

SCENARIO ENERGETICO GLOBALE

Crisi climatica ed energetica: quali problemi e costi effettivi per il sistema paese e chi li paga

Un difficile equilibrio tra

-default dello stato,

-de-industrializzazione per costi energia e materie prime alle industrie

-rivolta sociale per caro prezzi di beni di consumo e servizi

A.Clerici

Presidente onorario di WEC Italia &FAST-Ex Presidente AEIT

CONVEGNO **TRANSIZIONE:CON QUALI ENERGIE?**

Sabato 18 Giugno 2022 Palazzo delle Stelline, C.so Magenta 61, Milano

- **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 ;** politica energetica connessa a quella ambientale e viceversa
 - **La popolazione mondiale è ora di 7,95 miliardi (circa 360.000 nati/giorno e 120.000 abitanti in più ogni giorno).**
 - Nei 15 anni dal 2004 al 2019
- la popolazione è aumentata del 19%;
- i consumi di energia primaria del 32%;
- i consumi di elettricità del 56%

Il settore elettrico gioca e giocherà un ruolo sempre più importante ;

RISERVE DI ENERGIE PRIMARIE FOSSILI (da WEC)

“2018 proven resources (R) and actual production (P), have R/P ratios:

oil ~ 50 years

gas ~ 55 years

coal ~ 155 years

Proven resources for oil and gas are now 50% larger than 20 years ago even with the substantial consumptions in the last 2 decades. **Predictable resources for unconventional oil and gas are very large**

Real problem is not the lack of possible fossil fuel resources (peak oil production is out of fashion with respect to a peak oil demand) **but** :

- **their uneven distribution** between production and consumption areas (mainly oil and gas) **and the geopolitical effects**
- **and now mainly how to burn them without impact on the environment.**

L'Italia ed anche l'Unione Europea stanno attraversando un particolare periodo caratterizzato dall'influenza su economia e sviluppo da 4 principali eventi:

- 1) Gli obiettivi UE di decarbonizzazione e per l'idrogeno verde**
- 2) Aumento dei costi di materie prime energetiche e non dal secondo semestre 2021**
- 3) Invasione dell'Ucraina da parte della Russia: sicurezza e costi di approvvigionamento specie di gas dal principale fornitore e forti impatti sul futuro geopolitico mondiale**
- 4) Strascichi degli effetti di pandemia, con timori di recrudescenze/varianti, già costati svariati miliardi di debiti statali**

MI CONCENTRERO' SUL 1° PUNTO CON ALCUNE CONSIDERAZIONI SUL 3° DOPO UN ESAME DELLA SITUAZIONE MONDIALE PER CONSUMI DI ENERGIA /EMISSIONI NEL 2019 PRE PANDEMIA(NB UK ERA ANCORA FORMALMENTE IN UE)

NB A LIVELLO GLOBALE I CONSUMI DI ENERGIA PRIMARIA

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

Domanda di energie primarie (14.100 MTEP) e produzione di energia elettrica (27.000 TWh) nel 2019 e quindi evitando effetti pandemia-La domanda di idrogeno è in % di energie primarie

Fonte: BP

	Domanda <u>En.primarie</u>	Produzione elettricità	Domanda <u>En.primarie</u>	Produzione elettricità	Domanda <u>En.primrie</u>	Produzione elettricità	Domanda H2
	% MONDO		CRESCITA MEDIA ANNUA % 2008-2018		CRESCITA % 2019 SU 2018		H2 %
Mondo	100	100	1,6	2,7	1,3	1,3	2,1
Paesi non OCSE	60	59	3	5,1	2,8	3	NA
Paesi OCSE	40	41	0	0,2	-0,8	-1	NA
EU	11,8	11,9	-0,8	-0,4	-1,4	-1,7	1,8
Italia	1,1	1,1	-1,5	-1	-2,4	-2	1,2

EMISSIONI CO2 DA COMBUSTIONE DI COMBUSTIBILI FOSSILI (MONDO 2019 - 34170 Mt)

	% DEL MONDO	AAG 2008-2018 %	Incremento % 2019 su 2018
MONDO	100%	1,1%	0,5%
NON - OECD	65%	2,5%	2,4%
OECD	35%	-0,8%	-2,9%
EU	9,70%	-1,8%	-3,9%
ITALIA	1,00%	-2,8%	-2,0%

ENERGIE PRIMARIE: PERCENTUALI PER FONTI 2019

	Petrolio	Gas	Carbone	Nucleare	Idro	Altre RES
MONDO	33	24,3	27	4,3	6,4	5
NON - OECD	29,6	21,8	35,9	2	7,2	3,5
OECD	38,4	27,8	13,7	7,6	5,3	7,2
EU	38,3	24,5	11,2	10,7	4,3	11
ITALIA	39	40	4,7	0	6,3	10

83,4% from fossil fuels (92% in 2005). Wind plus solar 3%

PRODUZIONE ELETTRICITA': PERCENTUALI PER FONTI 2019

	Petrolio	Gas	Carbone	Nucleare	Idro	Altre RES	Altre fonti
MONDO	3	23,3	36,4	10,4	15,6	10,4	0,9
NON - OECD	4,2	18,6	46,3	5,1	17,9	7,5	0,4
OECD	1,6	30	22,2	17,9	12,4	14,5	1,4
EU	1,5	21,5	15,2	25,6	10,2	23,9	2,1
ITALIA	3,6	44,6	10,5	0	15,9	23,8	1,6

63% from fossil fuels (67% in 2005). Wind plus solar 8%

%	Energia primaria	Produzione di elettricità (con quota % nucleare)	Emissioni di CO ₂	Popolazione
Cina	26	28 (5)	29	18
USA	16	16 (20)	15	4,2
UE	12	12 (26)	10	5,7
India	6	6 (3)	7	17,5
Africa	3	3 (1,5)	1	16

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 .

SCENARI PER IL 2050 a meta' 2021 prima di aumenti prezzi

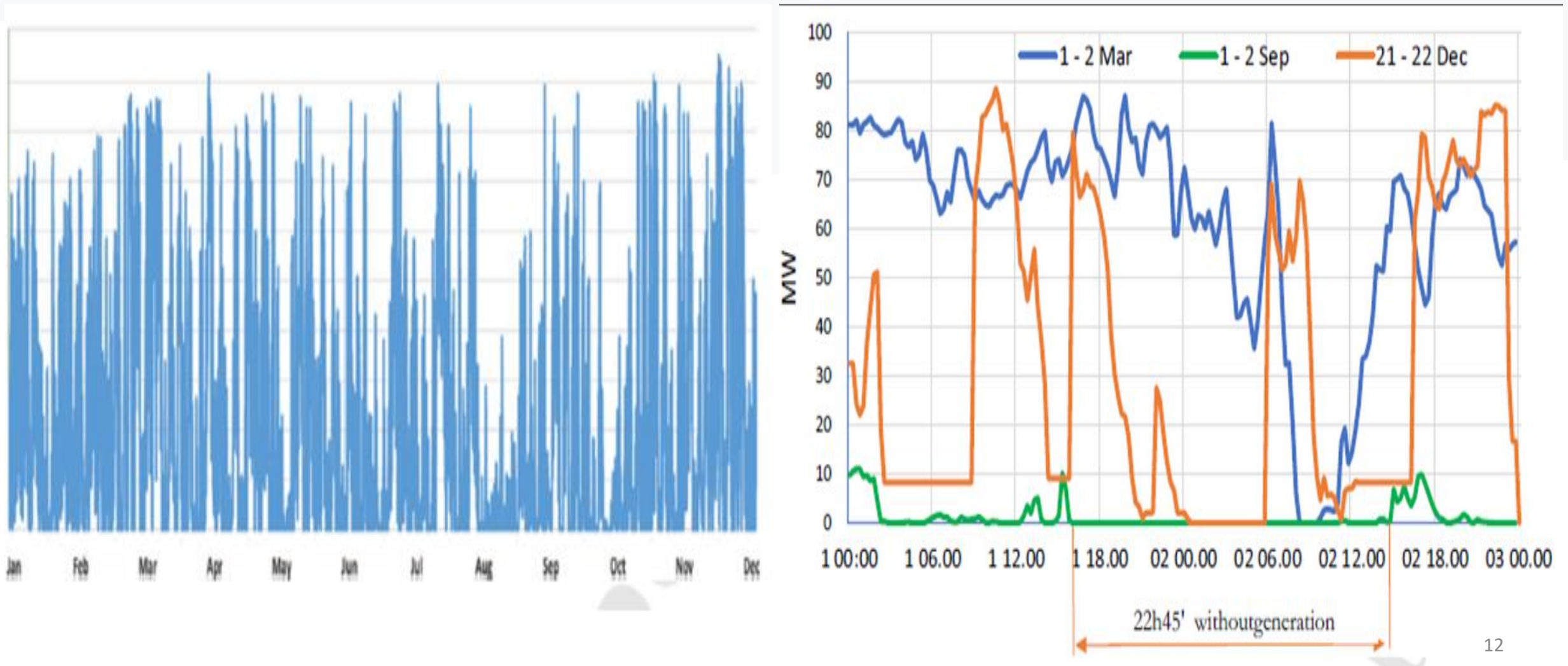
Diversi scenari per la transizione energetica prevedono nelle loro ultime pubblicazioni del 2021 un forte sviluppo nel 2050 del consumo finale di elettricità dall'attuale quota del 25%; e la quota di FER nella produzione di elettricità è in forte aumento con le FER variabili che diventano la grande maggioranza. La produzione di energia nucleare dovrebbe raddoppiare nel 2050 rispetto al 2019

