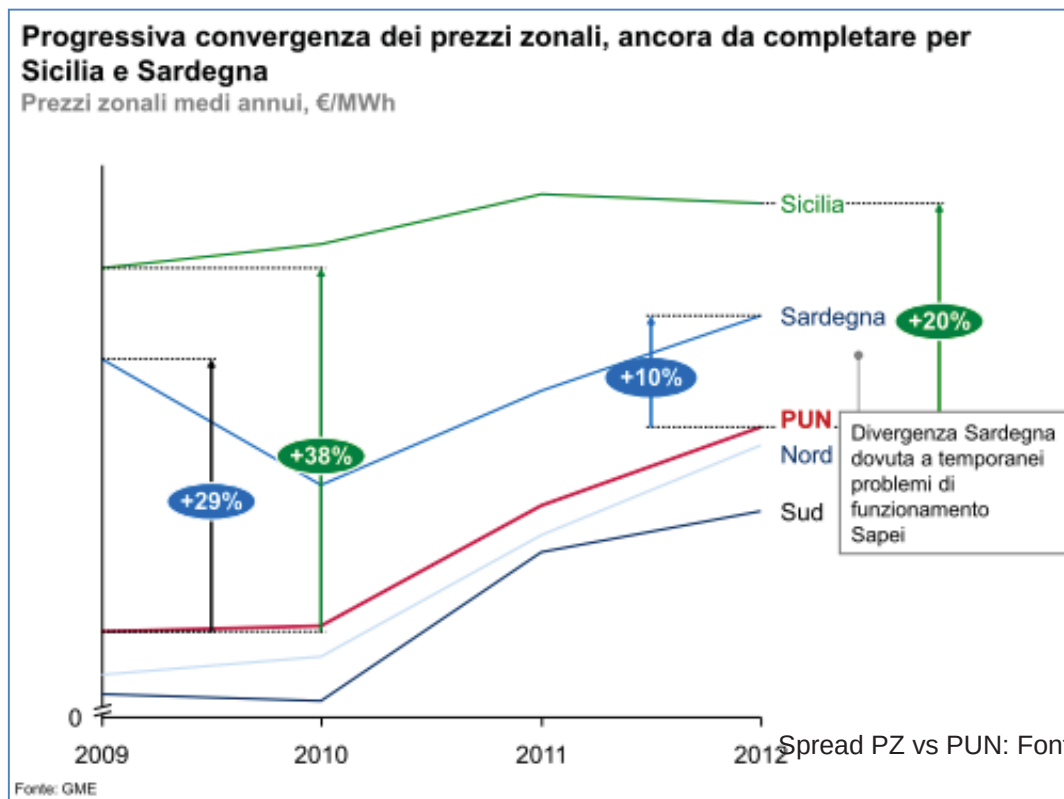


Storico Prezzo Zonale orario (2008→2012) [Dati GSE - Tool inserito in **Simulare_10**]





Il prezzo zonale **PZ** è destinato a convergere nel tempo al Prezzo Unico Nazionale **PUN** (Obiettivo **Strategia Energetica Nazionale**)



Facendo variare il **chiavi in mano €/kWp** e le **ore equivalenti [€/kWh]**, fissato il valore del **PZ pari al PUN**, è possibile ottenere in uno scenario di medio periodo la mappatura geografica della GP,fv per impianti in modalità di esercizio zonale, autoconsumo ed ibrida.

Per impianti in autoconsumo totale il prezzo zonale è un invariante rispetto alla GP,fv



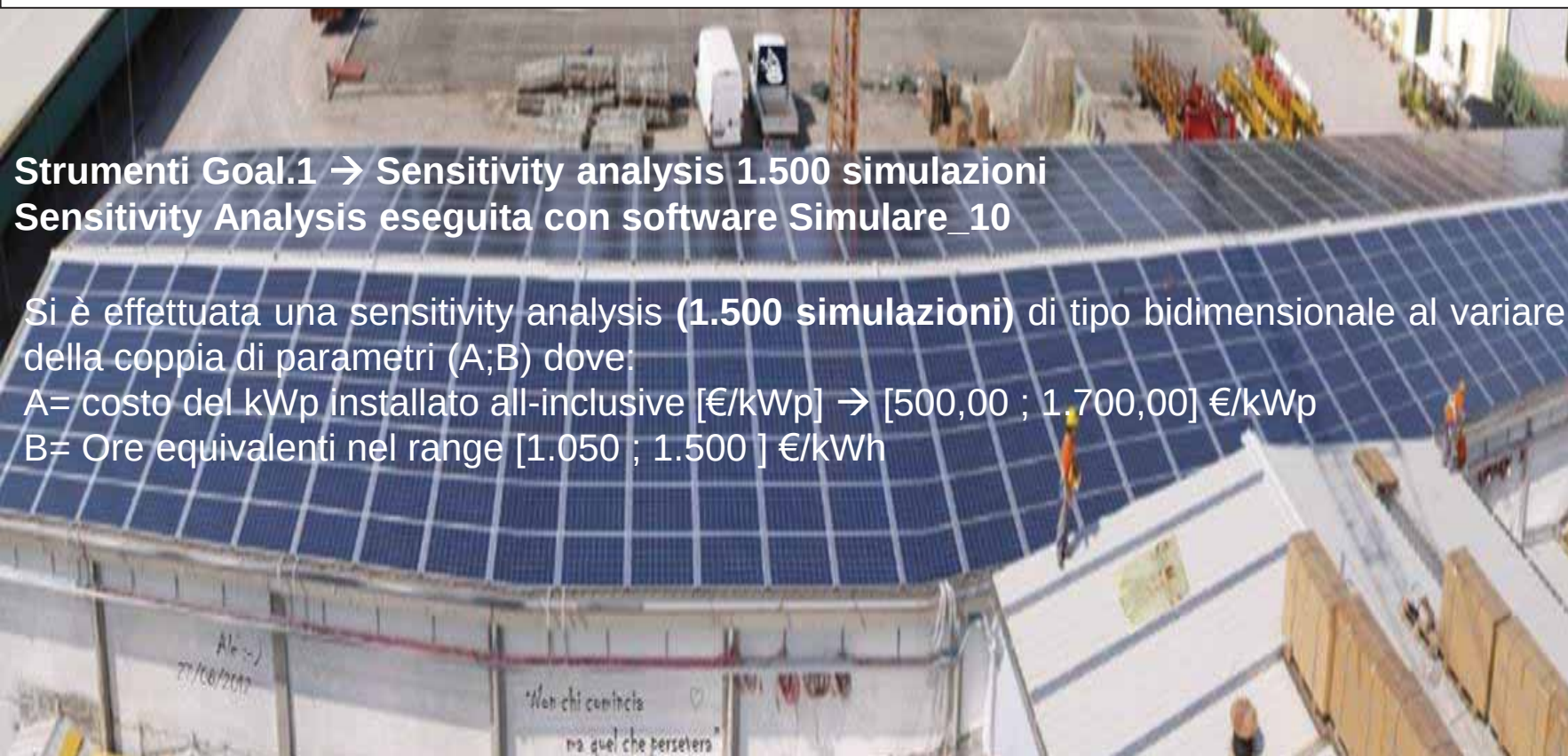
Goal.3 → Caso Capannone FV P~1 MWp [Modalità ibrida ed autoconsumo totale]
Ricerca del prezzo chiavi in mano €/kWp al variare delle ore equivalenti kWh/kWp,
tale che la redditività dell'investimento si mantenga nell'intorno **IRR=8%** → **∃ GP,fv ii)**
Rispetto alla condizione di esistenza (raggiungibilità) **GP,fv ii)** verrà verificata la condizione
necessaria (osservabilità) **GP,fv i)**
Caso 1 HP: modalità esercizio ibrida ossia con % autoconsumo [kWh industriale 0,13 €/kWh ; PZ =
PUN = 0,075 €/kWh con inflazione annua 1,75%]
Caso 2 HP: modalità autoconsumo totale → PZ risulta essere un invariante rispetto alla GP,fv

