

SCENARI MONDIALI PER L'ENERGIA IMPEGNI PER OBIETTIVI UE DELL'ITALIA

ALESSANDRO CLERICI

Presidente onorario di WEC Italia &FAST-Ex Presidente AEIT

**Convegno su ambiente organizzato da
Ordine dei Fisici e dei Chimici della Lombardia e
dalla Fondazione Perini
20/05/2023 Milano-Sala Alessi**

SCENARIO ENERGETICO MONDIALE

- **L'energia** è stata ed è sempre più **il fattore dominante per lo sviluppo sociale ed economico delle popolazioni** : legame diretto tra energia e sviluppo .
- **Il legame tra energia ed ambiente sempre più stretto**
- **La popolazione mondiale nel novembre 2022 ha superato gli 8 miliardi (360.000 nati/giorno e 120.000 abitanti in più ogni giorno)**

Nei 10 anni dal 2011 al 2021(anno di forte recupero post pandemia)

- **la popolazione** è aumentata del **12%** **(0,094% 2021/2020)**
- **i consumi di energia primaria** **+14%** **(+5,8% 2021/2020)**
- **le emissioni di CO2 + 6%** **(+5,9%2021/2020)**
- **la produzione di elettricità + 28%** **(+6,2% 2021/2020)**

Il settore elettrico ha e avrà un ruolo sempre più importante

RISERVE DI ENERGIE PRIMARIE FOSSILI E DI URANIO

Le risorse (R) comprovate ed i loro consumi (C) al 2021 hanno un rapporto R/C:

petrolio ~ 52 anni

gas ~ 48 anni

carbone ~ 130 anni

uranio ~ 100 anni (con reattori con efficienze e tipologie attuali)

Come dal WEC "Real problem is not the lack of possible fossil or nuclear resources but:

their uneven distribution between production and consumption areas (mainly oil and gas) and their geopolitical effects

and mainly how to use them without impact on the environment"

Con il lodevole obiettivo di salvare l'ecosistema, l'ostacolo crescente alle risorse non rinnovabili ha ridotto gli investimenti in ricerca e sviluppo di energie fossili ed uranio creando i problemi di sicurezza degli approvvigionamenti a livello globale, acuitisi in parte con i noti eventi geopolitici (Ucraina).

CONSUMI DI ENERGIA PRIMARIA ED EMISSIONI DI CO2 NEL 2021

45% industria(circa 2/3 per produrre elettricità)- 30% edifici- 20%trasporti - 5% altro

Consumi di energie primarie (globale 595 Exa Joules =14.212 MTEP) e produzione di energia elettrica (globale 28.466 TWh) nel **2021** in vari raggruppamenti di nazioni in % dei valori mondali ed **emissioni di CO2 in rosso** (Fonte: BP[]))

	Domanda En.primarie <u>Emissioni</u>	Produzione elettricità	Domanda En.primarie <u>Emissioni</u>	Produzione elettricità	Domanda En.primarie <u>Emissioni</u>	Produzione elettricità
	% MONDO		CRESCITA MEDIA ANNUA % 2011-2021		CRESCITA % 2021 SU 2020	
Mondo	100 100	100	1,3 0,6	2,5	1,3 5,9	6,2
Paesi non OCSE	61,4 66,7	60,6	2,4 1,7	4,4	2,4 6,2	8,2
Paesi OCSE	38,6 33,3	39,4	-0,2 -1,3	0,2	-0,2 5,4	3,1
EU	10,1 8,1	10,2	-0,6 -1,9	-0,1	-0,6 6,7	4,5
Italia	1,1 0,9	1,0	-1,2 -1,2	-0,5	-1,2 9,9	2,7

Consumo di energie primarie e produzione lorda di energia elettrica nel 2021:

Percentuale locale delle principali categorie di fonti rispetto al totale consumo/produzione per ogni gruppo di paesi .In blu la prima fonte di energia primaria ed in rosso quella per produzione di elettricità (Fonte BP)

	Energie Primarie	Produzione Elettricità	Energie Primarie	Produzione Elettricità	Energie Primarie	Produzione Elettricità	Energie Primarie	Produzione Elettricità	Energie Primarie	Produzione Elettricità	Energie Primarie	Produzione Elettricità
	PETROLIO		GAS		CARBONE		NUCLEARE		IDROELETTRICO		ALTRE FER	
Mondo	30,9	2,5	24,4	22,9	26,9	36,0	4,3	9,8	6,8	15,0	6,7	12,8
Paesi non OCSE	27,5	3,3	22,1	18,2	35,7	46,3	2,2	5,1	7,3	16,4	5,1	10,1
Paesi OCSE	36,3	1,3	28,1	30,1	11,6	20,1	7,5	17,0	5,9	12,8	9,2	17
EU	35,5	1,5	23,8	18,9	11,2	15,2	11,0	25,3	5,4	11,9	13,2	25,2
Italia	36,9	2,9	41,0	50,9	3,6	5,0	0	0	6,4	15,0	11,9	25

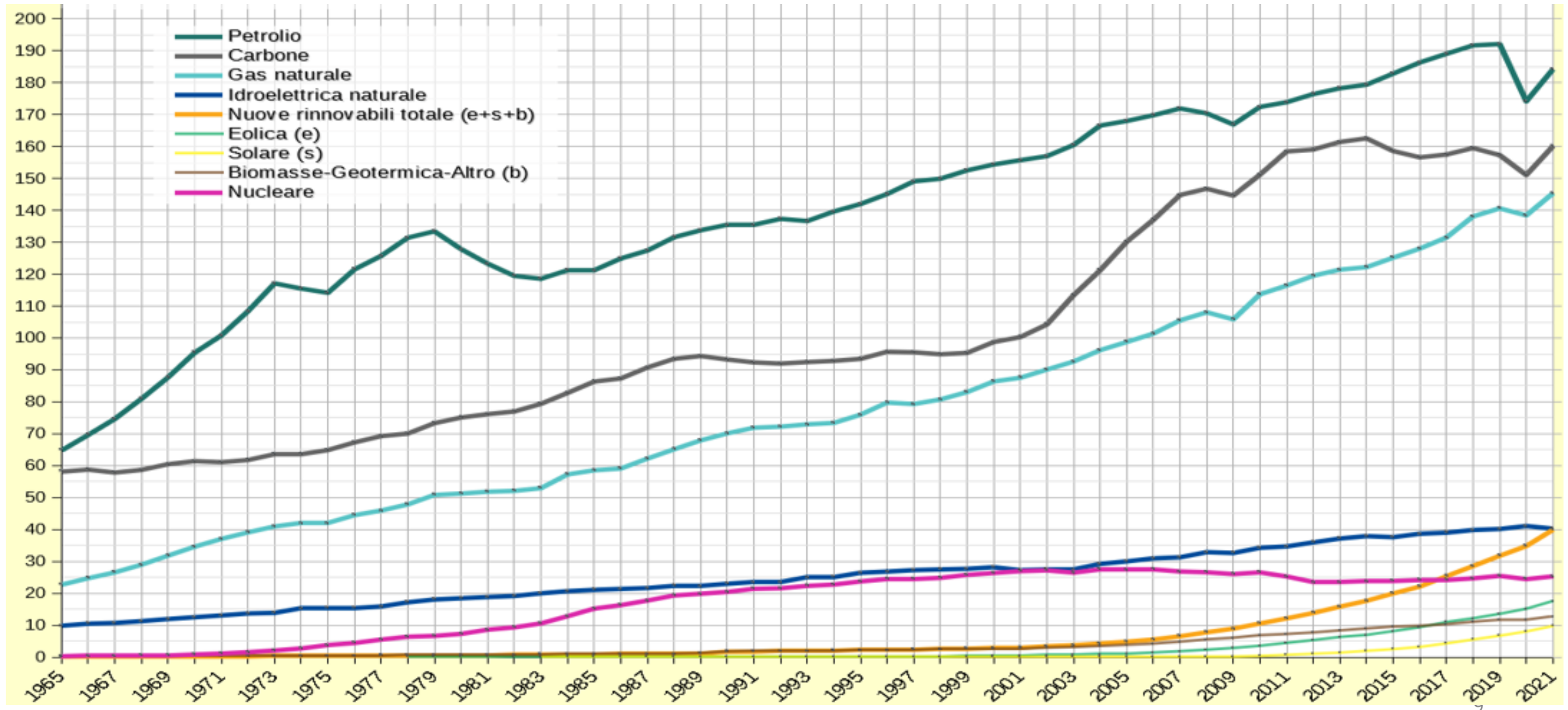
Disparità per energia e tenore di vita degli abitanti tra Cina,USA,UE,India,Africa (*dove in alcuni Paesi si scende a 0,5 k\$/Capita per il PIL)

	Popolazione	Energia primaria		Emissioni CO ₂ eq.	Produzione elettricità			Produzione nucleare	PIL	Età media	Aspettativa di vita
	% Mondo	% Mondo	% FER	% Mondo	% Mondo	% FER	% Nucleare	% Mondo	k\$/Capita	Anni	Anni
Cina	17,8	26,5	28,4	30,9	30,0	28,7	4,3	14,6	16,2	37	77
USA	4,2	15,6	18,7	13,3	15,5	20	19	29,3	69,4	39	78
UE	5,6	10,1	18,6	7,2	10,2	27,8	25,3	26,1	38,4	44	80
India	17	6	4,5	7,2	6	19,3	2,6	1,6	2,2	29	71
Africa	17,6	3,4	12	4,4	3,2	22,5	1,5	0,4	1,9*	19	60
Mondo	100	100	13,5	100	100	27,8	9,8	100	12,3	33	71,5

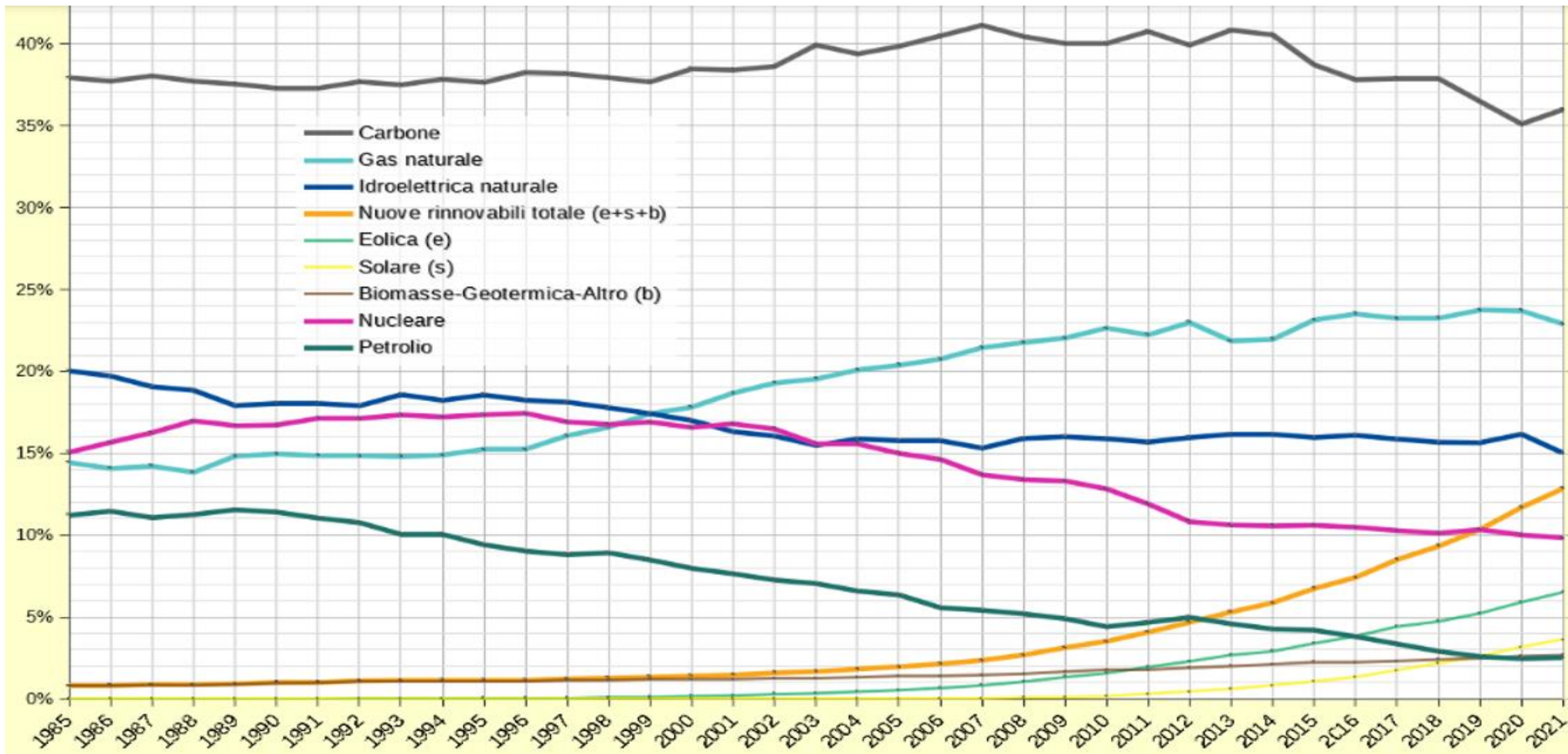
Per consumi di energie primarie(e quindi emissioni) **saranno i paesi non OCSE ed emergenti**(con la loro necessità di aumentare notevolmente i consumi per lo sviluppo delle loro popolazione) **a condizionare la transizione ecologica.**