<i>Institution/company</i>	<i>Share of electricity in 2050</i>	<i>Share of RES in electricity in 2050</i>
BP	~ 45%	~75%
Shell	~ 45%	~75%
IEA	50%	88%
IRENA	50 + 7% for H ₂	90%

MA EOLICO E FOTOVOLTAICO DANNO UNA
ENERGIA SCARSAMENTE PROGRAMMABILE
CON VARIAZIONI STAGIONALI(SPECIE
FOTOVOLTAICO) GIORNALIERE ED ANCHE
ORARIE

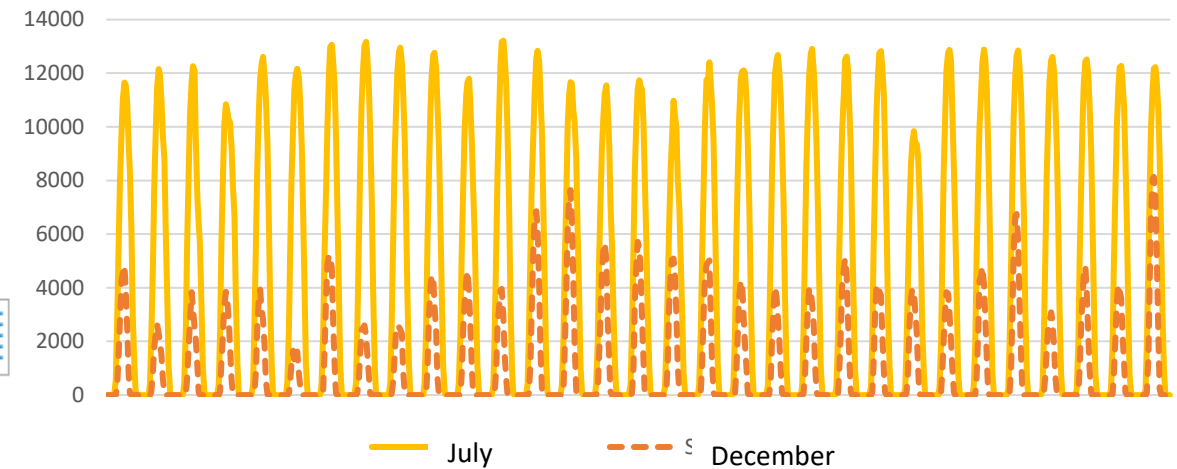
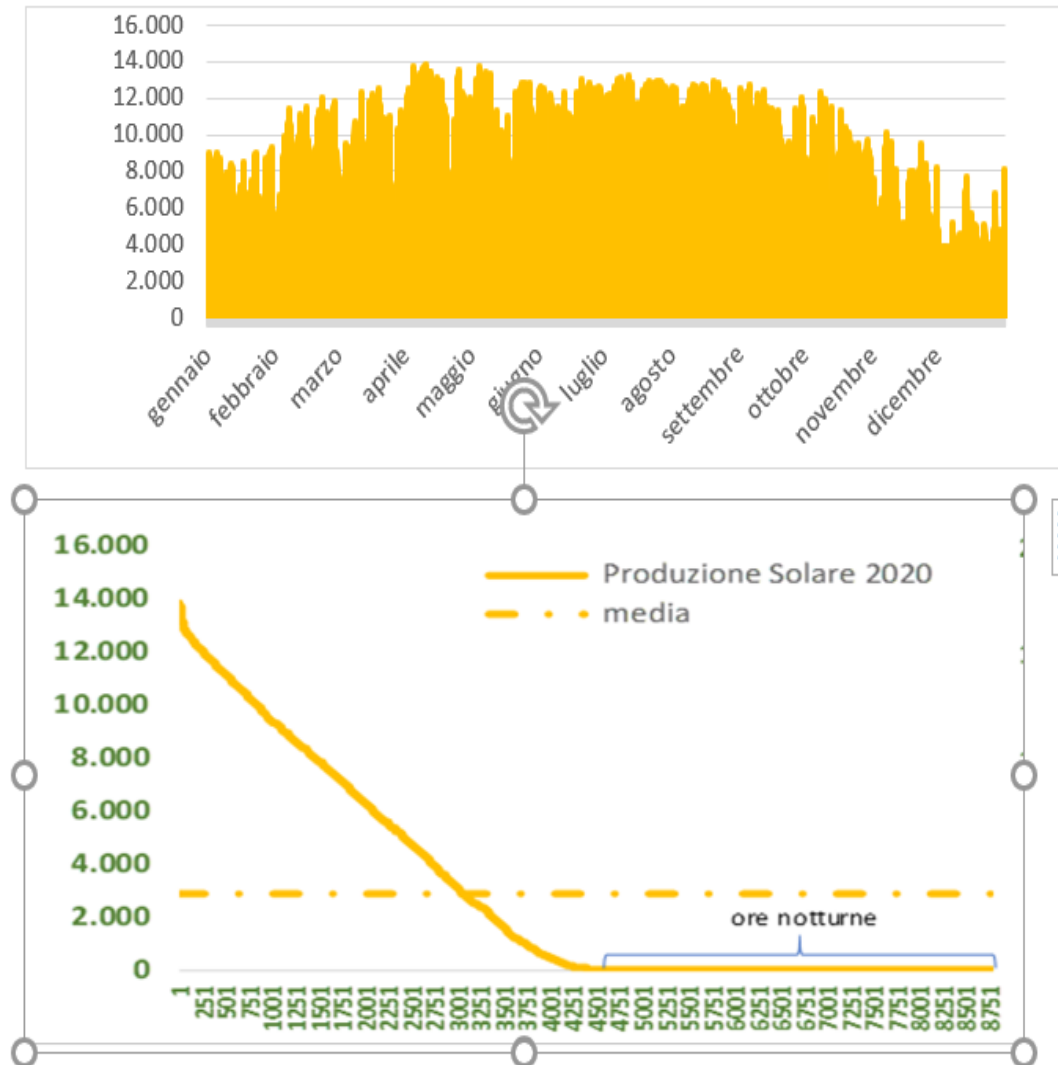
Alcuni esempi per i non esperti

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 in giorni consecutivi)

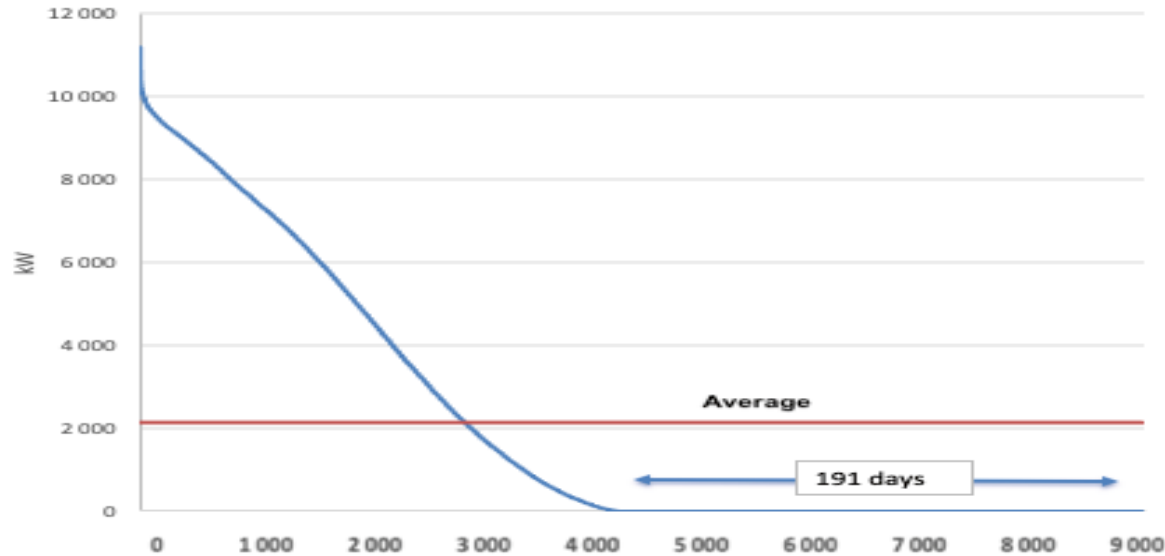


Terna, fotovoltaico iniettato in rete nel 2020 da tutti gli impianti (totale potenza 20850 MW AL 1/1 e 21200 MW AL 31/12- 25,55 TWh)