Strumenti Goal.1 → Sensitivity analysis 1.500 simulazioni
Sensitivity Analysis eseguita con software Simulare_10

Si è effettuata una sensitivity analysis (**1.500 simulazioni**) di tipo bidimensionale al variare
della coppia di parametri (A;B) dove:

A= costo del kWp installato all-inclusive [€/kWp] → [500,00 ; 1 700,00] €/kWp

B= Ore equivalenti nel range [1.050 ; 1.500] €/kWh





Casi sensitivizzati:

A) Centrale fotovoltaica a terra **P=1,01 MWp** (**P>1MWp → RID al prezzo zonale NO prezzi minimi AEEG**)

Ipotesi di lavoro:

- Centrale fv **P=1 MWp**
- **NO Feed-In/Tariff**
- **RID** per 25 anni Vendita energia in modalità indiretta al prezzo zonale orario (con e senza autoconsumo)
- Prezzo zonale orario = PUN ipotesi 0,075 €/kWh inflazionato al tasso di inflazione annuo energia (per ipotesi posto pari all'1%) rileva solo nel caso di autoconsumo nullo
- **Ore equivalenti kWh/kWp** variabili nel range [1.050 ; 1.500]
- Fattore di disponibilità 100%
- Perdita di efficienza annuale 0,65% (totale sistema fotovoltaico sulle ore di produzione)
- O&M: 1% investimento inflazionato Istat + 2 manutenzioni straordinarie al 10° e 15° anno 2% investimento
- Assicurazione 13€/kWp inflazionati ISTAT
- Alimentazione ausiliari centrale e servizi 3k€/anno inflazionati ISTAT (fornitura esterna BT). Anche nel caso di autoconsumo per ipotesi si alimentano gli ausiliari e servizi con fornitura esterna BT
- NO DDS capannone di proprietà
- Oneri gestione RID-GSE pari allo 0,5% del controvalore dell'energia immessa in rete
- Tasso inflazione ISTAT 1%
- Tasso inflazione annuo energia 1,75%
- Wacc% 8% ; IRES 27,5% ; IRAP 3,9%
- Soggetto responsabile società di capitali
- Fin 12 anni, equity 80%, tasso fin 7,5%
- Costo all-in range [500,00 ; 1.700,00] €/kWp

Matrice IRR& equity20%_PZ=PUN

Simulazioni=250		SENSITIVITY ANALYSIS [Finanziamento]									Finanziamento	80,00%
Caso 1: ibrida		Internal Rate of Return - IRR% 25 anni										
		Prezzo zonale [€/kWh]									%Consumi 38%	
		Milano	Bologna	Ancona	Perugia	Viterbo	Frosinone	Cagliari	Crotone	Messina	Ragusa	
Costo [€/kWp]	€ 500,00	14,46%	15,39%	15,61%	15,71%	15,80%	16,31%	16,69%	17,01%	17,21%	17,97%	
	€ 550,00	13,45%	14,35%	14,56%	14,66%	14,74%	15,24%	15,61%	15,91%	16,11%	16,85%	
	€ 600,00	12,55%	13,43%	13,63%	13,72%	13,81%	14,29%	14,65%	14,94%	15,14%	15,86%	
	€ 650,00	11,75%	12,60%	12,80%	12,89%	12,97%	13,44%	13,79%	14,08%	14,26%	14,96%	
	€ 700,00	11,02%	11,85%	12,05%	12,14%	12,22%	12,67%	13,02%	13,29%	13,47%	14,16%	
	€ 750,00	10,37%	11,18%	11,37%	11,45%	11,53%	11,97%	12,31%	12,58%	12,76%	13,43%	
	€ 800,00	9,76%	10,55%	10,74%	10,83%	10,90%	11,34%	11,66%	11,93%	12,10%	12,76%	
	€ 850,00	9,21%	9,98%	10,17%	10,25%	10,32%	10,75%	11,07%	11,33%	11,50%	12,14%	
	€ 900,00	8,69%	9,46%	9,64%	9,72%	9,79%	10,21%	10,52%	10,78%	10,94%	11,57%	
	€ 950,00	8,21%	8,96%	9,14%	9,22%	9,29%	9,70%	10,01%	10,26%	10,42%	11,04%	
	€ 1.000,00	7,71%	8,51%	8,68%	8,76%	8,83%	9,23%	9,54%	9,78%	9,94%	10,55%	
	€ 1.050,00	7,20%	8,06%	8,24%	8,32%	8,39%	8,79%	9,09%	9,33%	9,49%	10,08%	
	€ 1.100,00	6,71%	7,60%	7,80%	7,89%	7,96%	8,38%	8,67%	8,91%	9,06%	9,65%	
	€ 1.150,00	6,23%	7,13%	7,34%	7,43%	7,51%	7,96%	8,27%	8,51%	8,66%	9,24%	
	€ 1.200,00	5,79%	6,68%	6,89%	6,98%	7,06%	7,53%	7,87%	8,13%	8,28%	8,85%	
	€ 1.250,00	5,36%	6,24%	6,45%	6,54%	6,63%	7,10%	7,46%	7,73%	7,90%	8,49%	
	€ 1.300,00	4,96%	5,83%	6,03%	6,12%	6,21%	6,68%	7,04%	7,32%	7,50%	8,14%	
	€ 1.350,00	4,58%	5,44%	5,64%	5,73%	5,81%	6,28%	6,63%	6,92%	7,11%	7,77%	
	€ 1.400,00	4,22%	5,06%	5,26%	5,35%	5,43%	5,90%	6,25%	6,53%	6,71%	7,40%	
	€ 1.450,00	3,87%	4,71%	4,91%	4,99%	5,07%	5,53%	5,88%	6,15%	6,34%	7,02%	
€ 1.500,00	3,54%	4,37%	4,56%	4,65%	4,73%	5,18%	5,52%	5,80%	5,98%	6,66%		
€ 1.550,00	3,22%	4,04%	4,23%	4,32%	4,40%	4,85%	5,18%	5,46%	5,64%	6,31%		
€ 1.600,00	2,91%	3,73%	3,92%	4,00%	4,08%	4,53%	4,86%	5,13%	5,31%	5,97%		
€ 1.650,00	2,62%	3,43%	3,62%	3,70%	3,78%	4,22%	4,55%	4,82%	4,99%	5,65%		
€ 1.700,00	2,34%	3,14%	3,33%	3,41%	3,49%	3,92%	4,25%	4,51%	4,69%	5,34%		
Ipotesi di lavoro		Profilo fiscale Società di capitali - Vendita energia										
		Periodo di esercizio 25 anni										
		Potenza impianto [kWp]		1.001,00								
		WACC%		8,00%								
		Benchmark IRR%										
		> WACC%									< WACC%	



GP,fv ii)