La UE conterà meno del 6% nelle emissioni nel 2030 ed il suo azzeramento per il 2050 porterà un contributo insignificante alla soluzione del problema globale se non cambierà indirizzo spostando gli sforzi da una visione eurocentrica(che porta a non competitività oltre a non soluzione del problema climatico) a investimenti con le BAT (Best Available Technologies)in paesi emergenti con enorme bisogno di energia .

Consumo Mondiale di energia primaria per fonte in EJ dal 1965 al 2021 (da luca_p@gmx.com- grafici.altervista.org basati su dati BP) -1 EJ =24MTEP



Produzione mondiale di elettricità per fonte in % della totale produzione dal 1985 al 2021 (da luca_p@gmx.com- grafici.altervista.org basati su dati BP)



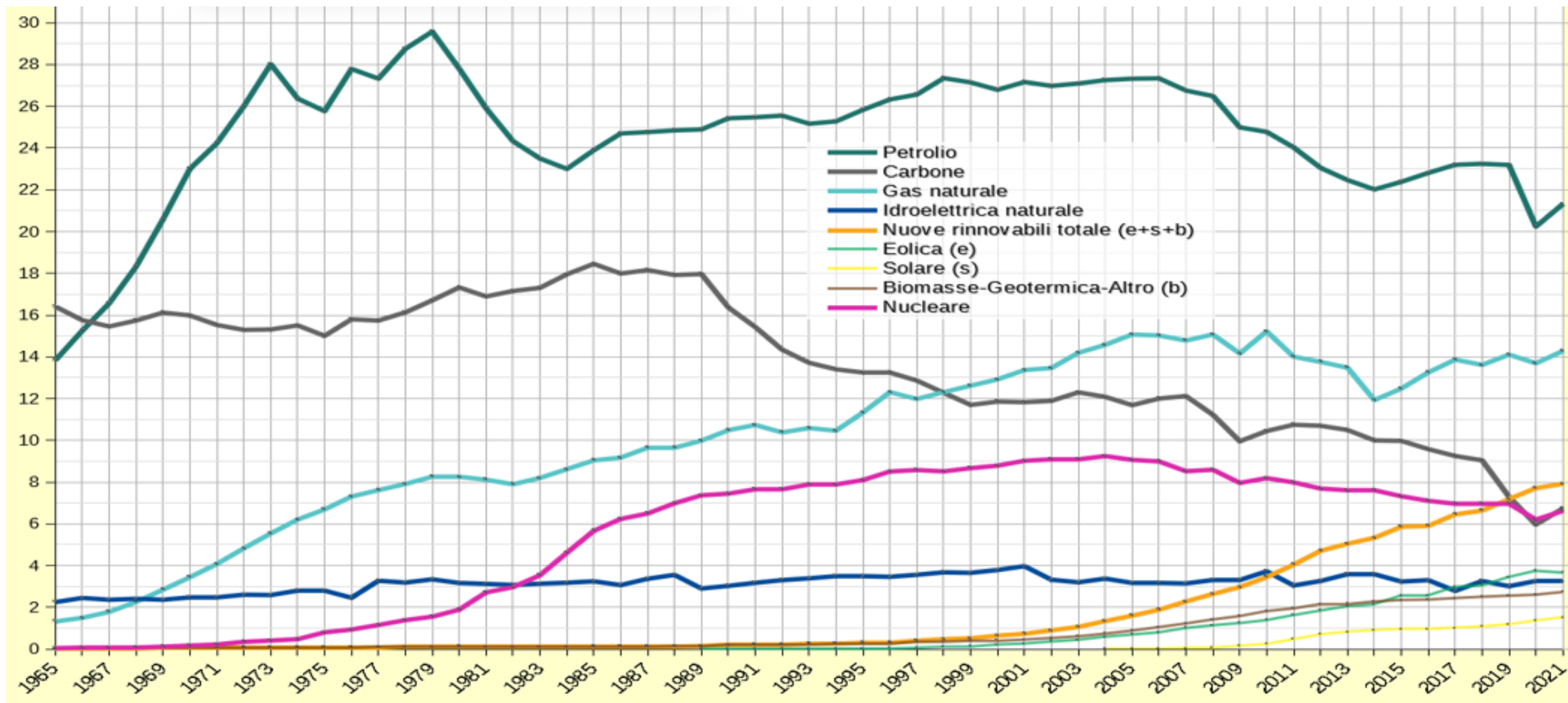
Nelle energie primarie a livello mondo il petrolio è la principale fonte, seguito dal carbone e dal gas; le **3 fonti fossili complessivamente presentano una quota dell'82,2 % nel 1965, dell'85% nel 2000 e dell'82,3% nel 2021 del totale consumo di energie primarie**, mostrando come il processo di decarbonizzazione sia lento.

Occorre notare che i consumi globali di energie primarie hanno avuto nel 2020 un forte crollo in 1 anno dovuto al COVID 19, crollo mai registrato come entità e come percentuale dai dati dal 1965 in poi e fondamentalmente relativo al petrolio (crollo quasi del 10%) ed in parte a carbone e gas. Il 2021 ha visto dei recuperi sull'anno precedente anche loro quasi mai riscontrati da un 6% a livello mondiale ad un 9,9 % in Italia.

Nel settore produzione di elettricità il carbone domina a livello mondiale con una quota al 2021 del 36% dopo aver raggiunto il 41% nel periodo 2007-2013 - **E' seguito dal gas** che è salito al 23% del 2021 diventando la seconda fonte nel 2019. L'**idroelettrico** è sceso al 15% del 2021 seguito con **eolico al 6,5% e solare a circa il 4%** che hanno avuto dal 2% del 2000 un incremento esponenziale. Il **nucleare**, sceso al 10% nel 2021; il **petrolio** è crollato ad una quota a poco meno del 3%.

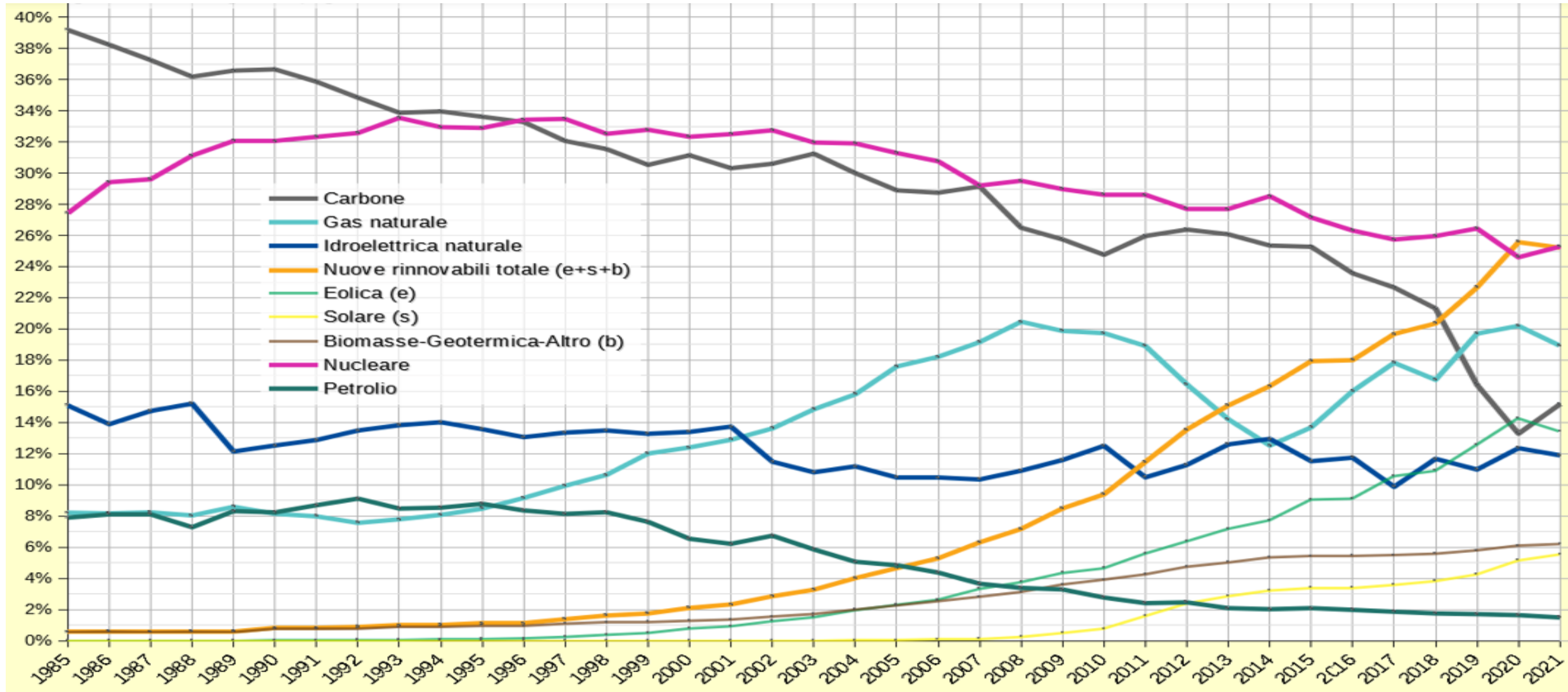
Complessivamente **le fonti fossili vedono una quota del 64% nel 1985, del 65,3% nel 2000 e del 62% nel 2021 nella produzione di elettricità**; dal 2000 al 2021 eolico + solare hanno compensato la perdita in quota del nucleare + petrolio.