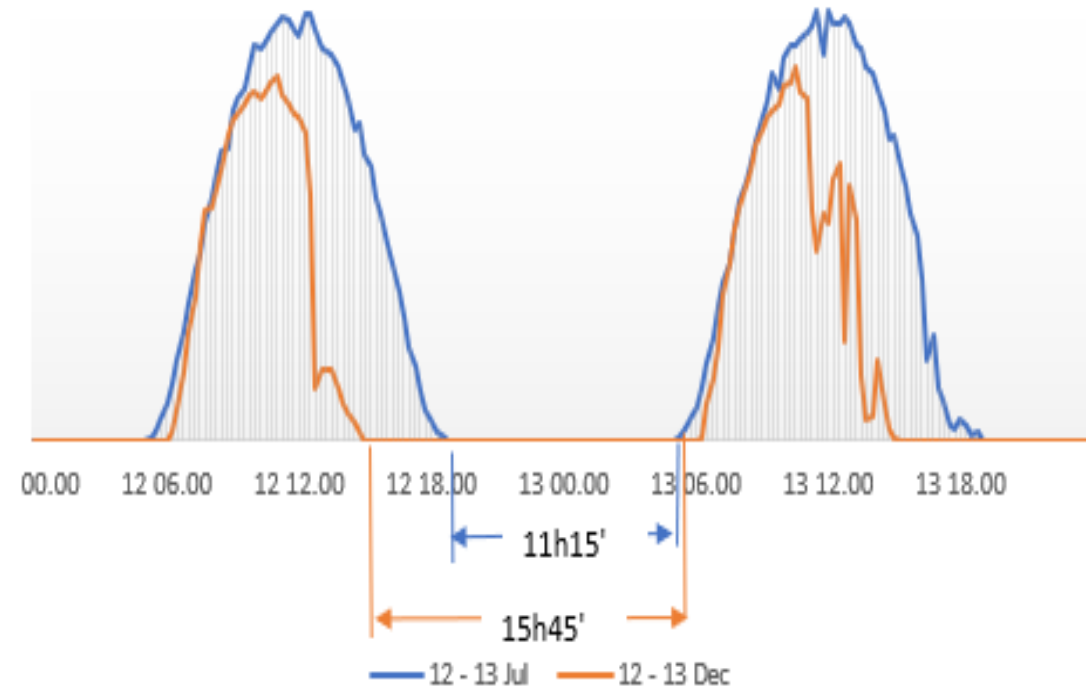
1200 ore equivalenti/anno



Centrale fotovoltaica da 12.5MW in Sicilia (2019)

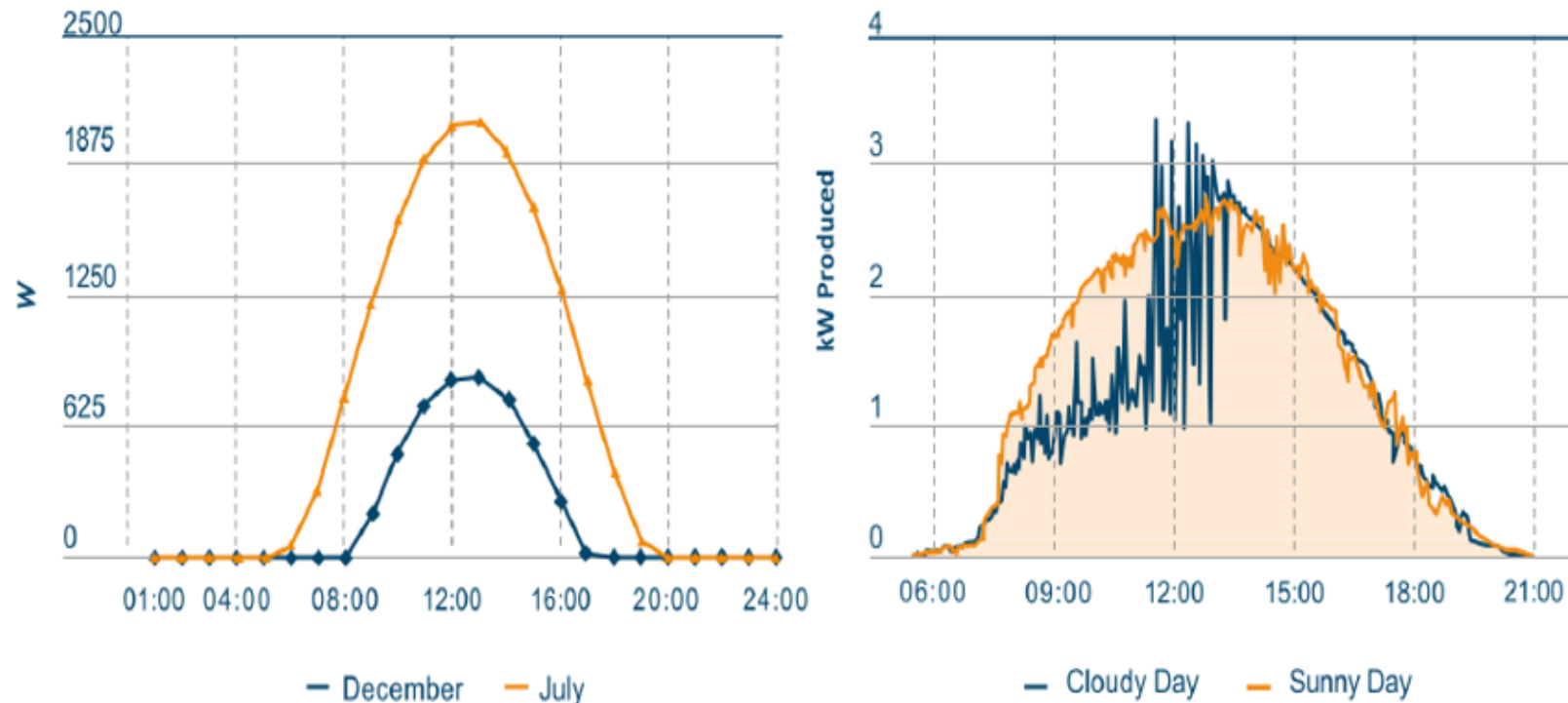


Curva di durata della potenza dall'impianto :per 191 giorni equivalenti non ha prodotto energia .Il capacity factor(in ore equivalenti annuali) pari a 1.500