Matrice LEC

Simulazioni=250		SENSITIVITY ANALYSIS [Equity 100%]									
		LEC [€/kWh] 25 anni									
		Sito								%Consumi 38%	
Caso 1: ibrida		Milano	Bologna	Ancona	Perugia	Viterbo	Frosinone	Cagliari	Crotone	Messina	Ragusa
Costo [€/kWp]	€ 500,00	€ 0,0648	€ 0,0590	€ 0,0576	€ 0,0572	€ 0,0567	€ 0,0539	€ 0,0519	€ 0,0503	€ 0,0493	€ 0,0459
	€ 550,00	€ 0,0698	€ 0,0635	€ 0,0620	€ 0,0615	€ 0,0611	€ 0,0580	€ 0,0559	€ 0,0542	€ 0,0531	€ 0,0494
	€ 600,00	€ 0,0747	€ 0,0680	€ 0,0664	€ 0,0659	€ 0,0654	€ 0,0621	€ 0,0598	€ 0,0580	€ 0,0569	€ 0,0529
	€ 650,00	€ 0,0797	€ 0,0725	€ 0,0708	€ 0,0703	€ 0,0697	€ 0,0662	€ 0,0638	€ 0,0619	€ 0,0606	€ 0,0564
	€ 700,00	€ 0,0847	€ 0,0770	€ 0,0752	€ 0,0746	€ 0,0741	€ 0,0703	€ 0,0677	€ 0,0657	€ 0,0644	€ 0,0599
	€ 750,00	€ 0,0896	€ 0,0815	€ 0,0796	€ 0,0790	€ 0,0784	€ 0,0745	€ 0,0717	€ 0,0695	€ 0,0682	€ 0,0634
	€ 800,00	€ 0,0946	€ 0,0860	€ 0,0840	€ 0,0834	€ 0,0827	€ 0,0786	€ 0,0757	€ 0,0734	€ 0,0719	€ 0,0669
	€ 850,00	€ 0,0995	€ 0,0905	€ 0,0884	€ 0,0878	€ 0,0871	€ 0,0827	€ 0,0796	€ 0,0772	€ 0,0757	€ 0,0704
	€ 900,00	€ 0,1045	€ 0,0950	€ 0,0928	€ 0,0921	€ 0,0914	€ 0,0868	€ 0,0836	€ 0,0811	€ 0,0795	€ 0,0739
	€ 950,00	€ 0,1095	€ 0,0995	€ 0,0972	€ 0,0965	€ 0,0957	€ 0,0909	€ 0,0876	€ 0,0849	€ 0,0832	€ 0,0774
	€ 1.000,00	€ 0,1144	€ 0,1040	€ 0,1016	€ 0,1009	€ 0,1001	€ 0,0951	€ 0,0915	€ 0,0888	€ 0,0870	€ 0,0809
	€ 1.050,00	€ 0,1194	€ 0,1086	€ 0,1060	€ 0,1052	€ 0,1044	€ 0,0992	€ 0,0955	€ 0,0926	€ 0,0907	€ 0,0844
	€ 1.100,00	€ 0,1243	€ 0,1131	€ 0,1104	€ 0,1096	€ 0,1087	€ 0,1033	€ 0,0995	€ 0,0964	€ 0,0945	€ 0,0879
	€ 1.150,00	€ 0,1293	€ 0,1176	€ 0,1148	€ 0,1140	€ 0,1131	€ 0,1074	€ 0,1034	€ 0,1003	€ 0,0983	€ 0,0914
	€ 1.200,00	€ 0,1343	€ 0,1221	€ 0,1192	€ 0,1183	€ 0,1174	€ 0,1115	€ 0,1074	€ 0,1041	€ 0,1020	€ 0,0949
	€ 1.250,00	€ 0,1392	€ 0,1266	€ 0,1236	€ 0,1227	€ 0,1218	€ 0,1156	€ 0,1113	€ 0,1080	€ 0,1058	€ 0,0984
	€ 1.300,00	€ 0,1442	€ 0,1311	€ 0,1280	€ 0,1271	€ 0,1261	€ 0,1198	€ 0,1153	€ 0,1118	€ 0,1096	€ 0,1019
	€ 1.350,00	€ 0,1491	€ 0,1355	€ 0,1324	€ 0,1315	€ 0,1304	€ 0,1239	€ 0,1193	€ 0,1157	€ 0,1133	€ 0,1054
	€ 1.400,00	€ 0,1541	€ 0,1401	€ 0,1368	€ 0,1358	€ 0,1348	€ 0,1280	€ 0,1232	€ 0,1195	€ 0,1171	€ 0,1089
	€ 1.450,00	€ 0,1591	€ 0,1446	€ 0,1412	€ 0,1402	€ 0,1391	€ 0,1321	€ 0,1272	€ 0,1234	€ 0,1209	€ 0,1124
€ 1.500,00	€ 0,1640	€ 0,1491	€ 0,1456	€ 0,1446	€ 0,1434	€ 0,1362	€ 0,1312	€ 0,1272	€ 0,1246	€ 0,1159	
€ 1.550,00	€ 0,1690	€ 0,1536	€ 0,1500	€ 0,1489	€ 0,1478	€ 0,1403	€ 0,1351	€ 0,1310	€ 0,1284	€ 0,1194	
€ 1.600,00	€ 0,1739	€ 0,1581	€ 0,1544	€ 0,1533	€ 0,1521	€ 0,1445	€ 0,1391	€ 0,1349	€ 0,1322	€ 0,1229	
€ 1.650,00	€ 0,1789	€ 0,1627	€ 0,1588	€ 0,1577	€ 0,1564	€ 0,1486	€ 0,1431	€ 0,1387	€ 0,1359	€ 0,1264	
€ 1.700,00	€ 0,1838	€ 0,1672	€ 0,1632	€ 0,1620	€ 0,1608	€ 0,1527	€ 0,1470	€ 0,1426	€ 0,1397	€ 0,1299	
		Ipotesi di lavoro									
		Profilo fiscale Società di capitali - Vendita energia									
		Periodo di esercizio 25 anni									
		Potenza impianto [kWp]	1.001,00								
		WACC%	8,00%								
		Benchmark PBT									
		< 0,13 €/kWh > 0,13 €/kWh									



GP, fv i)



Goal.1 Sensitivity Analysis

A small map of Sicily, Italy, with the city of Palermo highlighted in red on the northern coast.

GP, fv ii)