Consumi di energia primaria per fonte in UE in EJ dal 1965 al 2021 (da luca_p@gmx.com- grafici.altervista.org basati su dati BP)



Produzione di energia elettrica per fonte in UE in % della sua totale produzione dal 1985 al 2021 (da luca_p@gmx.com- grafici.altervista.org] su dati BP)

La UE dei 27 nel 2021 ha prodotto 2890TWh



Nei consumi di energie primarie il **petrolio** è ancora dominante in UE ma sceso dal 54% del '73 al 35,5% del 2021. Il **carbone** da una quota del 53,5% nel 1965 ha avuto una rapida perdita discesa fino all'11% del 2021 pari al nucleare ed inferiore di 2 punti alle nuove rinnovabili. Il **gas** è salito progressivamente al 24% del 2021 diventando la seconda fonte di energia primaria a partire dal 1999. Il **nucleare** in quota dal '95 ha oscillato intorno al 13-14% e sceso all'11% nel 2021. L'**idroelettrico** è rimasto al 7-5% in quota dal 1965 e nel 2021 ha terminato con un 5,5%.

Le **nuove rinnovabili alternative** dal 2000 un rapidissimo sviluppo da una quota dell'1 % a quella del 13% divenendo nel 2021 la terza fonte primaria con **eolico al 6%, biomasse + geotermico al 4,5% e solare al 2,5%**

In Ue il settore elettrico mostra una situazione ben più dinamica rispetto a quella globale per quanto riguarda la decarbonizzazione con una **quota percentuale delle fonti fossili calata dal 55% del 1965 al 36% del 2021** rispetto ad una **quota di tutte le rinnovabili salita dal 17% al 37%** (sorpasso tra il 2019 e 2020 delle fossili). Il **carbone** è sceso da quote intorno al 40% negli anni '80 al 15% nel 2021. Il **nucleare** ha avuto uno **sviluppo nelle quote dal 27% del 1965 al 33% del 1996** diventando la prima fonte ma iniziando una **discesa fino al 25% del 2021**.

Il **gas** dal 1996 ha avuto salite e discese fino ad un 19% nel 2021. L'**idroelettrico** con una quota del 15% nel 1985 ha avuto in seguito oscillazioni in quota tra il 10 e il 14% arrivando al 12% nel 2021.

Le **altre rinnovabili** diverse dall'idroelettrico hanno visto uno **sviluppo dall'1% in quota nel 1995 al 26% nel 2021** (doppia di quella mondiale) e con **eolico al 13,5%, 6,2% di biomasse e 5,5 % di solare**.

IMPATTO DELLE RINNOVABILI SUL SISTEMA ELETTRICO SUL QUALE MI CONCENTRO E IMPEGNI PER OBIETTIVI UE

Cenni su variabilità e non programmabilità
di eolico e fotovoltaico

Il numero di ore equivalenti di funzionamento di una centrale sono le ore per produrre lavorando al 100% della sua potenza la totale effettiva energia prodotta in 1 anno

8760 ore di funzionamento (le ore di 1 anno) significa che la centrale ha funzionato ininterrottamente per tutto l'anno al 100% della sua potenza.

Le ore equivalenti /anno in UE per i diversi tipi di centrale sono circa:

Nucleare 8000 h Carbone 5000-6000 h Gas 3000-5000 h

FV 800- 1600 h Eolico 1800-3800 h

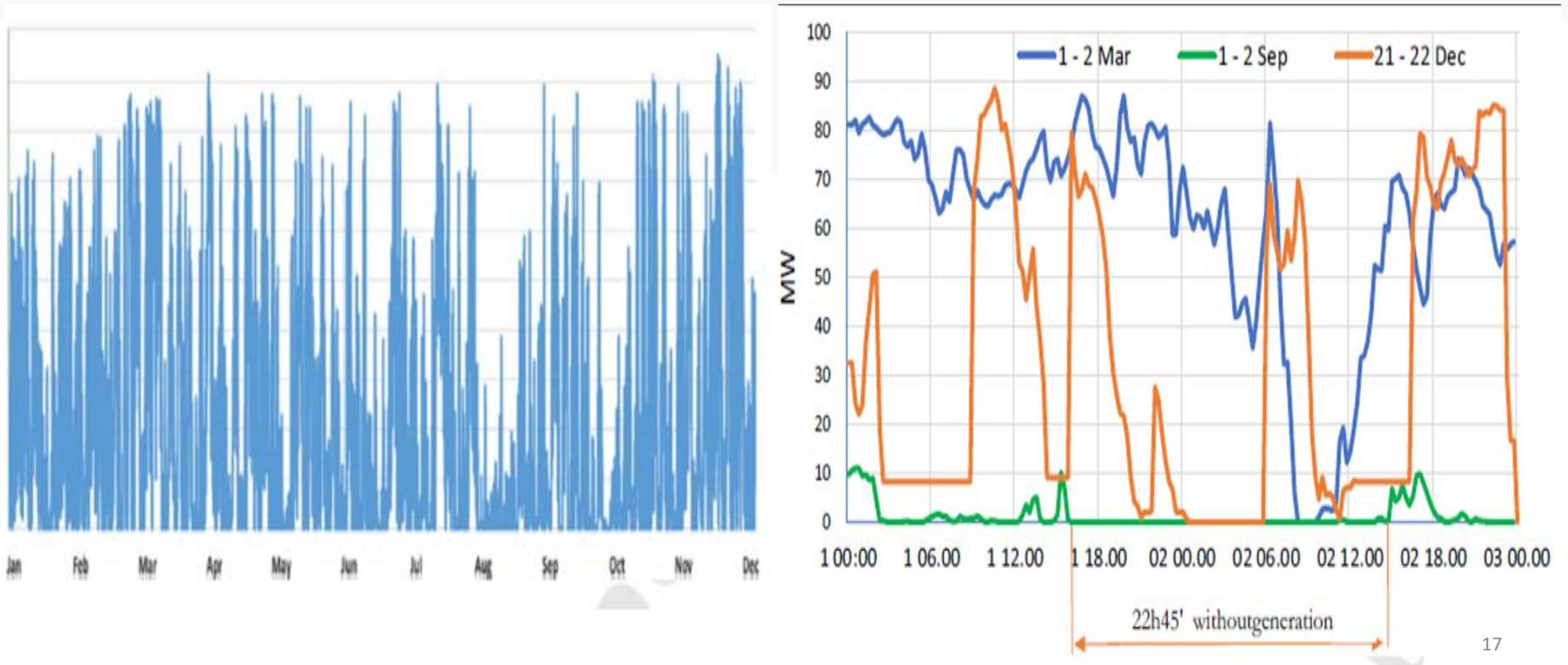
1000 MW di una centrale nucleare danno $1000 \times 8000 \text{ h} = 8$ milioni di MWh pari a 8TWh che sono 8 miliardi di kWh (a casa consumiamo 2700 kWh/anno)

In Italia valori medi per FV 1200 h ed Eolico 2000 h e per produrre gli miliardi di kWh /anno

da 1000 MW di una centrale nucleare occorrono

circa 7000 MW di centrali FV e circa 4000 MW di centrali eoliche

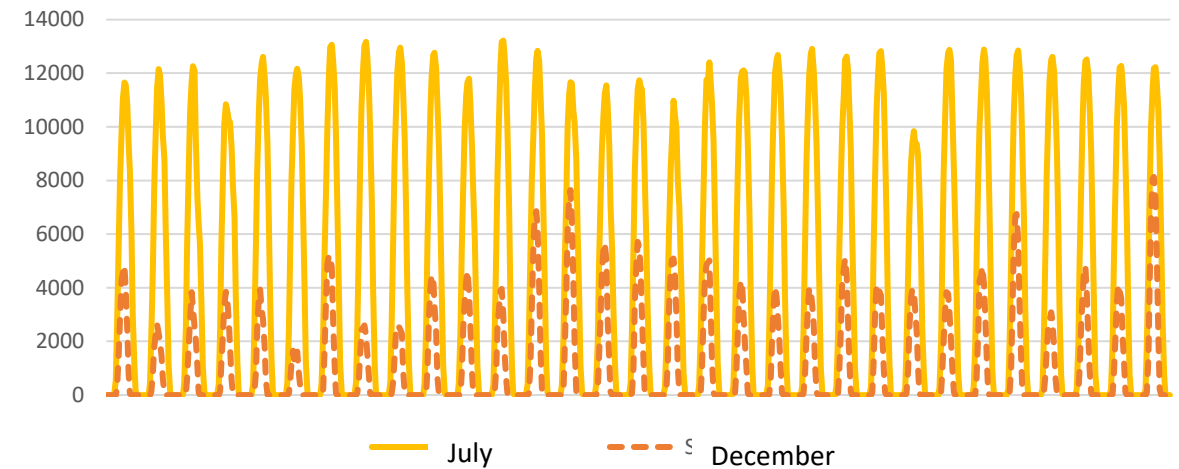
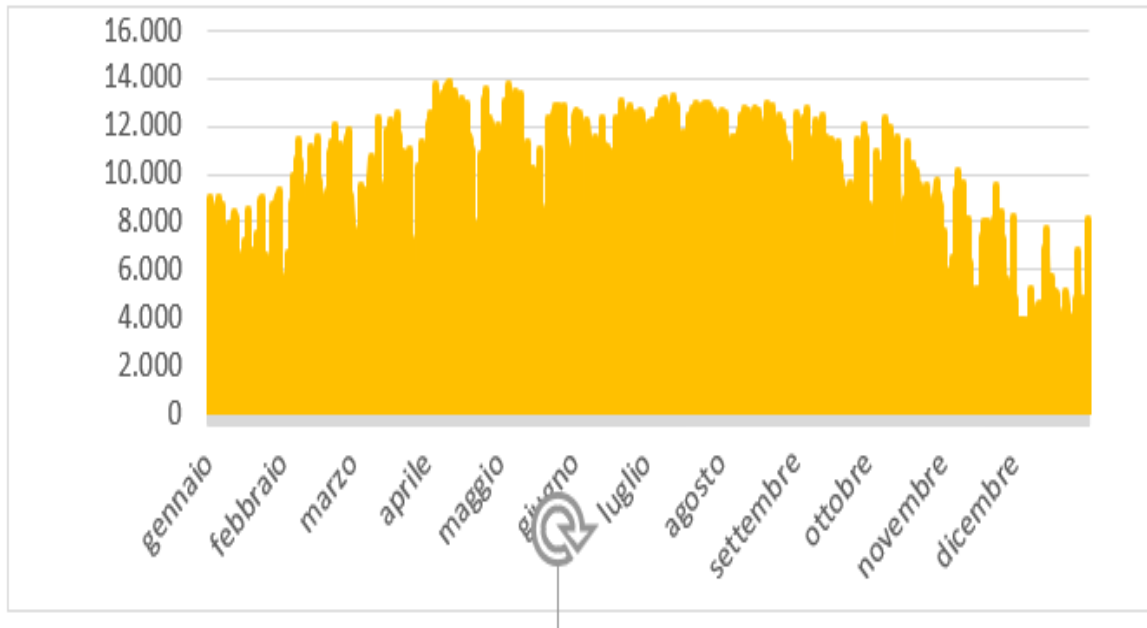
Centrale eolica da 125 MW nel sud d'Italia - 1500 hours nel 2019 con zero potenza immessa in rete -
Produzione annuale (sinistra) e produzione in 2 giornate consecutive di marzo-settembre e dicembre a destra
(forti variazioni e rampe in salita e discesa e prolungate ore di assenza di vento)-1900 ore equivalenti



Italia fotovoltaico iniettato in rete nel 2020 da tutti gli impianti (totale potenza 20850 MW AL 1/1 e 21200 MW AL 31/12- 25,55 TWh)-