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

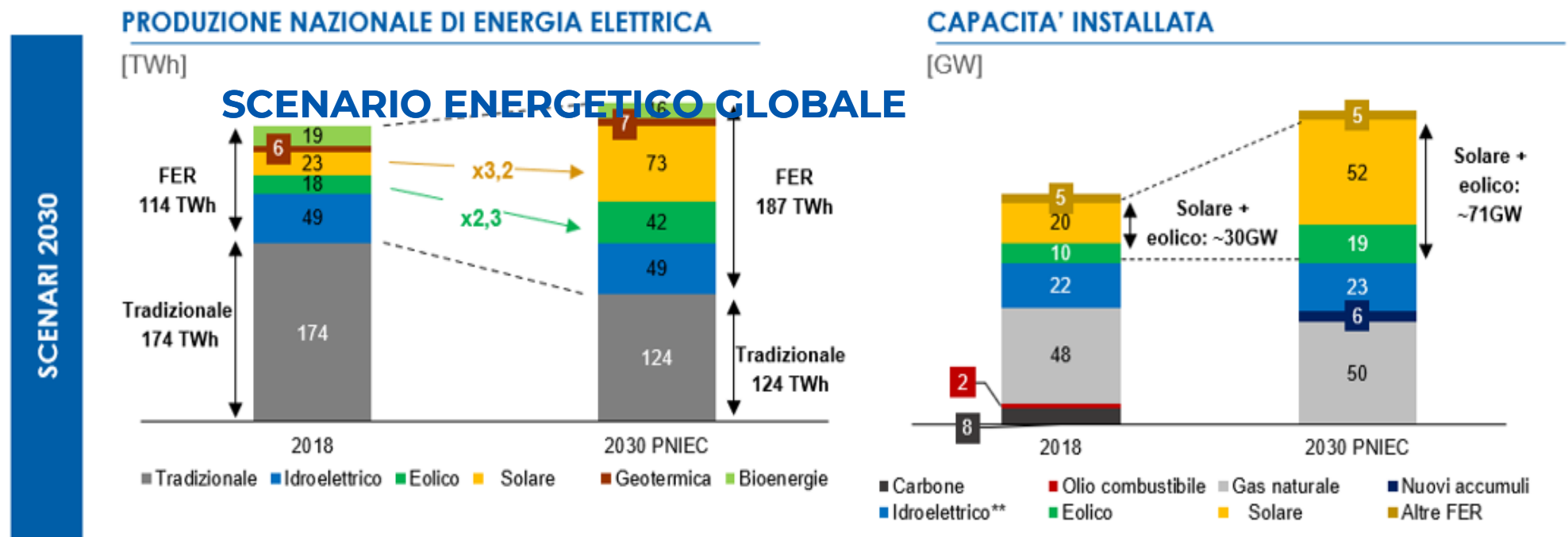
In una giornata soleggiata di dicembre si ha 1/3 di energia immessa in rete rispetto a quella in una giornata soleggiata di luglio come da diagramma a sinistra-

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

GLI OBIETTIVI UNIONE EUROPEA PER IL 2030

Gli obiettivi UE di decarbonizzazione con i PNIEC del 2018/2019 -sorpassati dal Green Deal con» FIT for 55» del 2019 ai quali si sono aggiunti nel 2020 gli obiettivi per l'idrogeno verde

I già ambiziosi obiettivi posti al 2030 per i vari PNIEC-Piani Nazionali Energia e Clima- con un 40% di riduzione delle emissioni climalteranti rispetto al livello pre industriale portavano ad un contributo delle rinnovabili nel settore elettrico del 55% e per l'Italia significava, oltre all'uscita totale dal carbone nel 2025, di avere al 2030 come da TERNA



IL RAGGIUNGIMENTO DEGLI OBIETTIVI PNIEC IMPLICA UN'IMPORTANTE TRASFORMAZIONE DEL PARCO DI GENERAZIONE A FAVORE DI UN AMPIO SVILUPPO DI IMPIANTI FER

I NUOVI TARGETS DI FINE 2019 POSTI DAL GREEN DEAL: RIDUZIONE DELLE EMISSIONI AL 2030 DEL 55% RISPETTO AL PERIODO PRE INDUSTRIALE (FIT for 55) – FER ELETTRICHE 72%

il **PNRR italiano** ha indicato come obiettivo minimo **al 2030 una riduzione dei gas serra non inferiore al 51% rispetto alla *baseline***. Ciò implica che **al 2030** l'Italia dovrebbe emettere non più di 255 Mton CO₂ equivalenti, ossia **ben 160 Mton in meno rispetto ai livelli emissivi del 2019** (circa 420 Mton CO₂eq rispetto ai 520 del 1990) e quindi **oltre 16 Mton medi all'anno di riduzioni**

Negli ultimi 30 anni l'Italia ha abbattuto i GHG di sole 100 Mton CO₂e quindi 3.3 all'anno

Per il settore elettrico in Italia si parla di raggiungere 70 % di RES .Dal punto di vista tecnico tutto è possibile ma a che costi? .In Italia si è stati capaci di mantenere sicurezza e qualità di servizio inserendo nel solo 2011 rinnovabili non programmabili per oltre 10 GW a seguito sostanziosi incentivi di oltre 250 €/MWh per il fotovoltaico.

Dal 2013 al 2019 si è passati da 26,7 GW in servizio di FV+eolico ai circa 31 GW con una media di circa +0,7 GW/anno rispettata anche nel 2020 (arrivando a circa 32 GW).

Gli obiettivi dal Green Deal portano gli impegni a circa 70 GW addizionali da oggi al 2030 con poco meno di 8 GW /anno per 9 anni e quindi a livello medio annuale a 10 volte quanto installato in media negli ultimi 8 anni-

Al 2030 occorrerà considerare le rinnovabili aggiuntive necessarie per produrre idrogeno verde che porterebbero ad un ulteriore aumento dalle linee guida italiane di circa 5 GW di RES senza considerare lo sharing dell'obiettivo CE di 10 Mt/anno di idrogeno verde

Ma a parte gli indispensabili grandi impianti FER collegati al sistema elettrico **si pensa di poter avere un notevole sviluppo del distribuito?** Ed a che costi per gli incentivi? **Quale esito avrà l'ecobonus 110% sul fotovoltaico? Lo stesso discorso vale per l'efficienza energetica ed i trasporti.**

Si sono valutati gli effettivi oneri al paese ?

IL PURO COSTO DI INVESTIMENTI in FER ELETTRICHE (che ben vengano ma quanto va all'estero?) E' DIVERSO DA ONERI TOTALI AL PAESE E NE E' SOLO UNA PARTE CONSIDERANDO GLI INEVITABILI SUSSIDI IN VARI CASI ED I COSTI DI OPERATION & MAINTAINANCE NON TRASCURABILI PER ALCUNE TECNOLOGIE+COSTI ADDIZIONALI AL SISTEMA.

CONSIDERANDO LA PREVALENTE LOCALIZZAZIONE AL SUD DI EOLICO E FOTOVOLTAICO SOSTANZIALI INVESTIMENTI IN LINEE E STAZIONI SI RENDONO NECESSARI, E PER LA NON PROGRAMMABILITA' E VARIABILITA' OLTRE A NOTEVOLI SISTEMI DI ACCUMULO OCCORRERANNO OPPORTUNI IMPIANTI PER FORNIRE POTENZA DI CORTO CIRCUITO ED INERZIA AL SISTEMA E SOSTANZIALI CAPACITY MARKETS (Ricordo in Germania per 3 settimane consecutive nel 2017 sono stati immessi 8 GW max su 110 GW di eolico e FV) –

NESSUNO DICE DI QUANTO AUMENTERANNO PER IL PAESE I 65€/MWh PER LE FER PROPOSTI DA NOTA ASSOCIAZIONE DI CATEGORIA CHE PREVEDE LO DEVOLMENTE DI INSTALLARE 60 GW DI FER IN 3 ANNI

Ed un altro aspetto essenziale: si è definito come addebitare i costi in bollette per i differenti clienti o sul bilancio dello stato(e quindi con le inevitabili ricadute su tasse generali prima o dopo) e adeguatamente comunicarli?

Considerando anche gli effetti citati sopra per aumenti dei costi di materie prime energetiche e non e l'effetto Ucraina si porranno serie problematiche per un bilanciamento tra

- default dello stato,
- deindustrializzazione per costi energia alle industrie
 - rivolte sociali per addebiti ai cittadini di elettricità/gas/combustibili, costi dei trasporti ecc.

L'IDROGENO

Un idrogeno verde che bruciando produce acqua ed i suoi molteplici possibili utilizzi (edifici, mobilità, industria) lo rendono affascinante per contribuire alla transizione energetica–

L'economia dell'idrogeno di cui si parla da decenni si trova ora in una situazione differente rispetto al passato dato il forte sviluppo e crollo dei costi del kWh prodotto da eolico e fotovoltaico ,e le FER possono per lo sviluppo di H2 vedersi in 2 ruoli:

- parte «attiva» nel P2G(Power to Gas) come «fornitrici di energia verde» per produrre H2 verde
- parte «interessata» in un G2P da H2 per stoccaggi anche di lunga durata e servizi ausiliari per una miglior integrazione delle FER stesse nel sistema elettrico per compensare la loro variabilità e non programmabilità

CARATTERISTICHE DELL'IDROGENO

L'idrogeno si trova nell'acqua e nei composti organici ma è poco presente allo stato libero sulla terra e può prodursi con vari processi che richiedono energia; non è una risorsa energetica primaria ma un «vettore» energetico.