Matrice LEC Caso 2: autoconsumo 100%

Simulazioni=250		SENSITIVITY ANALYSIS [Equity 100%]									
		LEC [€/kWh] 25 anni									
		Sito									
		Milano	Bologna	Ancona	Perugia	Viterbo	Frosinone	Cagliari	Crotone	Messina	Ragusa
Costo [€/kWp]	€ 500,00	€ 0,0646	€ 0,0587	€ 0,0573	€ 0,0569	€ 0,0565	€ 0,0536	€ 0,0516	€ 0,0501	€ 0,0491	€ 0,0456
	€ 550,00	€ 0,0696	€ 0,0632	€ 0,0617	€ 0,0613	€ 0,0608	€ 0,0578	€ 0,0556	€ 0,0539	€ 0,0528	€ 0,0491
	€ 600,00	€ 0,0745	€ 0,0678	€ 0,0661	€ 0,0657	€ 0,0652	€ 0,0619	€ 0,0596	€ 0,0578	€ 0,0566	€ 0,0526
	€ 650,00	€ 0,0795	€ 0,0723	€ 0,0705	€ 0,0700	€ 0,0695	€ 0,0660	€ 0,0635	€ 0,0616	€ 0,0604	€ 0,0561
	€ 700,00	€ 0,0845	€ 0,0768	€ 0,0749	€ 0,0744	€ 0,0738	€ 0,0701	€ 0,0675	€ 0,0654	€ 0,0641	€ 0,0596
	€ 750,00	€ 0,0894	€ 0,0813	€ 0,0793	€ 0,0788	€ 0,0782	€ 0,0742	€ 0,0715	€ 0,0693	€ 0,0679	€ 0,0631
	€ 800,00	€ 0,0944	€ 0,0858	€ 0,0837	€ 0,0832	€ 0,0825	€ 0,0783	€ 0,0754	€ 0,0731	€ 0,0717	€ 0,0666
	€ 850,00	€ 0,0993	€ 0,0903	€ 0,0882	€ 0,0875	€ 0,0868	€ 0,0825	€ 0,0794	€ 0,0770	€ 0,0754	€ 0,0701
	€ 900,00	€ 0,1043	€ 0,0948	€ 0,0926	€ 0,0919	€ 0,0912	€ 0,0866	€ 0,0833	€ 0,0808	€ 0,0792	€ 0,0736
	€ 950,00	€ 0,1092	€ 0,0993	€ 0,0970	€ 0,0963	€ 0,0955	€ 0,0907	€ 0,0873	€ 0,0847	€ 0,0830	€ 0,0771
	€ 1.000,00	€ 0,1142	€ 0,1038	€ 0,1014	€ 0,1006	€ 0,0998	€ 0,0948	€ 0,0913	€ 0,0885	€ 0,0867	€ 0,0806
	€ 1.050,00	€ 0,1192	€ 0,1083	€ 0,1058	€ 0,1050	€ 0,1042	€ 0,0989	€ 0,0952	€ 0,0923	€ 0,0905	€ 0,0841
	€ 1.100,00	€ 0,1241	€ 0,1128	€ 0,1102	€ 0,1094	€ 0,1085	€ 0,1030	€ 0,0992	€ 0,0962	€ 0,0943	€ 0,0876
	€ 1.150,00	€ 0,1291	€ 0,1173	€ 0,1146	€ 0,1137	€ 0,1128	€ 0,1072	€ 0,1032	€ 0,1000	€ 0,0980	€ 0,0911
	€ 1.200,00	€ 0,1340	€ 0,1219	€ 0,1190	€ 0,1181	€ 0,1172	€ 0,1113	€ 0,1071	€ 0,1039	€ 0,1018	€ 0,0946
	€ 1.250,00	€ 0,1390	€ 0,1264	€ 0,1234	€ 0,1225	€ 0,1215	€ 0,1154	€ 0,1111	€ 0,1077	€ 0,1056	€ 0,0981
	€ 1.300,00	€ 0,1440	€ 0,1309	€ 0,1278	€ 0,1269	€ 0,1259	€ 0,1195	€ 0,1151	€ 0,1116	€ 0,1093	€ 0,1016
	€ 1.350,00	€ 0,1489	€ 0,1354	€ 0,1322	€ 0,1312	€ 0,1302	€ 0,1236	€ 0,1190	€ 0,1154	€ 0,1131	€ 0,1051
	€ 1.400,00	€ 0,1539	€ 0,1399	€ 0,1366	€ 0,1356	€ 0,1345	€ 0,1277	€ 0,1230	€ 0,1193	€ 0,1169	€ 0,1086
	€ 1.450,00	€ 0,1588	€ 0,1444	€ 0,1410	€ 0,1400	€ 0,1389	€ 0,1319	€ 0,1269	€ 0,1231	€ 0,1206	€ 0,1121
	€ 1.500,00	€ 0,1638	€ 0,1489	€ 0,1454	€ 0,1443	€ 0,1432	€ 0,1360	€ 0,1309	€ 0,1269	€ 0,1244	€ 0,1156
	€ 1.550,00	€ 0,1688	€ 0,1534	€ 0,1498	€ 0,1487	€ 0,1475	€ 0,1401	€ 0,1349	€ 0,1308	€ 0,1281	€ 0,1191
	€ 1.600,00	€ 0,1737	€ 0,1579	€ 0,1542	€ 0,1531	€ 0,1519	€ 0,1442	€ 0,1388	€ 0,1346	€ 0,1319	€ 0,1226
	€ 1.650,00	€ 0,1787	€ 0,1624	€ 0,1586	€ 0,1574	€ 0,1562	€ 0,1483	€ 0,1428	€ 0,1385	€ 0,1357	€ 0,1261
	€ 1.700,00	€ 0,1836	€ 0,1669	€ 0,1630	€ 0,1618	€ 0,1605	€ 0,1524	€ 0,1468	€ 0,1423	€ 0,1394	€ 0,1296
Ipotesi di lavoro											
Promo fiscale Società di capitali - Vendita energia											
Periodo di esercizio 25 anni											
Potenza impianto [kWp]		1.001,00									
WACC%		8,00%									
Benchmark PBT										< 0,13 €/kWh > 0,13 €/kWh	



GP, fv i)





Conclusioni Goal.3.1:

Caso1 Modalità di esercizio **ibrida** con X% autoconsumo.

Sotto le HP impostate, il chiavi in mano €/kWp (comprese le opere di rete) al variare delle ore equivalenti nel range [1.050 ; 1.500] kWh/kWp, tale che la redditività dell'investimento si mantenga nell'intorno IRR=8% appartiene al range [500,00 ; 1300,00] €/kWp (equity 20%)
Nel caso Equity 20% la condizione **GP,fv ii)** (Condizione Suff.) risulta essere verificata in Sicilia per un valore prossimo a **1.300,00 €/kWp** a cui corrisponde un LEC che soddisfa la condizione **GP,fv i)** (Condizione necessaria)

[1300,00 €/kWp; 1.500 ore; X%=38%; PZ= PUN=0,075 €/kWh] → **GP,fv**

Conclusioni Goal.3.2:

Caso2 Modalità di esercizio **in autoconsumo totale** con X%=100%

Sotto le HP impostate, il chiavi in mano €/kWp (comprese le opere di rete) al variare delle ore equivalenti nel range [1.050 ; 1.500] kWh/kWp, tale che la redditività dell'investimento si mantenga nell'intorno IRR=8% appartiene al range [500,00 ; 1700,00] €/kWp (equity 20%)
Nel caso Equity 20% la condizione **GP,fv ii)** (Condizione Suff.) risulta essere verificata in Sicilia per un valore prossimo a **1.700,00 €/kWp** a cui corrisponde un LEC che soddisfa la condizione **GP,fv i)** (Condizione necessaria)

[1700,00 €/kWp; 1.500 ore; X%=100%; PZ non rileva] → **GP,fv**



Conclusioni

La **GP,fv** è dunque dipendente da una serie variabili che ne condizionano l'osservabilità e la raggiungibilità nel breve/medio periodo.

Praticamente raggiunta in Sicilia per classi di potenza impiantistica industriale e profili di consumo rilevanti (clienti produttori contemporaneamente fortemente energivori), risulta essere osservabile ma non ancora raggiungibile sempre in Sicilia e nell'Italia meridionale, per profili di autoconsumo nullo. Il chiavi in mano a **950 €/kWp** è infatti difficilmente realizzabile a meno che non entrino in gioco potenze multimegawatt connettabili in AT (>25 MW), fondi orientali come epc/clienti produttori nell'esercizio impiantistico (accade oggi in Spagna) e modalità contrattuali di vendita alternative al RID.

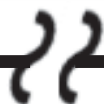
Spostandosi verso Nord si contrae lo spettro di osservabilità della **GP,fv** [LEC ↑] con condizioni di raggiungibilità al momento non praticabili [IRR < IRR_{Benchmark}]

Elementi catalizzatori della **GP,fv** nel breve medio periodo possono essere:

- Introduzione incentivi fiscali (per la condizione di raggiungibilità)
- sblocco delle SEU, re-introduzione dei SAAE
- estensione dello SSP per potenze industriali (1 MWp)