NB 4500 ore senza energia immessa in rete

1200 ore equivalenti/anno

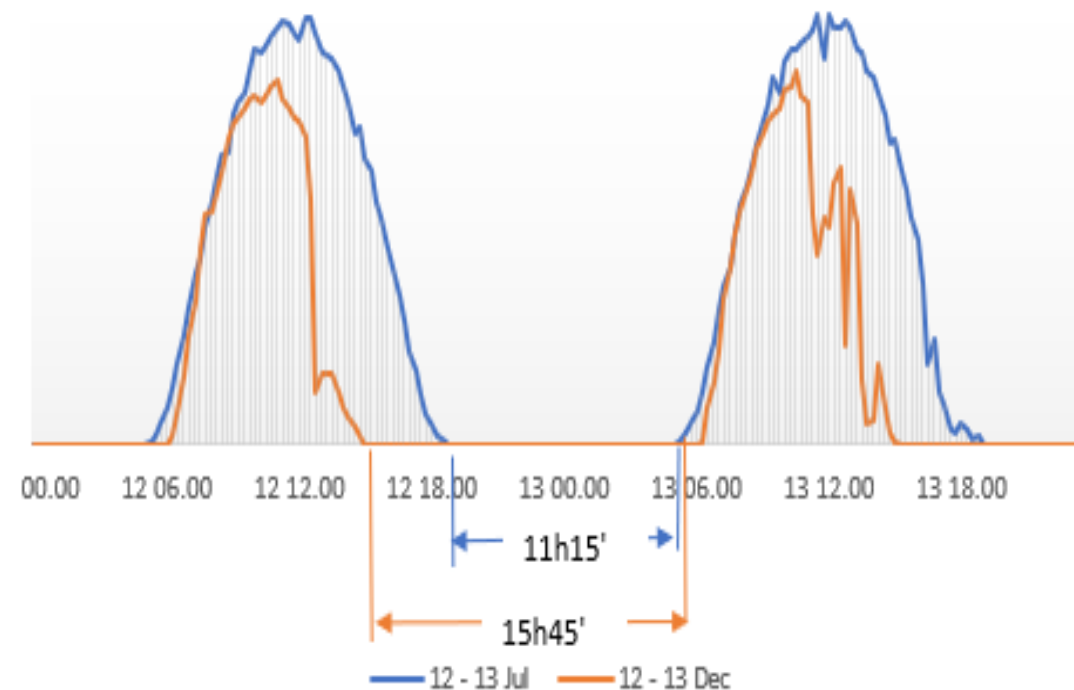


Centrale fotovoltaica da 12,5MW in Sicilia (2019)

La migliore in Italia

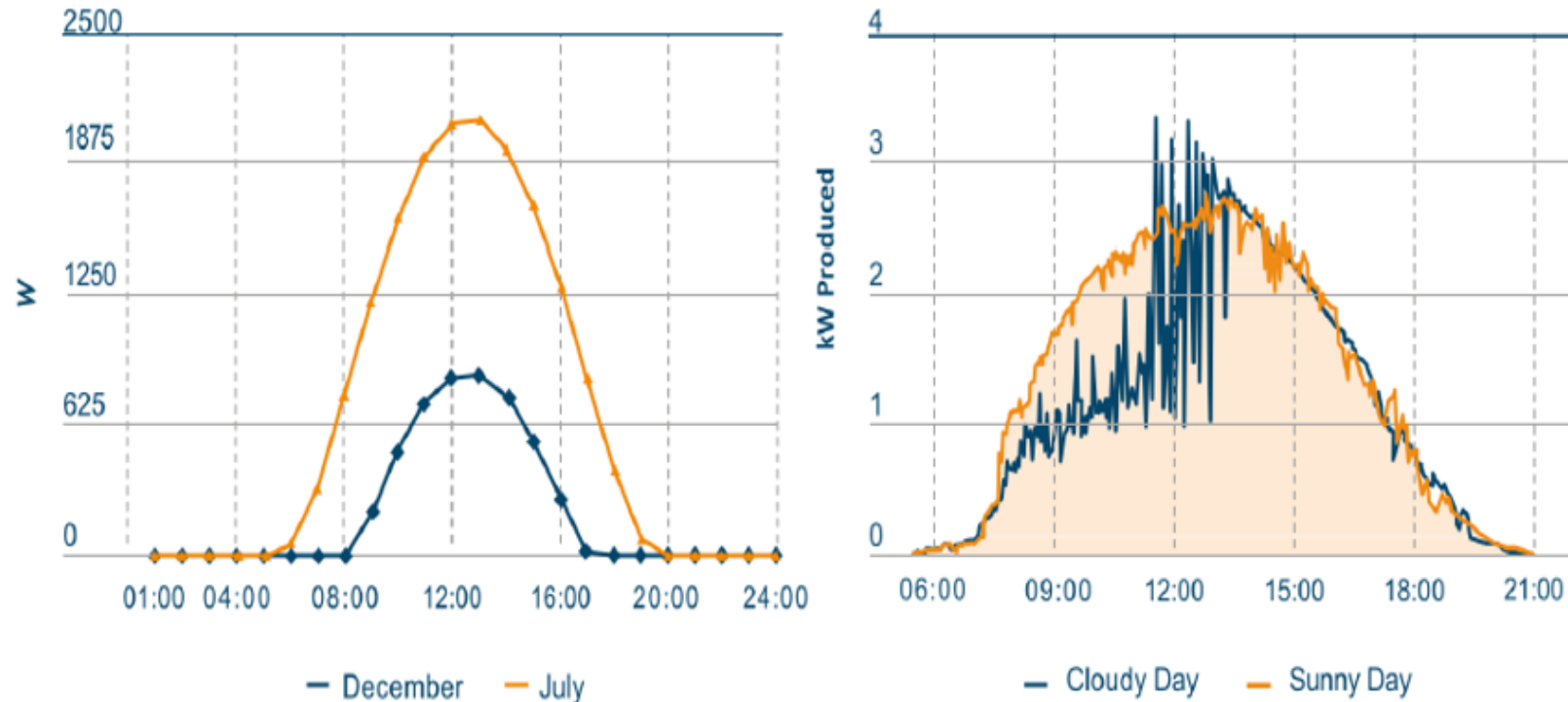
Per 4600 ore non ha prodotto energia

Ore equivalenti annuali pari a 1.500



Potenza immessa in rete durante 2 consecutivi giorni soleggiati rispettivamente in luglio e dicembre e con un periodo notturno di 11 e quasi 16 ore senza produzione di energia. Notare lo sfasamento di 1 ora tra luglio e dicembre dovuto all'ora legale.

Fotovoltaico

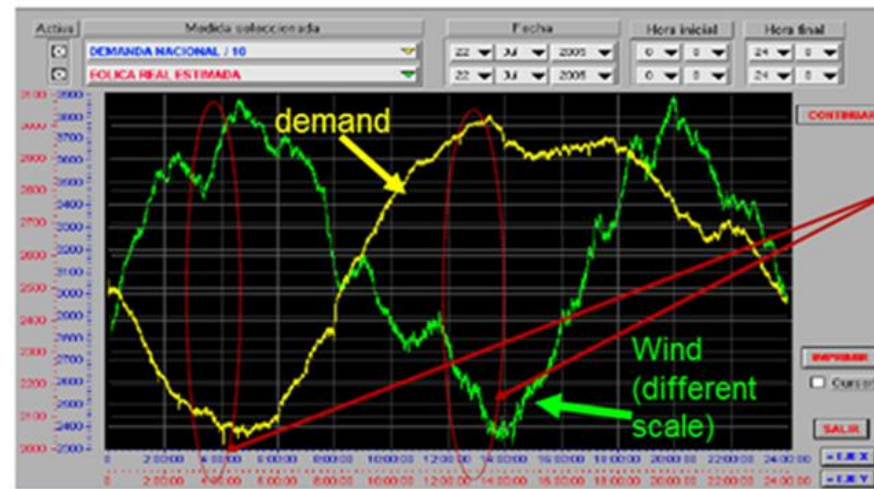
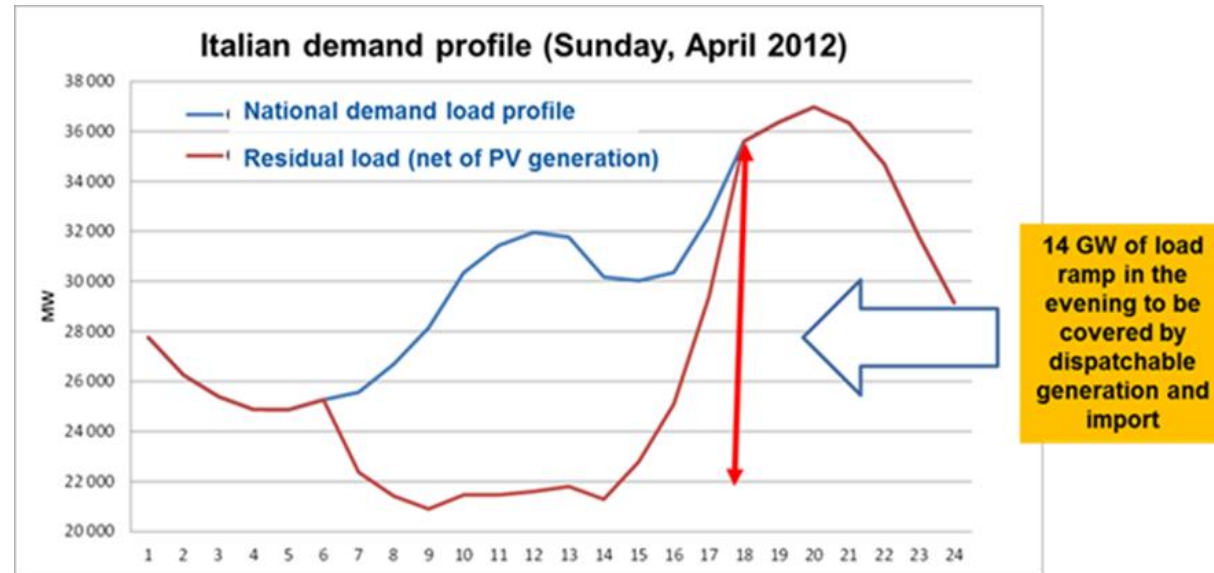


Variabilità stagionale e giornaliera della generazione FV nella zona di Firenze di un piccolo impianto fotovoltaico come da rapporto WEC RES Integration

In una giornata soleggiata di dicembre si ha 1/3 di energia immessa in rete rispetto a quella in una giornata soleggiata di luglio come da diagramma a sinistra-