Tralasciando dati fondamentali per la sicurezza del suo uso come campo di infiammabilità, energia di attivazione e coefficiente di diffusione

l'energia per unità di volume di H₂ sia allo stato gassoso che liquido (-253 °C) è circa 1/3 di quella del metano mentre in peso 1 kg di H₂ ha 2,5 volte l'energia di 1 kg di CH₄

1 kg H₂=33.2 kWh 1€ al kg H₂=33 € al MWh

	H ₂	CH ₄
Potere calorifico inferiore	10 MJ/Nm ³	31,6 MJ/Nm ³
	2,77 kWh/Nm ³	8,75 kWh/Nm ³
	120 MJ/kg	50 MJ/kg
	33,24 kWh/kg	13,85 kWh/kg
Punto di ebollizione	- 253 °C	-161 °C
Energia allo stato liquido*	2,29 kWh/litro	6,09 kWh/litro

(*)La benzina ha circa 8,6 kWh/litro

L'ingombro per serbatoi di H₂ gassoso a pari contenuto energetico del metano risulta rilevante e una riduzione dei volumi di H₂ a pressioni elevate intorno ai 700 bar ed oltre comporta costi e pesi per serbatoi fissi e mobili.

La liquefazione di H₂ consuma 1/3 del suo contenuto energetico e il trasporto presenta consumi aggiuntivi per mantenere una temperatura a – 253 °C e sia tassi di evaporazione di una frazione di % al giorno

CONSUMI DI H2 A LIVELLO GLOBALE NEL 2019 SUOI USI E TECNOLOGIE DI PRODUZIONE

I consumi di idrogeno a livello globale nel 2019 valutati da IEA sono 90 Mt suddivisi con differenze anche superiori al 20% da diverse fonti

35% raffinerie

30% prod.ammoniaca

10% prod.metanolo

5% acciaierie

20% altro

I tre principali attuali processi di produzione di idrogeno sono

1 -il reforming del gas naturale (SMR $\text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow 4 \text{H}_2 + \text{CO}_2$).

2- la gassificazione del carbone

3-con elettrolisi dell'acqua avente una share del 4% $\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$

NB La CO_2 per i processi 1 e 2 può essere eliminata con CCUS (Carbon Capture Use and Storage)

Emissioni specifiche per la produzione dell'idrogeno sulla base del processo utilizzato.(da SOTACARBO)

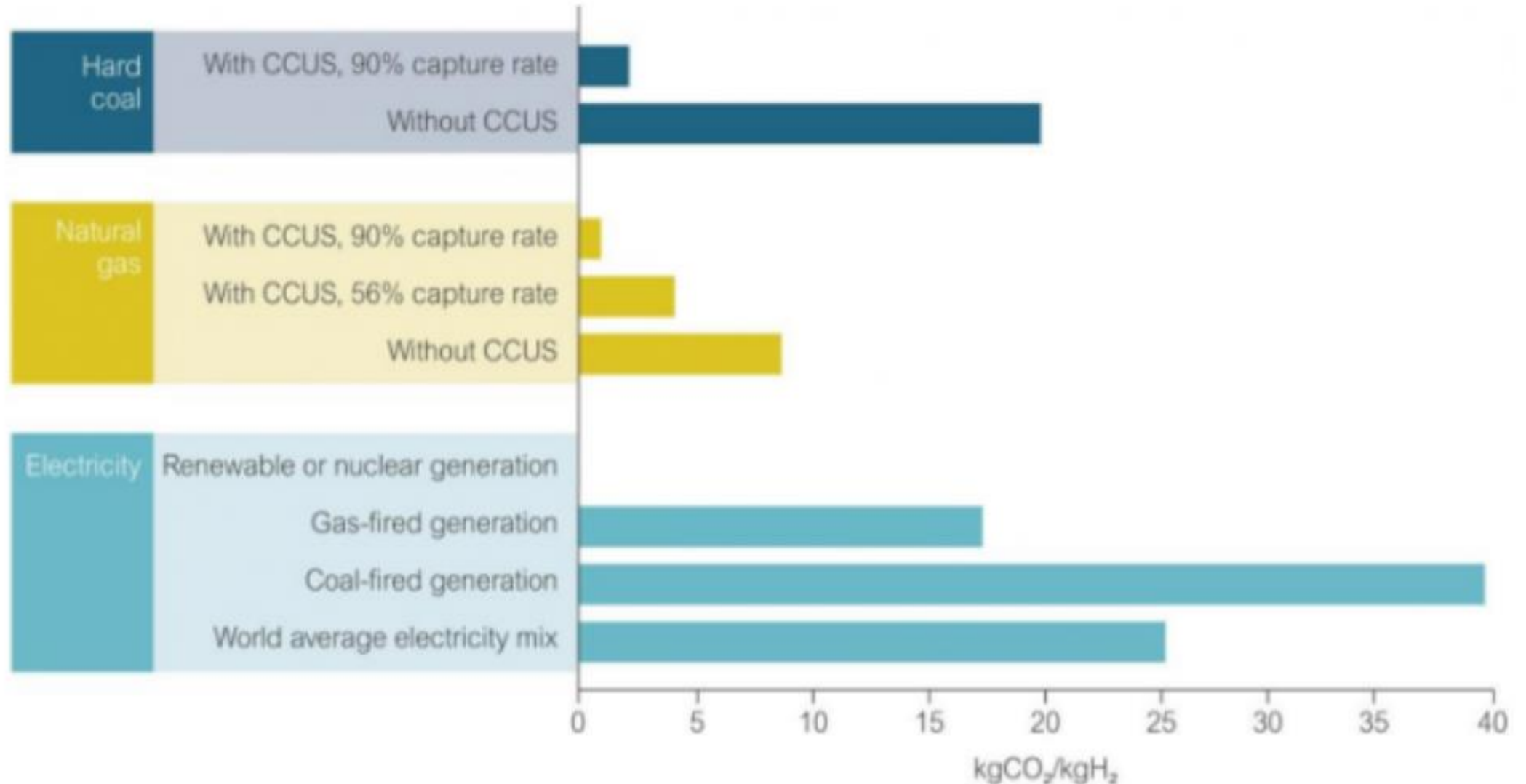


Table 2 IEA hydrogen production costs in 2019 [23]. Average cost in 2019 for CH₄ in the EU \$17/MWh and \$8.7/MWh the US (with no CO₂ penalty)

Energy source used	Costs H ₂	
	\$/kg H ₂	\$/MWh
Natural Gas without CCUS	0.7–1.6	21–48
Natural Gas with CCUS	1.1-2.0	33–60
Renewable energy with electrolysis	3.1–7.8	93–234

I «COLORI» DI H₂

Per i “colori” da attribuire all'idrogeno in funzione della sua produzione ,uso di materiali/energia da fossili ed emissioni **non esiste una declaratoria concordata e considererò quanto discusso al ciongresso mondiale dell'energia in Abu Dhabi**

- **idrogeno “nero”**, da combustibili fossili, senza alcuna cattura delle emissioni di CO₂; (99% della produzione attuale)
- **idrogeno “grigio”**, prodotto con parziali emissioni di CO₂;
- **idrogeno “blu”**, da energie non rinnovabili ma senza emissioni di CO₂ (ad esempio da combustibili fossili con totale cattura della CO₂ o con elettrolisi da elettricità da nucleare);
- **idrogeno “verde”**, prodotto completamente da energie rinnovabili.

Consumi futuri idrogeno al 2050 e suddivisione in settori e costi (NB Valutazioni precedenti l'aumento dei prezzi di gas e materie prime)

Secondo il rapporto del 2021 di IEA rispetto ai 90 Mt di idrogeno considerati per il 2020, è previsto un consumo globale di idrogeno di 528 Mt entro il 2050 (98,5% low carbon contro il 40% nel 2025, il 70% nel 2030 e l'87% nel 2040). Il 78,5% di questi 528 Mt proviene da una produzione commerciale immessa nel sistema energetico e il 21,5% dalla produzione in loco; il 38% dell'idrogeno proviene da combustibili fossili con CCUS e il 62% è basato sull'elettrolisi.

Per quanto riguarda i diversi settori di utilizzo dell'idrogeno, i trasporti rappresenterebbero il 39%, l'industria il 35%, l'elettricità il 19%, l'edilizia e l'agricoltura il 4,5% e altro il 2,5%.