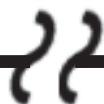


Rete con utenze passive alimentate da utenze attive convenzionali



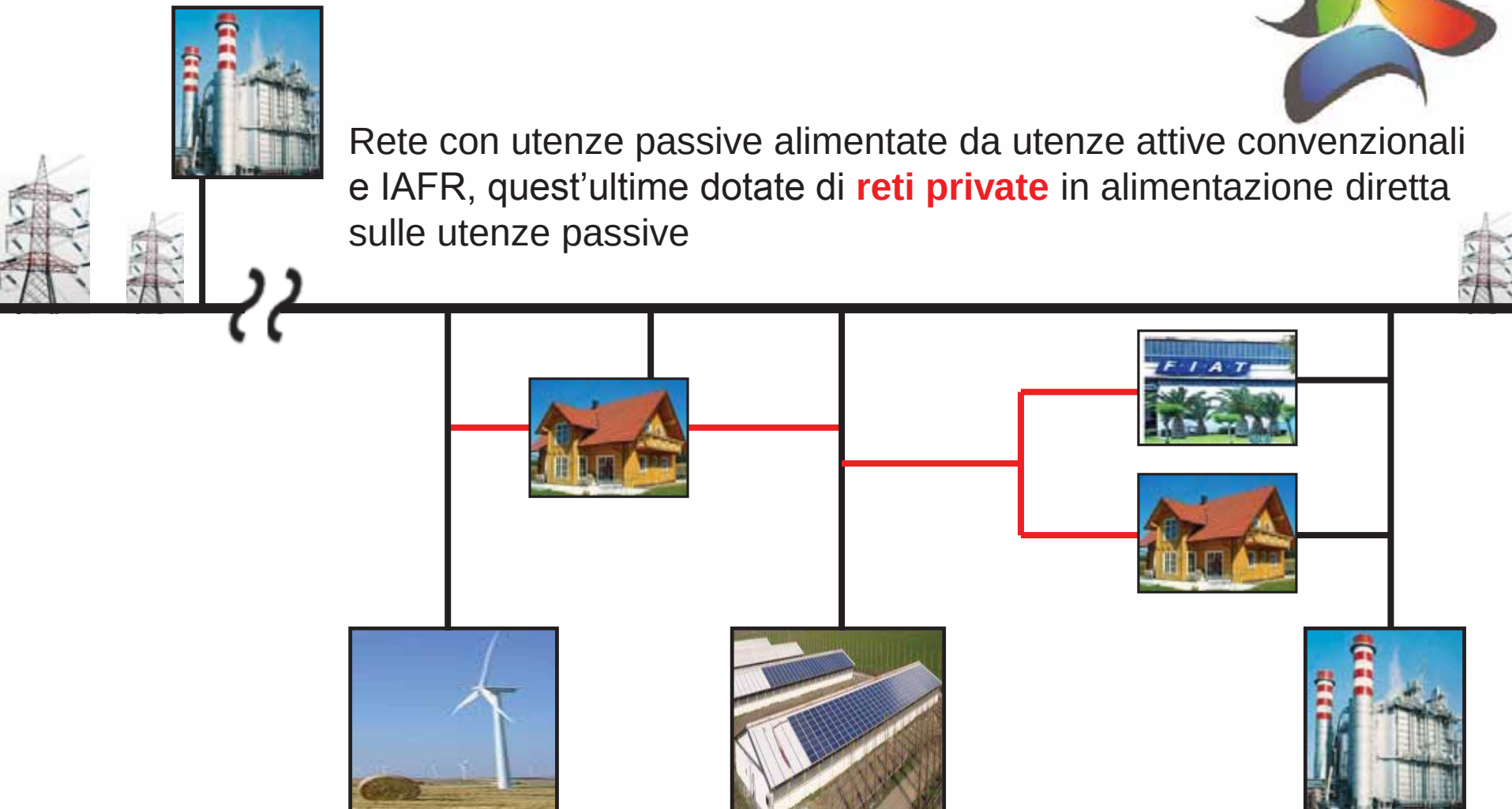


Rete con utenze passive alimentate da utenze attive convenzionali e IAFR





Rete con utenze passive alimentate da utenze attive convenzionali e IAFR, quest'ultime dotate di **reti private** in alimentazione diretta sulle utenze passive



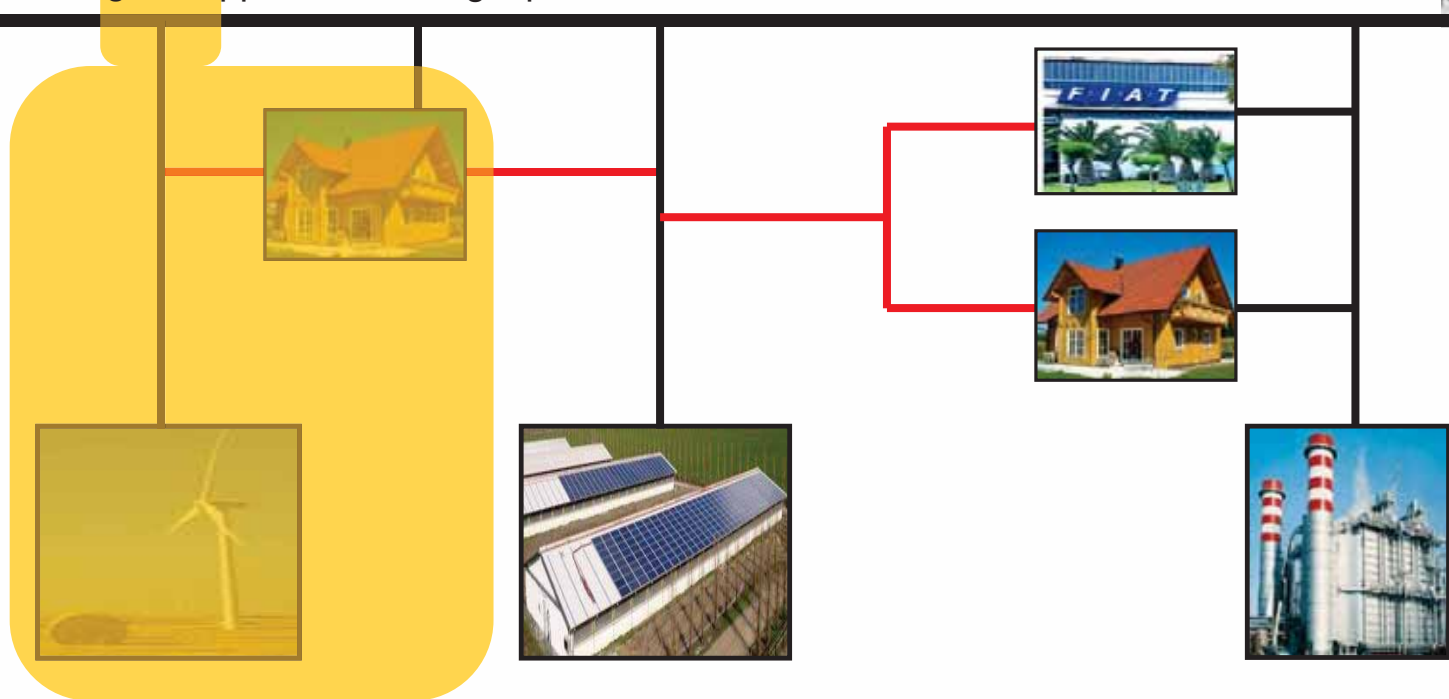


SEU: Sistema Efficiente di Utente.

Caratteristiche: 1 produttore, 1 cliente finale, limite di potenza a 20 MW, b) generazione IAFR/CAR c) **connessione privata** mono-utenza senza obbligo di connessione di terzi, d) localizzazione SEU all'interno dell'area di proprietà del cliente produttore.

Vantaggi cliente finale: energia prodotta ed autoconsumata esente da corrispettivi tariffari (trasmissione, distribuzione, dispacciamento) e da oneri generali di sistema che rimangono applicati all'energia prelevata dalla rete del distributore.

??