Da figura a destra si vede l'effetto di nubi passeggiere

RES connections - load following in Italy

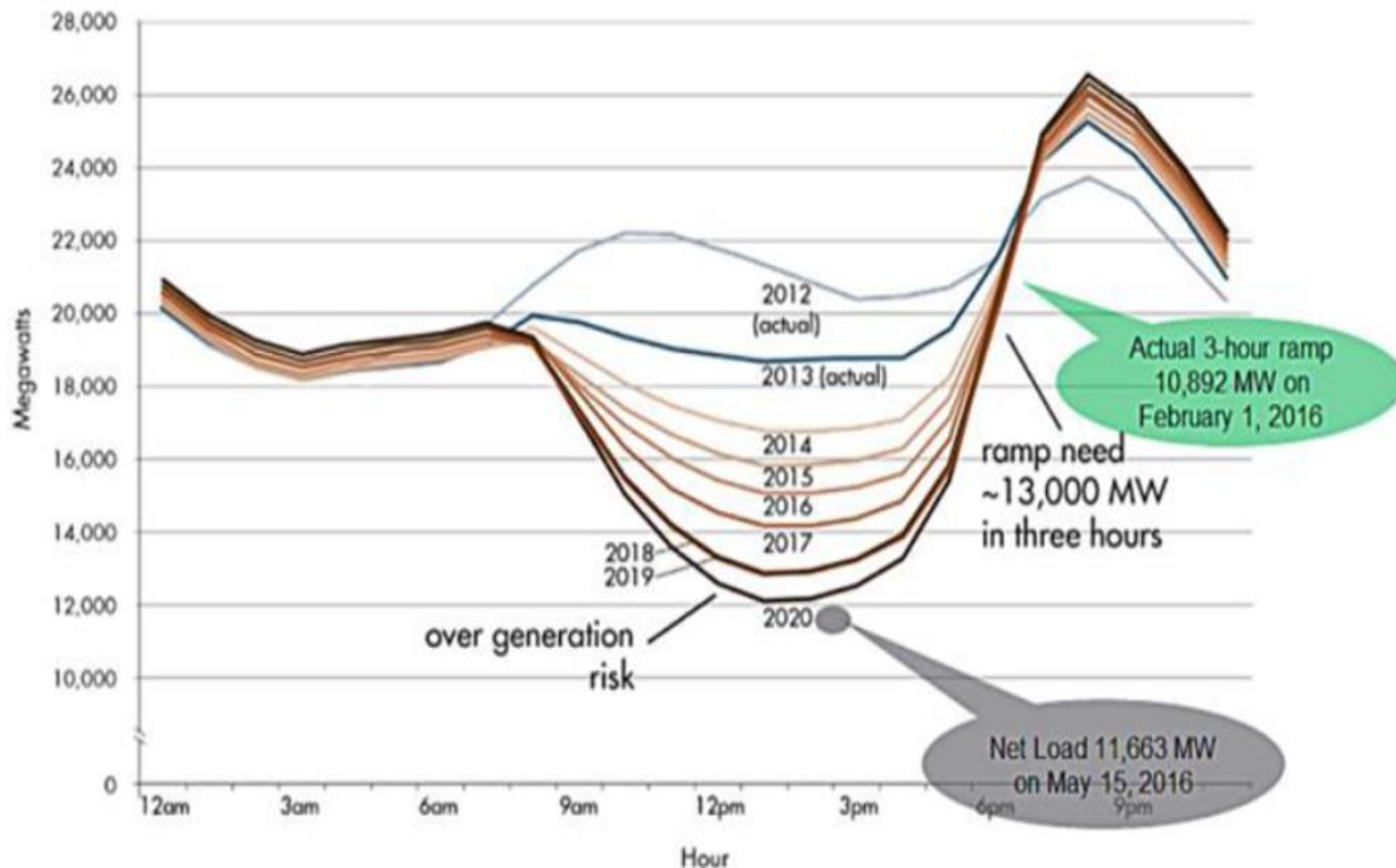


DEMAND INCREASES AND
WIND DECREASES AND
VICEVERSA

Different power scale
for wind and demand

1 Increased ramping requirements (“duck curve”)

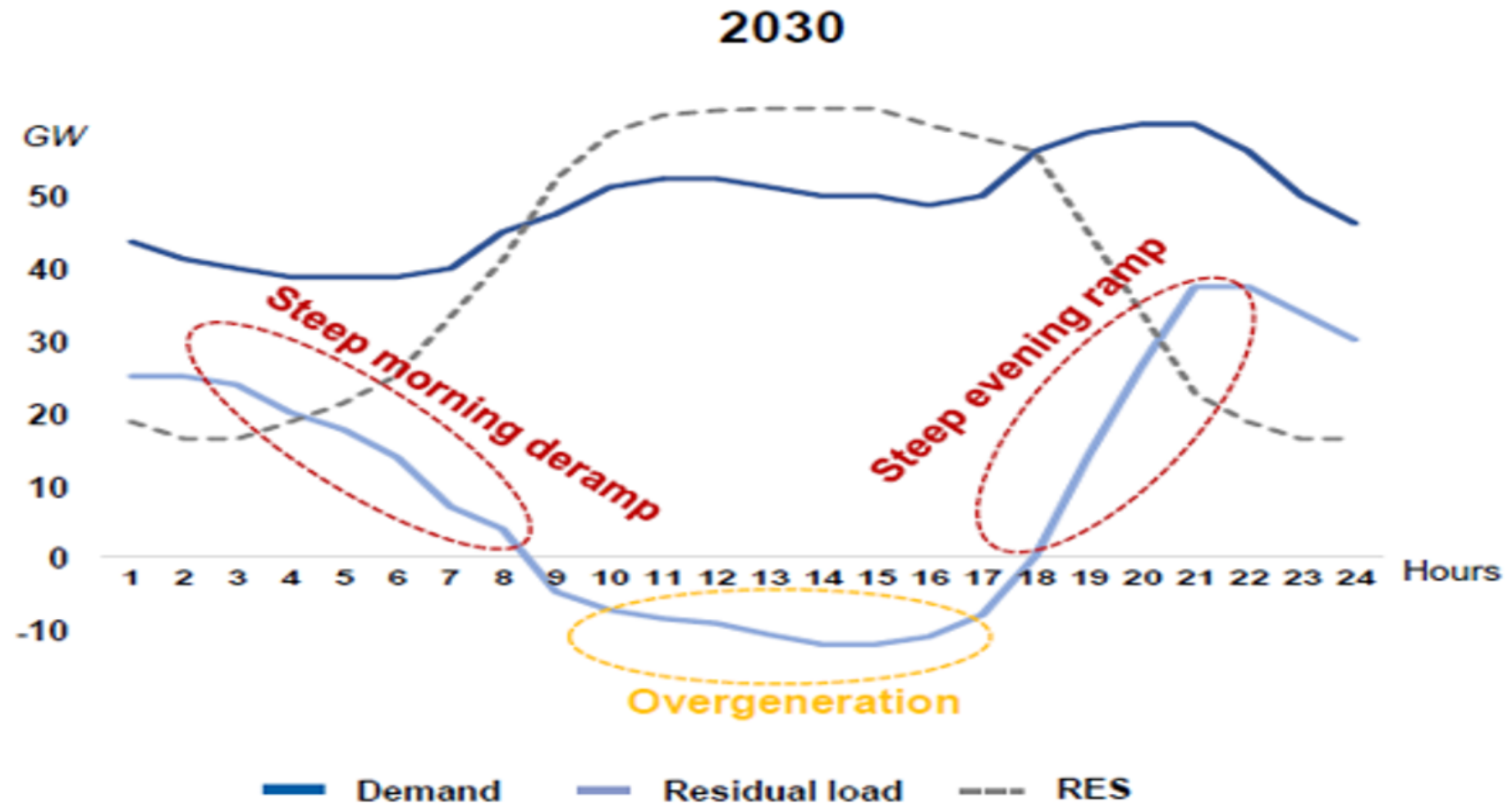
California Load Curve (MW) Net of Wind and Solar production



Source: CAISO

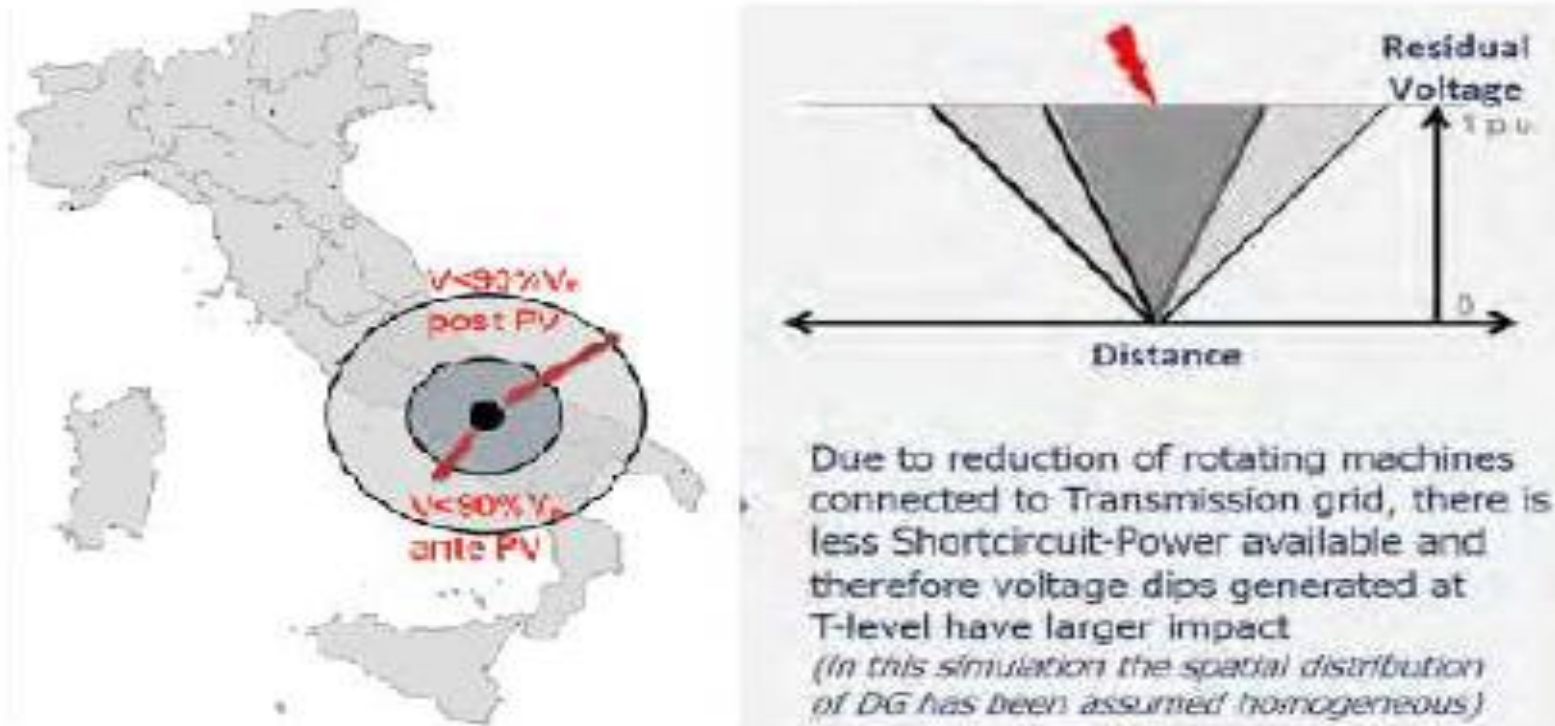
Terna 2030 in Italy - OVERGENERATION OF RES DURING A DAY

○ CONSUMPTION CURVES AND RESIDUAL LOAD⁴



Italy: RES impact on system quality/security of supply - **Areas of Voltage dips larger than 10 % in 2015 (19.7GW of PV+9.2GW of Wind) versus 2005 (0.1GW of PV+1,6 GW of Wind) for a fault in T system in Naples**

Figure 18 - Potential impact on system security and quality of supply: voltage dips on T-grid
(Source: Terna)



FROM TERNA-REDUCTION OF SYSTEM INERTIA AND STABILITY DUE TO THE INCREASE OF INVERTER BASED GENERATION(PV AND PART OF WIND) AND REDUCTION OF OPERATING CONVENTIONAL THERMAL PLANTS- VARIATION OF FREQUENCY FOR EVENTS CREATING UNBALANCE OF LOAD VERSUS PRODUCTION (LESS PRODUCTION THAN LOAD)-IN BLUE HIGH INERTIA IN GREEN LOWER INERTIA



In caso di eventi che causino uno sbilancio di potenza tra produzione e carico, in un sistema caratterizzato da valori inferiori di inerzia :