Per il costo di produzione dell'idrogeno nel 2050, nel rapporto di settembre 2020 l'IEA ha stimato un intervallo da \$ 1,2/kg a \$ 2,1/kg per l'idrogeno blu prodotto da gas naturale con CCS e da \$ 1,3/kg a \$ 3,4/kg per l'idrogeno verde in base alle seguenti ipotesi:

- CAPEX dell'elettrolizzatore di \$269/kW con efficienza del 74%.
- Prezzi FER nell'intervallo 20–60 \$/MWh con un fattore di capacità nell'intervallo 2.000–3.000 h/anno.

I NUOVI TARGETS DEL 2020 PER GREEN HYDROGEN NEL 2030: «10 MT WITH 40 GW ELECTROLYSERS IN EU +40 GW IN FOREIGN COUNTRIES FOR ADDITIONAL 10 MT».

Considerando il potere calorifico inferiore (PCi) dell'idrogeno è 33,3 kWh/kg H₂, 40 GW di elettrolizzatori con un rendimento teorico massimo del 75% al 2030 (del semplice «stack» e considerato realizzabile da vari scenari dopo il 2040 con impianti giga) e funzionanti tutto l'anno senza interruzioni (cioè 8.760 ore/anno) produrrebbero 263 TWh ($40 \times 0,75 \times 8,760 = 262,800$ GWh = 263 TWh) di idrogeno verde, cioè 7,9 Mt (263/33,3) all'anno e non 10 Mt. **Per produrre i 10 Mt di idrogeno annunciati dalla CE, sarebbe necessario far funzionare nel 2030 circa 50 GW di elettrolizzatori con un fattore di carico impossibile di 8760 ore/anno.**

Supponendo che l'attuale rapporto di 1,5 tra capacità eolica e solare in esercizio sia valido anche nel 2030 nell'UE27 e si possa **raggiungere un miglioramento del 25% dei fattori di capacità medi attuali** (ora 2050 ore/anno e 1150 ore/anno rispettivamente per l'eolico e il solare fotovoltaico secondo Eurostat **che diventerebbero 2560h/anno e 1440 rispettivamente per eolico e FV**) e considerando realistiche efficienze per i complessi impianti di elettrolisi:

- ulteriori centrali eoliche e fotovoltaiche con una capacità totale di 300 GW (180 GW di a eolico e 120 GW di fotovoltaico) dovrebbero essere collegate alla rete per produrre 510 TWh per la sola produzione di idrogeno verde. Questi 300 GW sono il doppio o il triplo degli 80-120 GW menzionati dalla Commissione.

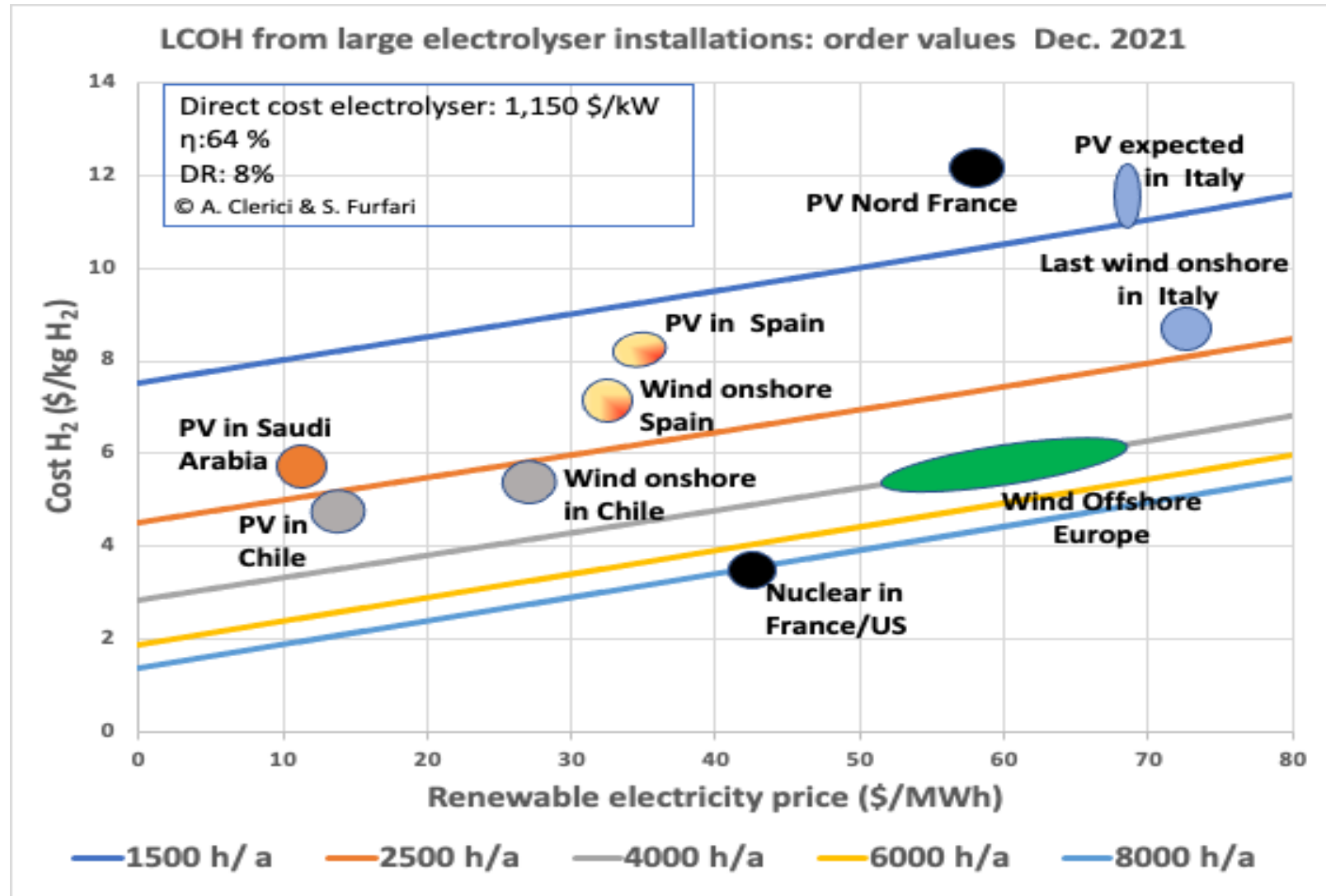
La CE non menziona i costi diretti e indiretti di questa produzione di idrogeno, né i costi degli oneri di sistema e dei servizi accessori derivanti dall'aumento della produzione di energia elettrica rinnovabile intermittente e variabile e del suo trasporto dai siti di produzione sparsi ai vari impianti di elettrolisi.

Né la CE menziona la regolamentazione considerata per il transito dell'elettricità rinnovabile sul sistema elettrico.