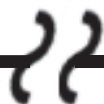




VPS: Virtual Power System

Caratteristiche: aggregazione zonale di impianti IAFR non programmabili

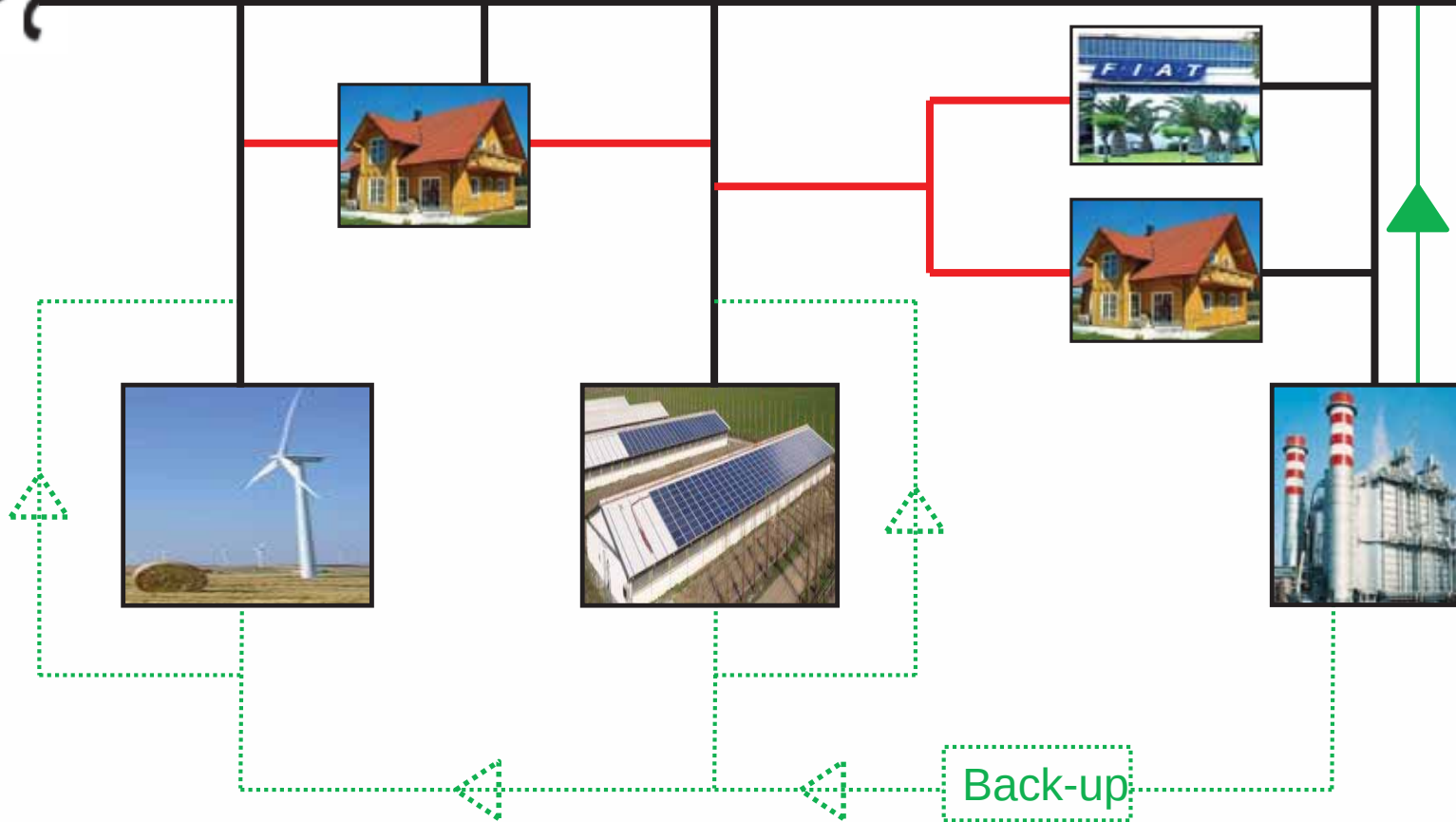
Vantaggi: a livello statistico diminuisce l'errore sulla prevedibilità dei programmi di produzione → migliora il bilanciamento dei flussi di potenza





Rete con utenze passive alimentate da utenze attive convenzionali e IAFR, quest'ultime dotate di **reti private** in alimentazione diretta sulle utenze passive.

Predisposizione di **back-up convenzionale** per IAFR non programmabili, remunerato in capacity-payment per i produttori convenzionali

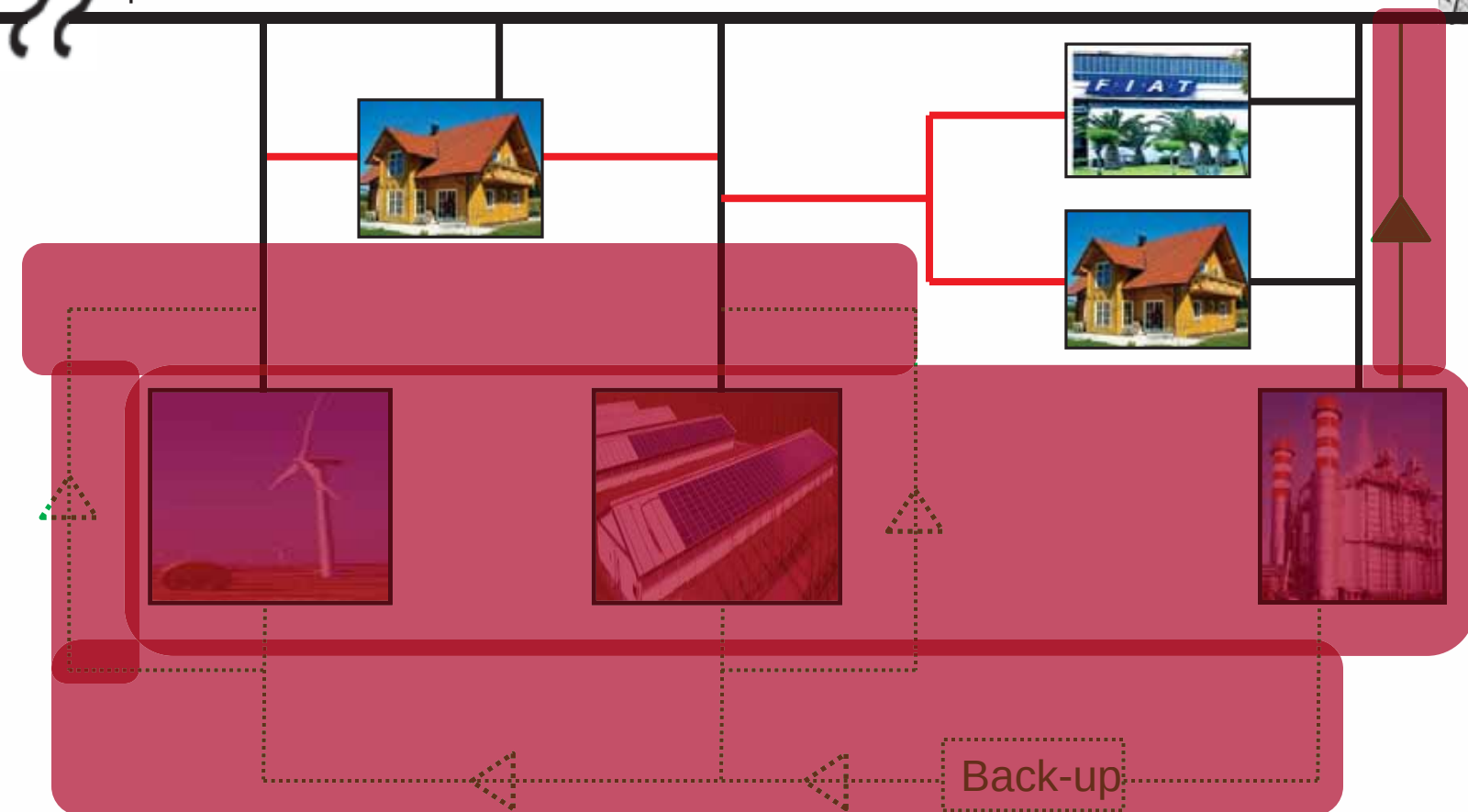




VPSH: Virtual Power System Hybrid

Caratteristiche: aggregazione zonale di impianti IAFR non programmabili e convenzionali, quest'ultimi con funzione back-up per ammortizzare il difetto di programmabilità degli IAFR, funzione remunerata in capacity-payment