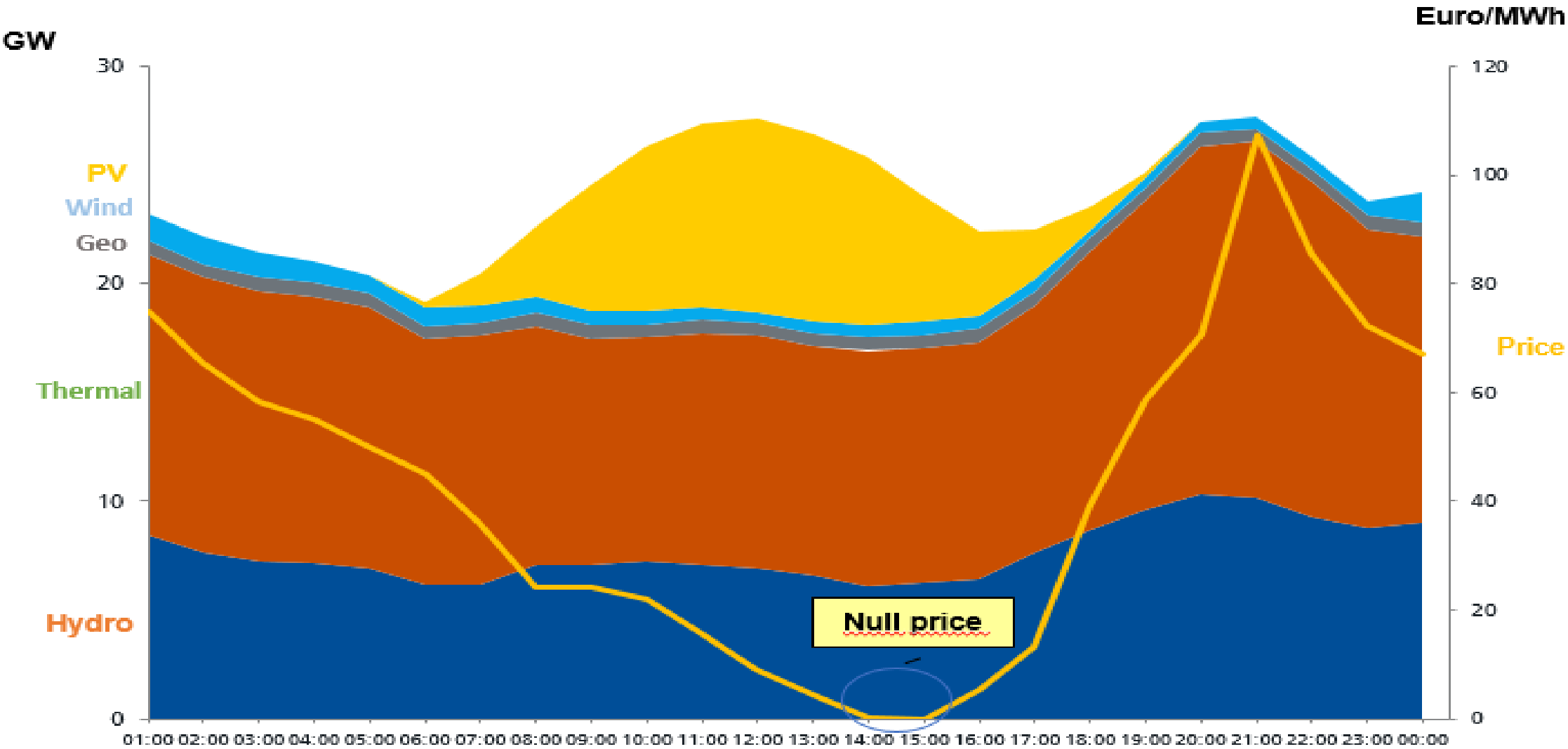
- 1 La frequenza varia in maniera più repentina.** Incremento della velocità di variazione della frequenza (RoCoF*).
- 2 La variazione di frequenza** in termini assoluti (Δf) **è di ampiezza maggiore.** Questo può causare l'innesco di contromisure di sicurezza quando i limiti ammissibili sono superati.

Maggiore è la quota di impianti di produzione inverter-based (es. generazione fotovoltaica), minore è l'inerzia e, di conseguenza, la stabilità del sistema. Inoltre, questa condizione determina la necessità di aumentare la flessibilità e la velocità di risposta del Sistema.

Power reversal in HV/MV substations due to RES connected in MV:relations of TSO with DSO's

- Reduction of energy production of conventional plants and stranded assets**
- Due to priority of dispatching of RES at zero marginal price,distortion of the market with zero or negative prices in some hours ;price always more dictated by atmospheric conditions**

POOL PRICE IN ITALY IN A SUMMER DAY
yellow curve, axis on right (from WEC Res Integration)
Capacity factor of CCGT plant from 5800 h/year to 2000h/year (stranded assets)



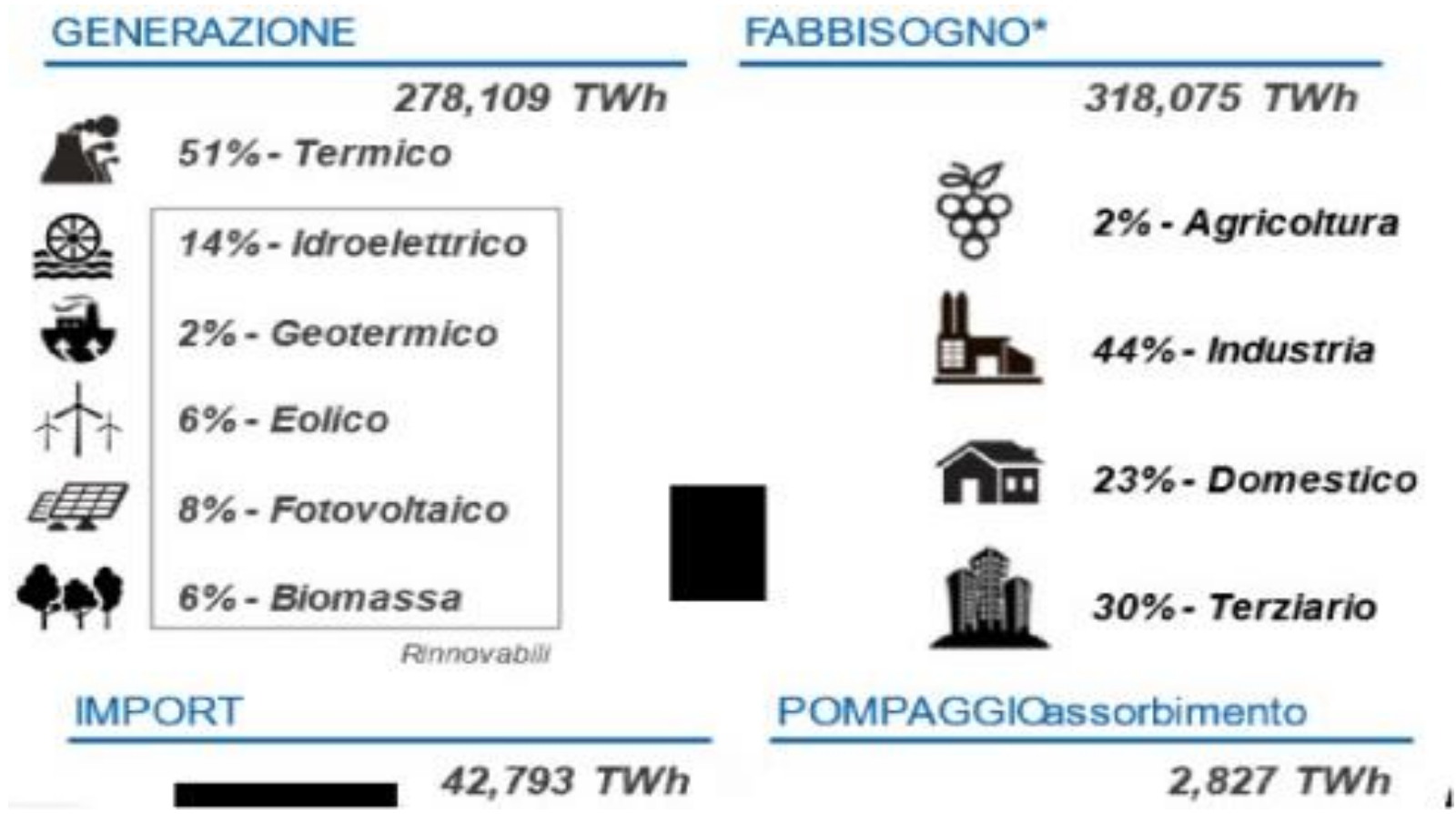
Alcuni commenti dell'impatto sul sistema elettrico italiano al 2030 degli obiettivi UE stabiliti dal pacchetto FIT for 55

Nella sua corsa verso una completa decarbonizzazione al 2050, la UE ha disposto negli ultimi anni l'innalzamento degli obiettivi climatici in misura sempre più impegnativa rispetto a quanto stabilito nel 2019 nei vari piani nazionali per energia e clima (PNIEC). Complessivamente era previsto che al 2030 essi consentissero di raggiungere a livello UE la riduzione del 40 % delle emissioni climalteranti, rispetto ai valori del 1990

Ora con le direttive FIT for 55 l'obiettivo di riduzione delle emissioni è stato elevato al 55% nel 2030. Il sistema elettrico risulta quello maggiormente impegnato nel raggiungimento del nuovo obiettivo globale, per la necessità di incrementare ulteriormente lo sviluppo di rinnovabili, in particolare di eolico e fotovoltaico. Riferendomi al sistema elettrico italiano vale la pena di sottolinearne gli impatti ben evidenziati dalle dettagliate analisi effettuate da TERNA

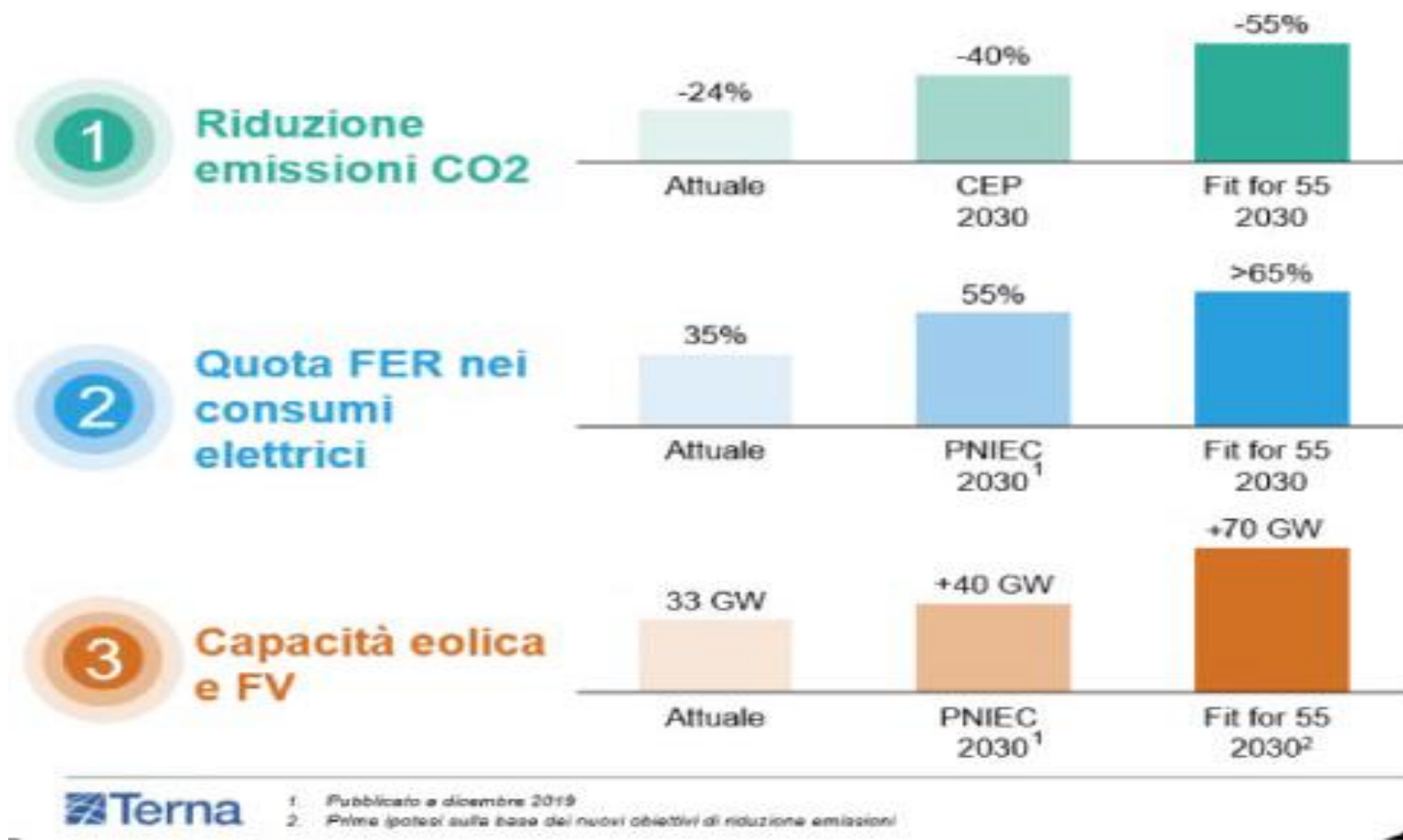
Il bilancio del sistema elettrico italiano del 2021 è ben rappresentato nella fig. 6, tratta da TERNA, dove la produzione di elettricità è suddivisa tra le varie tipologie (termico da fossili e rinnovabili) e i consumi sono specificati per i differenti settori di utilizzo. Si può notare che nel 2021, anno di ripresa dopo la pandemia, il 13% del fabbisogno nazionale (pari a circa 320 TWh) è coperto dall'import e il 36% dalle fonti rinnovabili.