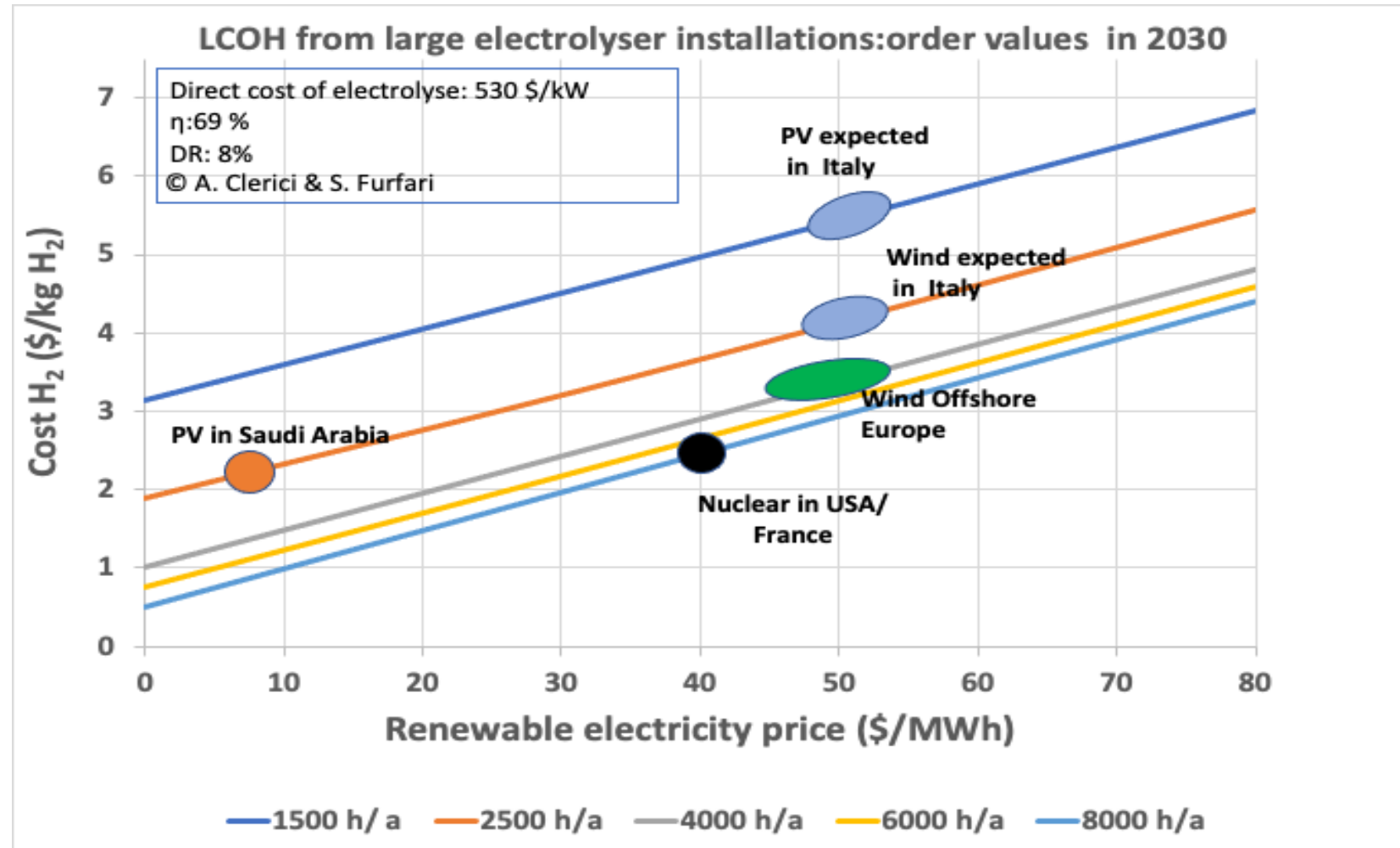
Per passare da analisi di fattibilità e previsioni future ad estese applicazioni dell'idrogeno per arrivare a suoi sicuri e sostenibili anche economicamente produzione, compressione, stoccaggio ,trasporto ed utilizzo sono aperte affascinanti sfide per il mondo della ricerca ed accademico, per l'industria ,per enti regolatori e normativi, per il mondo politico e finanziario

Assistiamo ad una notevole «risonanza» mediatica sul futuro di H2 e tanti numeri ma pochi i numeri sul costo dell'energia da idrogeno per utenti finali e anche numeri spesso non realistici sul solo costo di H2 verde al sito di produzione-

LCOH(LEVELIZED COST OF H₂) CON REALISTICHE VALUTAZIONI POSSIBILI AD OGGI E CONSIDERANDO I RISULTATI DI ASTE PER FER IN VARI PAESI E QUANTO PROPOSTO IN ITALIA PER ORDINI DA PIAZZARE OGGI(La TERMOTECNICA N 4-2022)



LCOH CON REALISTICHE VALUTAZIONI POSSIBILI AD OGGI PER ODINI AL 2030 DI GROSSI ELETTROLIZZATORI (MA DOVE IN ITALIA?) CON RIDUZIONI PREZZI FER E DIMEZZAMENTO PREZZI ELETTROLIZZATORI (DA LA TERMOTECNICA N 4-2022)



-Per idrogeno verde troppo ottimistiche previsioni per tempi e costi per nuovi impianti di produzione pensati direttamente collegati a centrali FER e per trasporti, distribuzione ed usi finali dell'idrogeno stesso che richiedono normative concordate a livello internazionale e risultati sperimentali.

-Illusione di EU ed Italia in particolare di poter essere leader ad esempio in forniture di elettrolizzatori e nella produzione di idrogeno verde .Con elevati costi del personale e dei terreni ,mancanza di materie prime energetiche e non e livelli di insolazione e vento ben inferiori a quelli in nazioni più dotate(salvo rare eccezioni) **rifaremmo la storia dei pannelli fotovoltaici dove la Cina fornisce il 70 % dei pannelli che vengono installati nel mondo.**

-UE ci spinge ad un futuro ancor più dipendente da Cina?

ALCUNE CONSIDERAZIONI PER UE SU NUCLEARE PRESENTE, FUSIONE E SU GENERATION IV REACTORS

SITUAZIONE MONDIALE DEL NUCLEARE AL 17/06/2022 da IAEA

SECONDO WORLD NUCLEAR ASSOCIATION 96 REATTORI PIANIFICATI IN 16 NAZIONI

441 NUCLEAR POWER REACTORS
IN OPERATION

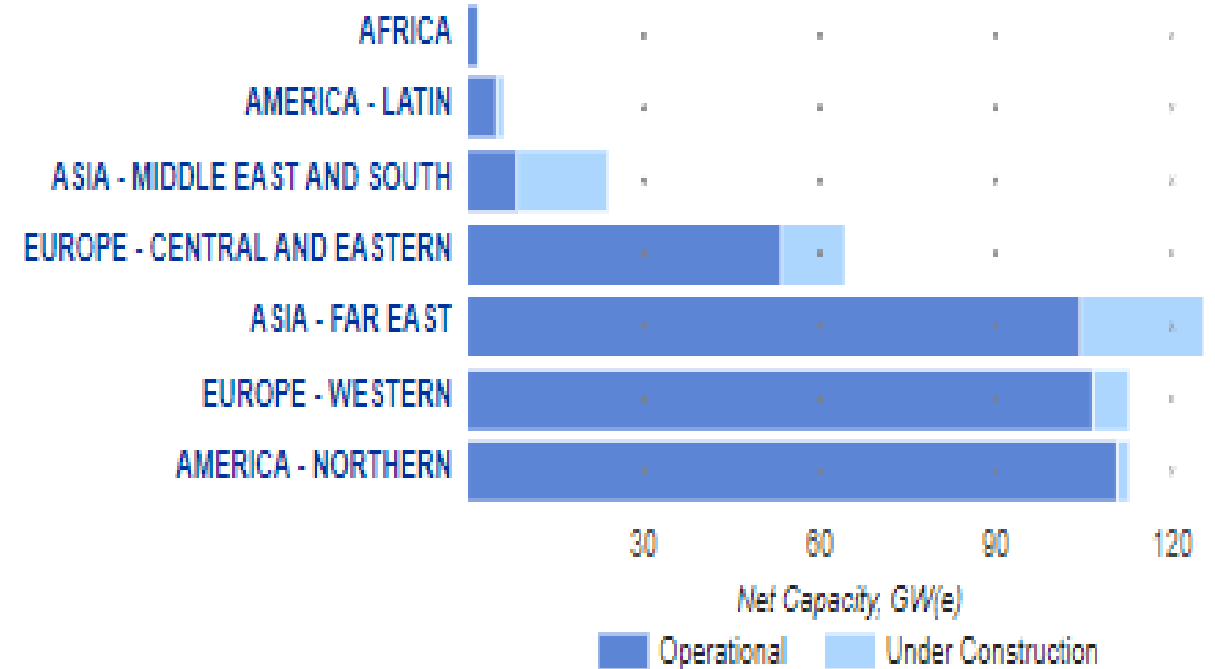
393 853 MW_e TOTAL NET INSTALLED
CAPACITY

53 NUCLEAR POWER REACTORS
UNDER CONSTRUCTION

54 517 MW_e TOTAL NET INSTALLED
CAPACITY

19 329 REACTOR-YEARS OF
OPERATION

REGIONAL DISTRIBUTION OF NUCLEAR POWER CAPACITY



RETE ENTSO-E DEI TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS DI UE PIU' ALTRE NAZIONI (IN TOTALE 35) COLLEGATE ALLA PIU' GRANDE RETE ELETTRICA MONDIALE

ENTSO-E: nuclear reactors in 15 countries

122 reactors in service for 115 GW- 720 TWh in 2020

France has 46% of the number of reactors for a nuclear capacity 53% and nuclear energy production of 47% of the total ENTSO-E ones

NB:10 ENTSO-E nations ranking in the first 12 nations of the world with the highest share of nuclear electricity from 30%(Sweden) to 70%(France)

ENTSO-E: 5 nuclear reactors in construction

France (1)

Slovakia(2)

UK(2)

ENTSO-E: 9 planned nuclear reactors in

Bulgaria(1) Czech Rep.(1) Finland(1)