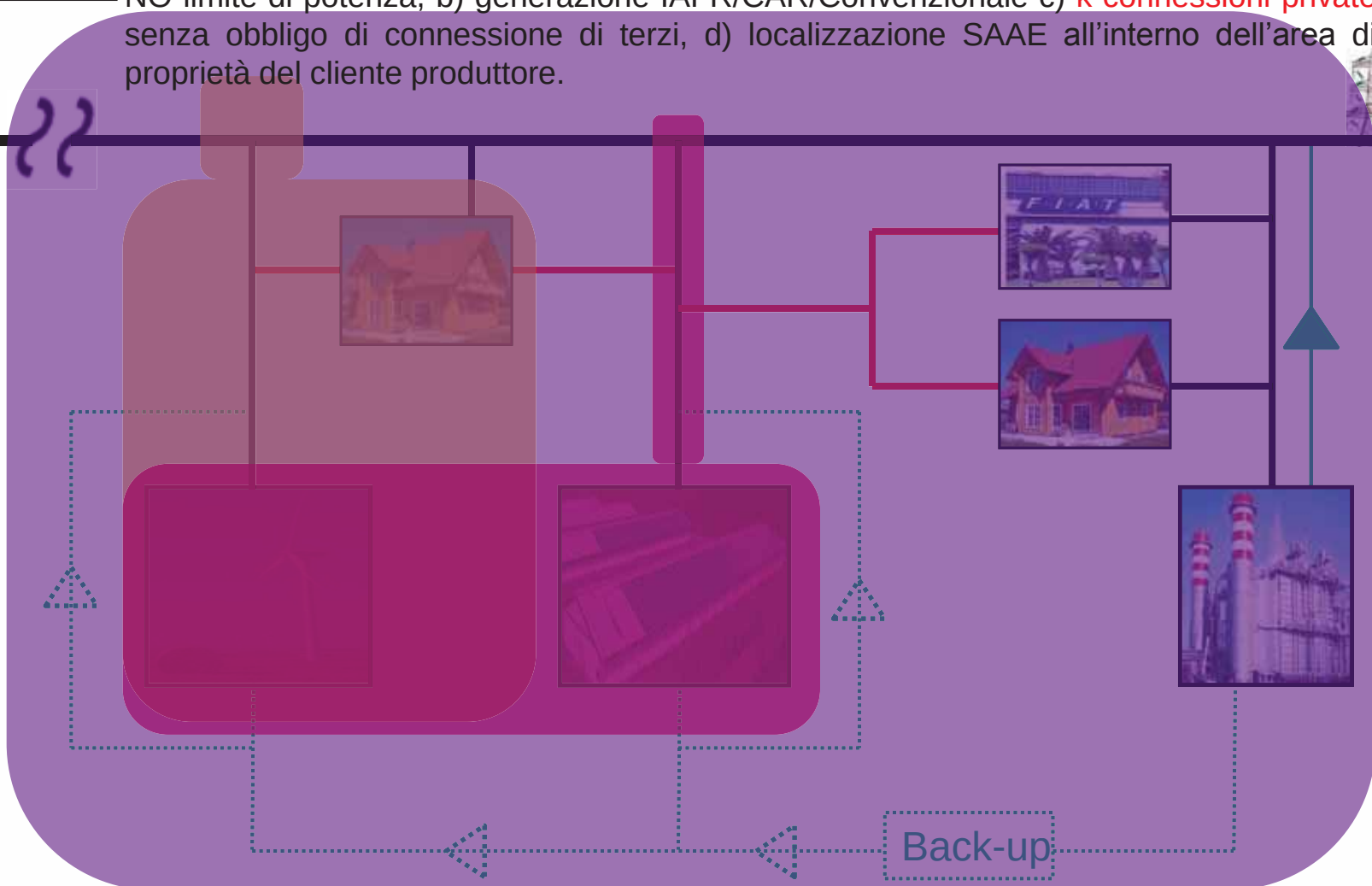
Vantaggi: a livello statistico diminuisce sostanzialmente l'errore sulla prevedibilità dei programmi di produzione → migliora sostanzialmente il bilanciamento dei flussi di potenza





SAAE: Sistemi di Auto Approvvigionamento Energetico

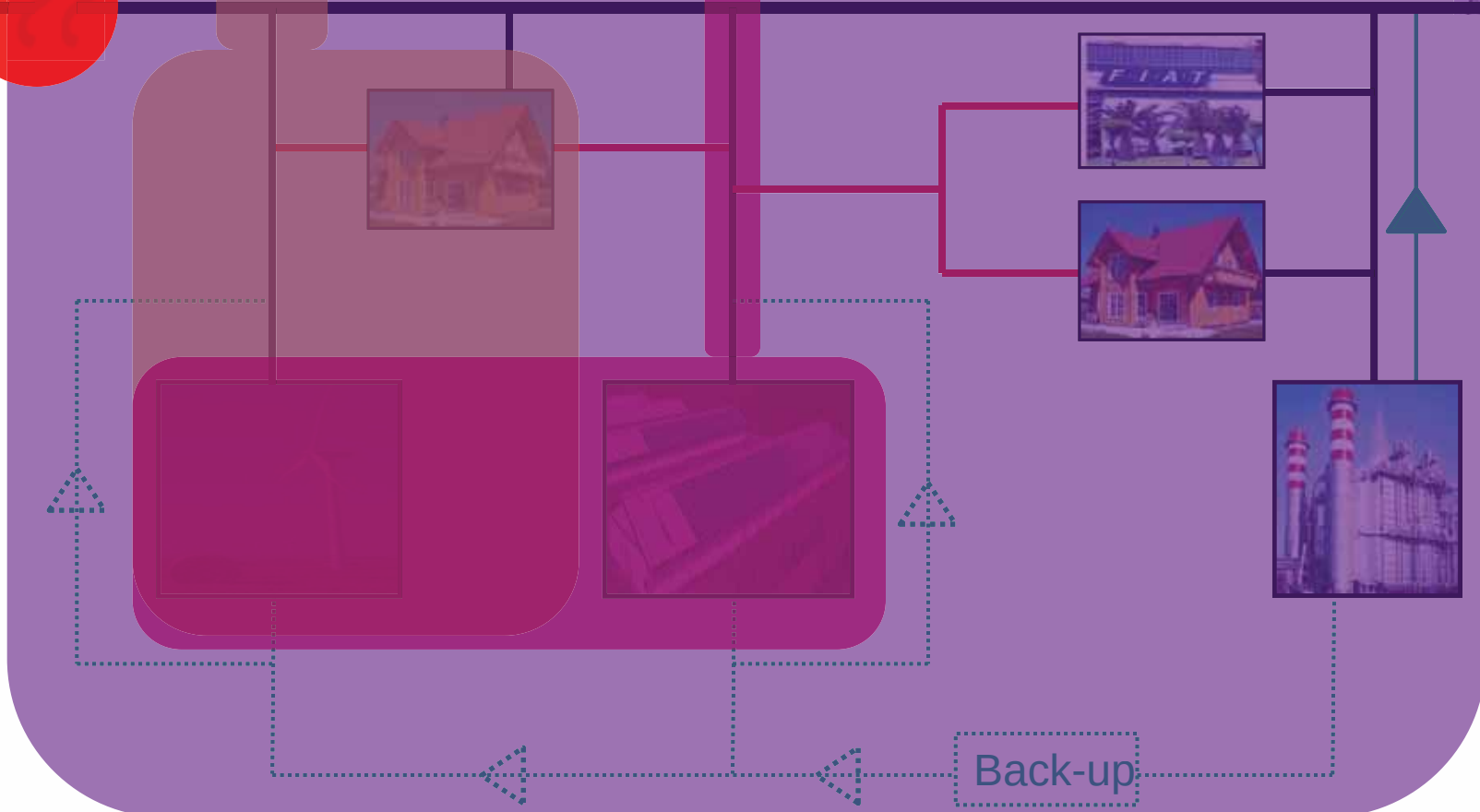
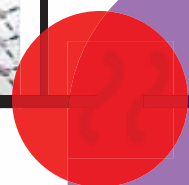
Caratteristiche: n produttori, m clienti finali riconducibili allo stesso gruppo societario, NO limite di potenza, b) generazione IAFR/CAR/Convenzionale c) **k connessioni private** senza obbligo di connessione di terzi, d) localizzazione SAAE all'interno dell'area di proprietà del cliente produttore.