FIGURA 6 - Bilancio elettrico italiano del 2021. Da TERNA



Le implicazioni per l'Italia dei targets UE del FIT for 55 sono riassunte in fig. 7, tratta da TERNA, che dalle prime analisi effettuate prevede la necessità di dover installare in aggiunta agli esistenti 33 GW di eolico e fotovoltaico ulteriori 70 GW entro il 2030 rispetto ai 40 GW addizionali previsti dal PNIEC a fine 2019.

FIGURA 7 - Implicazioni per l'Italia degli obiettivi posti da UE con il FIT for 55



Considerando i nuovi obiettivi che prevedono al 2030:

- l'elettrificazione dei trasporti (4 milioni di auto BEV e 2 milioni di ibride in aggiunta ad autobus e camion elettrici)

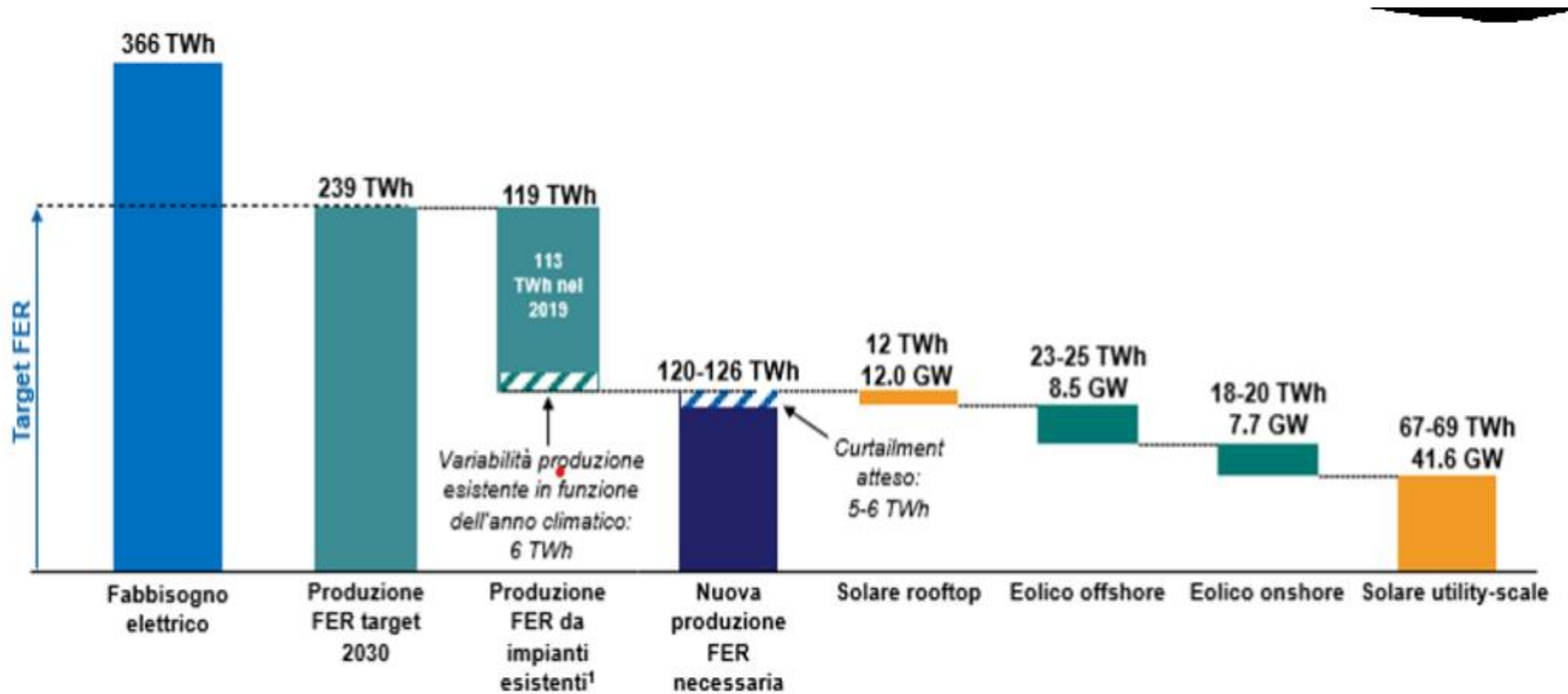
- l'elettrificazione del riscaldamento (con pompe di calore)

- gli impegni per la produzione di idrogeno verde da elettrolisi (9 TWh)

il fabbisogno elettrico totale sarebbe di 366 TWh

La produzione da FER totali al 2030 dovrebbe diventare di 239 TWh con una nuova produzione addizionale di 120-126 TWh, dai sopracitati 70 GW aggiuntivi di fotovoltaico ed eolico, con una suddivisione come dalla figura che segue

La Figura 8 da TERNA mostra le FER aggiuntive per raggiungere gli obiettivi FIT for 55



Vale la pena di ricordare come i **nuovi impianti di fotovoltaico ed eolico**, specie per quelli **di potenza elevata** con costi del kWh più attraenti per gli investitori, **saranno installati prevalentemente al sud con impegnativi investimenti aggiuntivi nella struttura di rete ad alta e media tensione.**

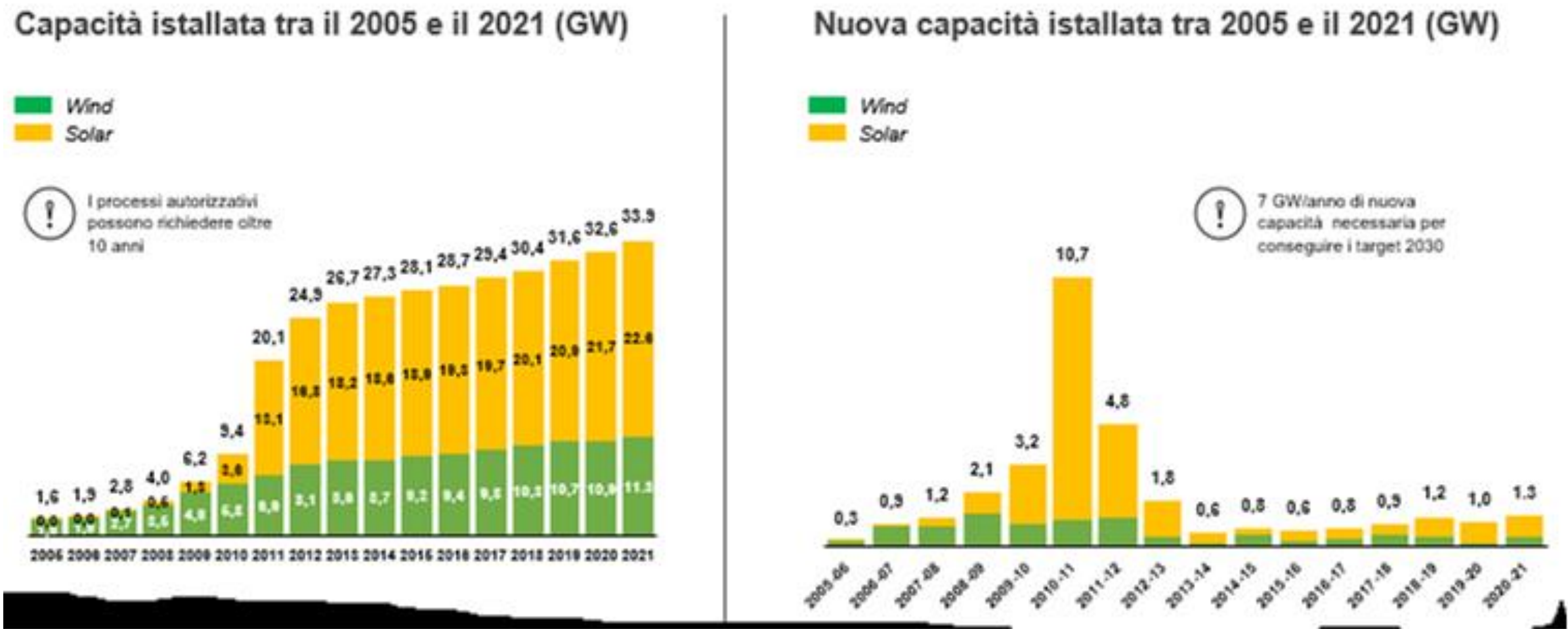
Tenendo conto della loro volatilità e non programmabilità di produzione, **saranno necessari imponenti investimenti in accumuli, valutati da TERNA in circa 100 GWh aggiuntivi al 2030,** anche per evitare i problemi della overcapacity (non utilizzo in alcune ore di energia producibile da rinnovabili specie variabili).

Non contribuendo sostanzialmente, specie il fotovoltaico, all'inerzia e potenza di corto circuito del sistema, indispensabili per una affidabile e adeguata qualità della fornitura di energia e **per una regolazione e stabilità della rete,** risultano necessari altri investimenti in compensatori sincroni con volani (25 sincroni da 250 MVar ciascuno per 6250 MVar previsti da Terna), sistemi particolari di elettronica di potenza, reattori e resistori stabilizzanti.

In aggiunta si rendono **indispensabili dei mercati di capacità programmabile per sopperire sia ad imprevedibili lunghe assenze di produzione rinnovabile** (in Germania per 3 settimane continue alcuni anni orsono oltre 100 GW di eolico e fotovoltaico installati hanno immesso in rete al massimo 8 GW), **sia ad altri eventi naturali o di guasti particolari.**

Ripercorrendo la cronistoria delle installazioni in Italia, dal primo sviluppo dell'eolico agli inizi del 2000 e del fotovoltaico ed eolico poi, il raggiungimento a dicembre 2021 di una potenza totale installata di fotovoltaico di 22,6 GW e di 11,3 GW di eolico si è svolta come riportato in fig. 9.

FIGURA 9 - Andamento dal 2005 al 2021 della capacità totale di eolico e fotovoltaico in servizio ogni anno e della capacità addizionale di eolico e fotovoltaico entrata in servizio ogni anno. Fonte TERNA



Evidente l'esplosione indotta dai generosi incentivi ventennali (dal 2006 al 2013 da circa 200 a circa 500 €/MWh a seconda della tipologia del FV) ed il successivo crollo dovuto alla loro riduzione; hanno però creato una capacità di ingegnerizzazione e gestione degli impianti FER.

Gli obiettivi di 70 GW aggiuntivi dal 2021 al 2030 di eolico e fotovoltaico rappresentano una capacità aggiuntiva di 7 GW/anno, pari a 6-11 volte la potenza entrata annualmente in servizio dal 2014 al 2021 e di 2,5 volte quella del 2022

Ogni anno passato (2021 e 2022) senza installare i 7 GW aumenta l'obiettivo annuale per raggiungere il traguardo; già per quest'anno risulta pari a oltre 8,3 GW.

Tenendo conto dei dati storici e degli investimenti diretti ed indiretti sopra menzionati, con i loro costi di esercizio/manutenzione, considerando le problematiche autorizzative e di una possibile non corretta valutazione dei costi effettivi, non ancora ben evidenziati, e di come e chi li paga, ci si trova di fronte ad un serio problema politico, economico/ finanziario, posto dall'accelerazione delle installazioni che, come stabilita, può creare problemi circa l'effettiva possibilità di realizzarle e con essa di attuare la transizione ecologica in modo stabile e duraturo.

Sono stati valutati gli impatti sulle industrie manifatturiere italiane e quelli iniziali sulla bilancia dei pagamenti delle importazioni di componenti essenziali per impianti eolici e fotovoltaici che ripagheranno però sul lungo periodo con riduzioni dell' import di combustibili ed oneri per CO2?

Alcune considerazioni finali

Gli impegni in difesa del clima e dell'ambiente rimangono fondamentali, con i loro obiettivi stimolanti, ma essi devono essere anche realistici, con chiare ed oneste valutazioni dei totali costi, cercando le soluzioni meno costose e valutando adeguatamente gli impatti ambientali e su come suddividere i costi e su come comunicarli alla popolazione.

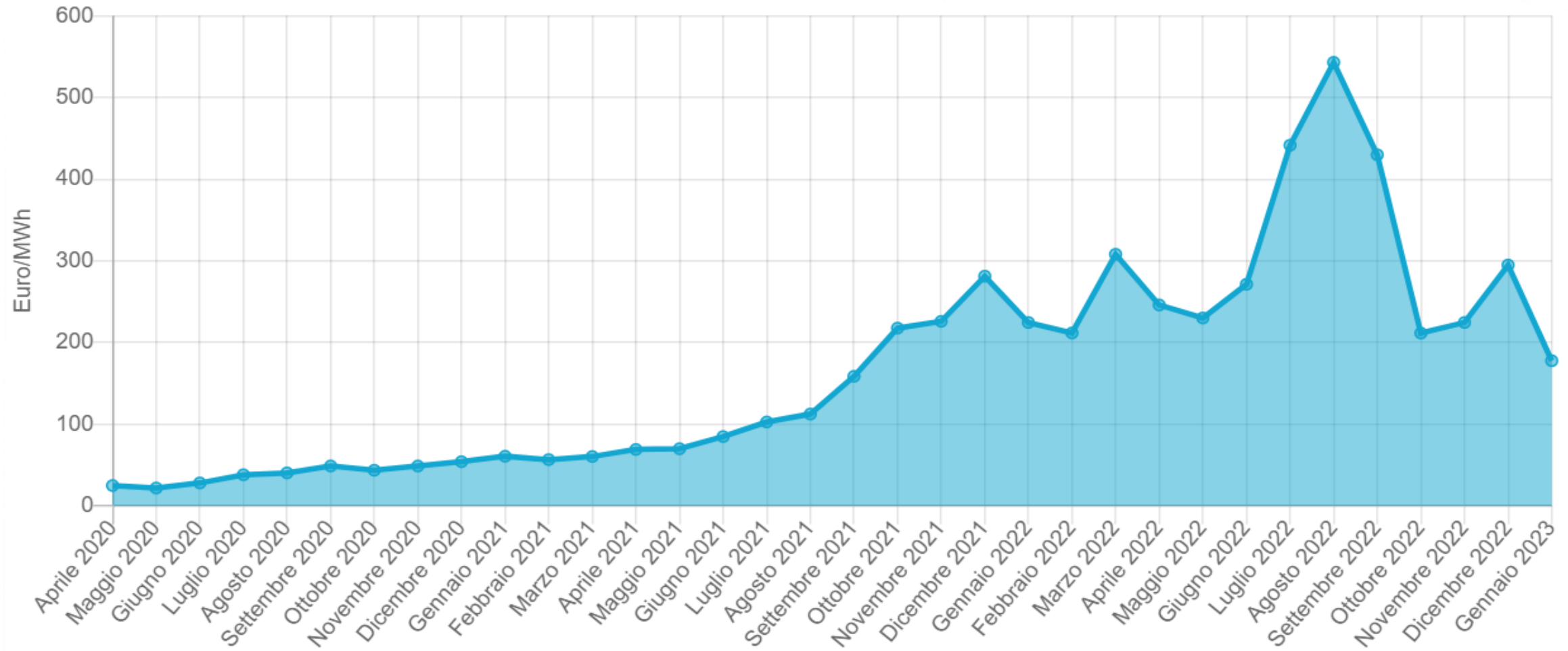
La Commissione Europea è lodevole per il suo protagonistico impegno nella decarbonizzazione dell'economia comunitaria ma, considerando i traguardi diversi e minori che si pongono i paesi emergenti per non frenare la loro crescita economica, anche azzerando al 2050 le emissioni europee climalteranti, il contributo del Vecchio Continente alla soluzione del problema globale sarà trascurabile, a meno di passare da una visione eurocentrica ad investimenti in paesi emergenti con soluzioni basate sulle BAT (Best Available Technologies)

Al proposito occorre notare che l'Africa ha oggi 1,4 miliardi di abitanti, che diventeranno 2,5 nel 2050, e ha un consumo pro capite di 1/12 di quello dei paesi OCSE, di 1/20 di quello degli Stati Uniti e un'età media della sua popolazione di 19 anni.

Una continua accelerazione della CE verso impegni sempre più ambiziosi può creare problemi per un processo globale e stabile di decarbonizzazione.

In aggiunta agli impegni per i nuovi obiettivi UE e per quelli da poco terminati per la pandemia vi è stato l'inizio della crisi globale con alti prezzi e problemi di sicurezza dell'energia già avvenuto da dicembre 2020 ben prima dell'invasione dell'Ucraina del 24 febbraio 2022 con un quintuplicarsi dal dicembre 2020 al dicembre 2021 ad esempio in Italia del prezzo in borsa dell'elettricità (PUN Prezzo Unico Nazionale dipendente fortemente dal gas)

PUN(Prezzo Unico Nazionale)di elettricità in borsa in Italia in €/MWh-15/5/23 PUN a 115 e gas35€/MWh



Fonte: dati del Gestore dei Mercati Energetici (GME). I dati di Gennaio si riferiscono ad un valore in evoluzione.

In questi giorni il PUN elettrico è sì intorno a 115 ed il gas a 35 €/MWh ma il problema di fondo rimane la grande diminuzione degli investimenti in ricerca e sviluppo di nuove fonti fossili negli anni passati dovuta ad una loro demonizzazione con una svolta green sia del mondo finanziario e sia delle big oil/gas & coal companies senza avere raggiunto una sicurezza di approvvigionamenti sostenibili di energia.

La crisi sembra aver portato a mitigare l'ostracismo verso i combustibili fossili in generale e riconsiderare l'importanza, ad esempio del **gas e del nucleare (tassonomia)**, per una sicurezza delle forniture di energia, che si aggraveranno specie se gli ambiziosi obiettivi delle rinnovabili non verranno raggiunti.

Si è aperto anche il problema **dei materiali critici in caso di forti loro utilizzi** per batterie, fotovoltaico ed eolico con possibili mancanza ed aumento dei prezzi(nichel,cobalto,litio,terre rare ecc) e dipendenza da chi ha tali risorse

Si pone il problema, anche in Italia, **di chi pagherà il conto salato, sia dovuto al costo di materie prime energetiche e non, sia di un forte sviluppo di rinnovabili non programmabili, come dagli obiettivi UE FIT for 55. Ci si trova di fronte a un difficile equilibrio tra**

- default dello stato,

- deindustrializzazione per prezzi dell'energia alle industrie troppo elevati

- rivolte sociali dei cittadini per il caro energia che influenza anche i prezzi dei generi alimentari e di consumo.

L'adeguatezza del sistema elettrico con il prospettato sviluppo di rinnovabili variabili è indispensabile per una sicura fornitura e di qualità per l'elettricità sempre più dominante nel settore energetico. Per **la essenziale produzione di elettricità al minimo costo per i clienti occorrerà tenere in conto tutte le risorse in una visione tecnicamente neutrale, non considerando il solo costo di produzione al sito, ma valorizzando o penalizzando presenza o assenza di costi aggiuntivi all'ambiente ed al sistema elettrico(come emissioni di CO2, programmabilità e non variabilità, contributo all'inerzia, necessità di nuove connessioni/estensioni del sistema, stoccaggi, capacity market, ecc)**

Il tutto con un difficile approccio sistemico, minimizzando il costo paese a breve/medio termine e problemi sociali, senza pregiudicare il futuro.

Considerando i costi per il personale, energia e materie prime rispetto a paesi emergenti, si pone seriamente il problema per Italia ed UE di una **rivalutazione delle tipologie di industrie da valorizzare e di una trasformazione verso una fornitura di servizi/soluzioni/impianti con componenti di qualità adeguata (ed anche manodopera) da paesi terzi.** Una profonda e non certo celere riqualificazione del personale è essenziale. Inoltre, **per l'idrogeno decarbonizzato**, non solo verde, occorrerà **investire in R&D, in impianti sperimentali, ecc., per calibrarne gli sviluppi in funzione dei costi e vantaggi, non trascurando, ovviamente, la R&D in altri settori.**

Per il **nucleare non farsi illusioni in UE e specie in Italia sullo sviluppo a breve ed a costi interessanti di nuove tecnologie "sicure e waste free" (SMR Small Modular Reactors, Generation IV reactors e fusione), ma rimane importante insistere nella R&D per cogliere opportunità che propone il futuro.**

Fondamentale in UE un sicuro prolungamento della vita utile dei reattori esistenti (ahimè nessuno in Italia) **che assicurano elettricità priva di emissione di gas climalteranti, programmabile ed a buon mercato e con elevate ore di utilizzo all'anno** che lo rendono interessante anche per la produzione di idrogeno decarbonizzato via elettrolisi.

E' essenziale una efficace e corretta informazione sulla transizione energetica/ecologica, coinvolgendo i cittadini senza illuderli su presunti vantaggi economici che non ci sono (anzi importanti costi) ma presentando chiaramente i vantaggi ed i costi e la suddivisione degli oneri,

creando consenso verso tutte le tecnologie favorevoli alla decarbonizzazione in un indispensabile mix di soluzioni, nucleare incluso, e con un approccio di giusto compromesso tra le ideologie e la ragione.

GRAZIE PER LA VOSTRA ATTENZIONE E PAZIENZA

alessandro.clerici2406@gmail.com