SAAE: Sistemi di Auto Approvvigionamento Energetico

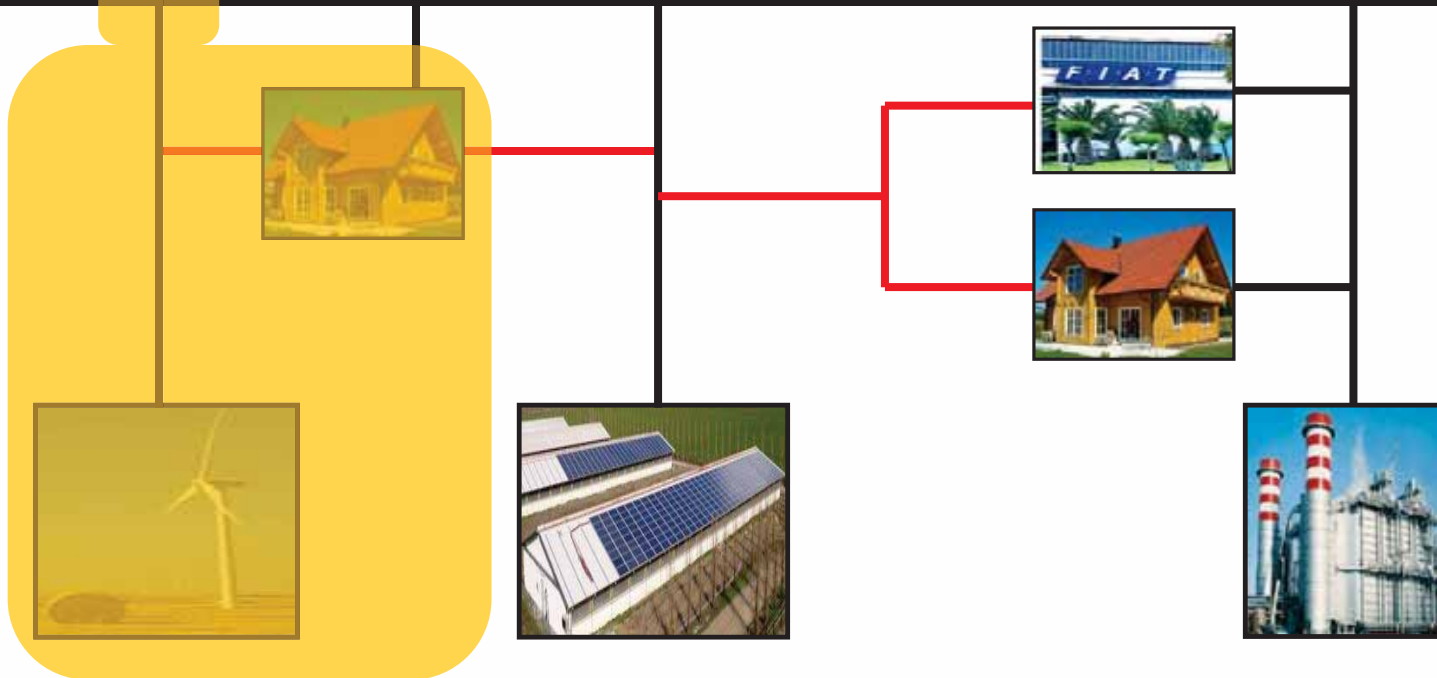
Vantaggi: contenendo i SEU/VPSH, migliorano sostanzialmente il bilanciamento dei flussi di potenza. Attualmente, sulla rete “lavorano” scambiandosi energia in modo spesso non coordinato utenze attive/passive. I gestori devono in principio progettare l'architettura di rete per poi gestire il bilanciamento dei flussi di potenza in una dinamica, che evolvendosi anche con l'aumento dei GW-IAFR in connessione, è divenuta sempre più complessa. Nel caso in cui il gestore potesse **connettersi** ad una SAAE, avrebbe il vantaggio di lavorare su un sistema discreto di operatori a flussi di potenza già mediati.





SEU: Sistema Efficiente di Utenza.

Stato avanzamento normativo: l'attuazione dei SEU avrebbe dovuto essere emanata dall'AEEG entro 90 gg dalla data di entrata in vigore del dlgs 115/2008. Allo stato dell'arte esiste semplicemente un documento di consultazione del 4 agosto 2011 (DCO 33/11). Quindi ancora niente delibera AEEG

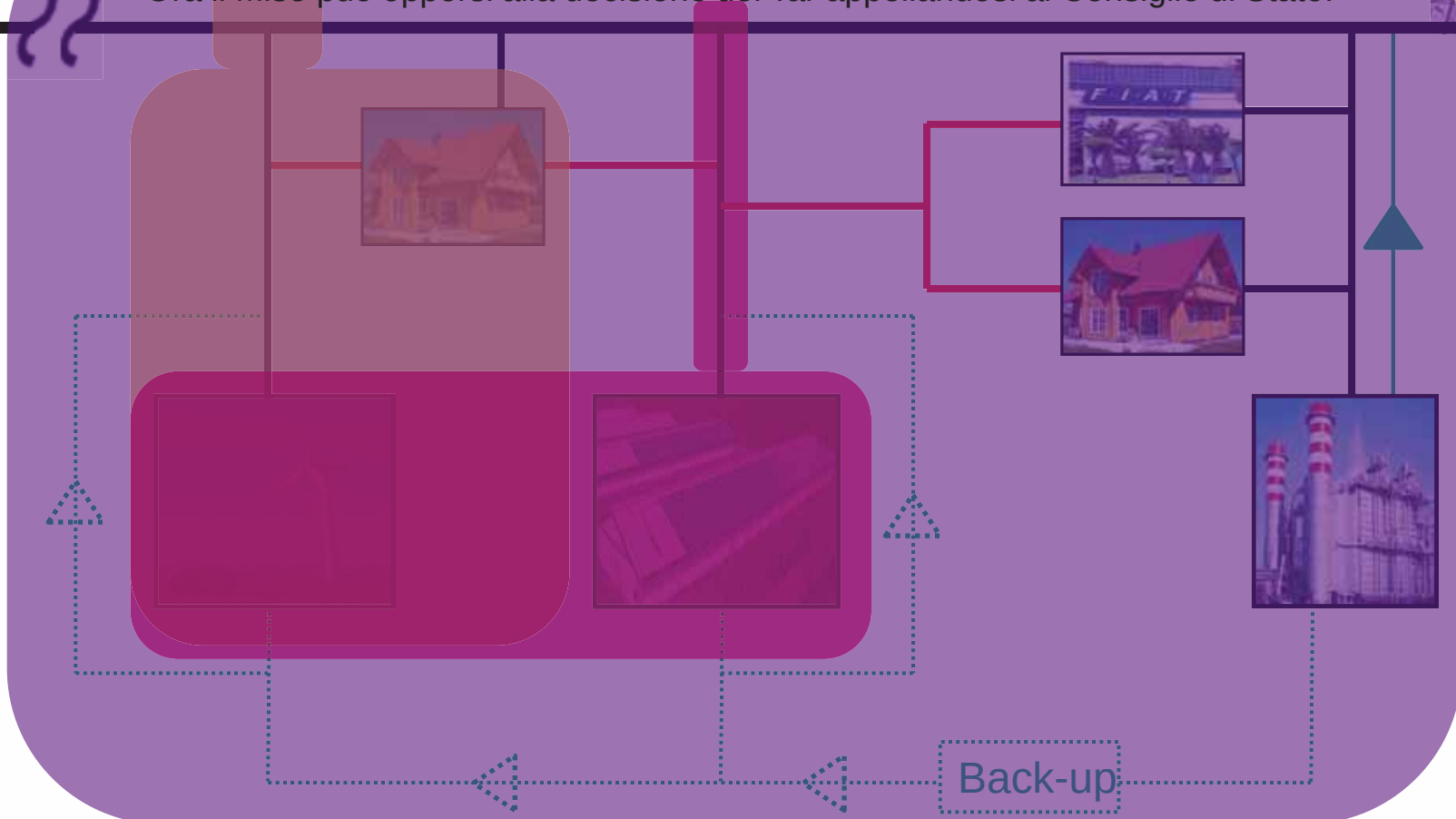




SAAE: Sistemi di Auto Approvvigionamento Energetico

Stato avanzamento normativo: il Tar-Lazio, con sentenza n. 6407 (13 luglio 2012) ha sancito l'illegittimità dei SAAE a seguito di un ricorso presentato da Enel distribuzione, secondo cui i SAAE costituiscono una sovrapposizione dei SEU.

Ora il Mise può opporsi alla decisione del Tar appellandosi al Consiglio di Stato.





Membro del Comitato di Gestione del **Coordinamento FREE**



Nasce il Coordinamento FREE