Hungary(2) Romania(2) UK(2)

ENTSO-E: 12 proposed nuclear reactors in

Bulgaria(2) Czech Rep.(3) Romania(1)

UK(2) Slovakia(1) Lithuania(2) Slovenia (2)

IL COSTO DI PRODUZIONE DEL MWH DA CENTRALI NUCLEARI A FISSIONE NUOVE IN UE CONSIDERANDO I DATI PER CENTRALI IN COSTRUZIONE(UK) O IN FASE DI SVILUPPO(FINLANDIA,UNGHERIA)

Per nuovo nucleare in UE(ahimè non applicabile in Italia)forti illusioni da varie parti su tempi e costi per nuovi impianti

Rimanendo in Europa occidentale ,considerando un WACC del 9 %, 60 anni di vita, un costo per l'investitore di 7.000€/kW, 8.000 ore equivalenti di funzionamento/anno e anche con 300 euro/kg il combustibile(più del doppio dell'attuale) si avrebbe un valore dell'LCOE di 130 euro/MWh, con la seguente suddivisione:

- oneri totali per l'investitore pre costruzione e per costruzione della centrale 69%
- combustibile 8%
- per l'esercizio e manutenzione/trattamento delle scorie/accantonamenti per decommissioning e deposito finale 23%

TEMPI DA INIZIO VALUTAZIONI DI UN INVESTIMENTO PER UNA CENTRALE,SCELTA DEL SITO,CERTIFICAZIONE DEI POSSIBILI REATTORI DA PROPORRE,PERMESSI,INDIZIONE DI GARA, INIZIO LAVORI,COSTRUZIONE E COMMISSIONING > 10 ANNI

Chiaramente, per centrali esistenti e ammortizzate con estensione della vita utile per 10-20 anni ,pur considerando gli investimenti per la sicurezza e gli oneri per decommissioning e deposito finale , il valore di LCOE risulterebbe intorno ai 40 euro/MWh, come in Francia e negli Stati Uniti, con un capacity factor di 8000 ore/anno ,sostanziale contributo a potenza di corto circuito ed inerzia del sistema e possibile utilizzo per produrre un economico idrogeno decarbonizzato e fornirei servizi ancillari richiesti da un sistema con FER variabili dominanti.

FUSIONE -ITER(International Thermonuclear Experimental Reactor)

«Un consorzio di 35 nazioni - Cina, i 27 stati dell'UE, UK, Svizzera, India, Giappone, Corea, Russia e Stati Uniti - sta costruendo ITER in modo collaborativo, per progredire la scienza e la tecnologia della fusione fino a dimostrare che si possono progettare centrali a fusione».

Nel Tokamak, le temperature raggiungeranno i 150 milioni di gradi centigradi, ovvero dieci volte la temperatura al centro del nostro Sole.

ITER è stato progettato per un elevato guadagno di potenza di fusione. Per 50 MW di potenza iniettata nel Tokamak attraverso i sistemi che riscaldano il plasma, produrrà 500 MW di potenza di fusione per periodi da 400 a 600 secondi.

La costruzione di installazioni scientifiche ITER è iniziata nel 2013 e l'assemblaggio del tokamak è iniziato nel 2020. Dopo una serie di ritardi, la nuova data per l'inizio previsto dell'operazione deuterio-trizio. è stato posticipato al 2035 e l'operazione è prevista per 20 anni (2055).

Il progetto ITER è più un progetto di RICERCA su plasma, confinamento e trattamento ad alte temperature, materiali speciali ecc. più che un nuovo fornitore di energia a emissioni zero GHC affidabile ed efficace nei prossimi 40-60 anni

CONSIDERANDO LA RUSSIA (10% di quota) QUALE E' IL FUTURO DI ITER DOPO L'INVASIONE DELL'UCRAINA? -

Advanced Reactors -The Generation IV International Forum(GIF)

-GIF è stato avviato dal Dipartimento Energia degli Stati Uniti con inizio attività nel 2001 per reattori più sicuri ,molto minor consumo di combustibile nucleare e quindi di scorie e con decadimento rapido ,grande varietà di combustibile(al limite scorie da reattori in servizio)

-Rappresenta i governi di 13 paesi per lo sviluppo congiunto della prossima generazione di tecnologia nucleare- I membri iniziali sono Argentina, Brasile, Canada, Francia, Giappone, Corea del Sud, Sud Africa, Regno Unito e Stati Uniti, a cui si aggiungono in seguito Svizzera, Cina, Russia, Australia e, attraverso il programma di ricerca e formazione Euratom, l'Unione Europea.

-Lo scopo di GIF è condividere la ricerca e lo sviluppo piuttosto che costruire reattori

Dopo le prime analisi di moltissime tipologie GIF ha deciso di concentrarsi inizialmente su 6 tipologie estese successivamente a 7. Le fasi della dimostrazione sono spesso spostate

-Secondo una recente comunicazione di GIF, "Ci vorranno almeno due o tre decenni prima dell'implementazione dei sistemi commerciali Gen IV". FAQ 2: Quando verranno costruiti i reattori Gen IV? Forum internazionale GEN IV - novembre 2021-

E la Russia e il GIF dopo l'Ucraina? -

Generation IV reactor designs under development by GIF

	Neutron spectrum (fast/thermal)	Coolant	Temperature (°C)	Pressure*	Fuel	Fuel cycle	Size (MWe)	Use
Gas-cooled fast reactors	fast	helium	850	high	U-238 +	closed, on site	1200	electricity & hydrogen
Lead-cooled fast reactors	fast	lead or Pb-Bi	480-570	low	U-238 +	closed, regional	20-180** 300-1200 600-1000	electricity & hydrogen
Molten salt fast reactors	fast	fluoride salts	700-800	low	UF in salt	closed	1000	electricity & hydrogen
Molten salt reactor - advanced high-temperature reactors	thermal	fluoride salts	750-1000		UO ₂ particles in prism	open	1000-1500	hydrogen
Sodium-cooled fast reactors	fast	sodium	500-550	low	U-238 & MOX	closed	50-150 600-1500	electricity
Supercritical water-cooled reactors	thermal or fast	water	510-625	very high	UO ₂	open (thermal) closed (fast)	300-700 1000-1500	electricity
Very high temperature gas reactors	thermal	helium	900-1000	high	UO ₂ prism or pebbles	open	250-300	hydrogen & electricity

* high = 7-15 MPa

+ = with some U-235 or Pu-239

** 'battery' model with long cassette core life (15-20 yr) or replaceable reactor module.

**GUERRA RUSSIA-UCRAINA URGENTE
NECESSITA' DI UN BEN STUDIATO PIANO
B PER FRONTEGGIARE IMPROVVISE
INTERRUZIONI DI FORNITURE SPECIE DI
GAS DALLA RUSSIA**

Invasione Russa in Ucraina ha riportato alla ribalta l'importanza, ancora per un periodo transitorio e non corto, delle fonti fossili e la loro diversificazione geografica

-**Si sprecano in Italia le proposte per sostituire il gas russo** con aumenti di import via tubo da varie parti ,incremento di sfruttamento ed incremento rigassificatori e trasporti via nave ,fortissimo sviluppo di fotovoltaico ed eolico ,sviluppo di giacimenti nazionali ed efficienza energetica (diversa da risparmio) ecc;**ma richiedono tempi pluriennali e costi.**

Occorre tener conto per improvvisi tagli di forniture da Russia di avere un dettagliato piano B di emergenza che va studiato urgentemente e può essere basato solo sulla riduzione dei consumi e su come ripartirli tra

industrie

edifici per abitazioni private-pubblici-commerciali entrando in dettagli su riscaldamento/condizionamento/illuminazione

mobilità (quanto su trasporti pesanti o di persone ,su pubblica o privata, su strada/aereo/,marittimo/ascensori e similari e come implementarla e controllarla)

Nel 2021 l'Italia ha consumato 76 miliardi di mc di gas e ne ha prodotti 3,3

Per il gas importato

40% da Russia

30% da Algeria

13% GNL da vari paesi

10% da ASIA con TEP

4% da Libia

3% dal Nord Europa

I consumi sono così divisi:

35 Gmc (miliardi di metri cubi) produzione elettricità

20 Gmc domestico (80% riscaldamento, 15% acqua calda sanitaria, 5% preparazione cibo)

10 Gmc industria

8 Gmc commercio e servizi

2-3 Gmc altro

Per la essenziale produzione di elettricità occorrerà tenere in conto tutte le risorse non considerando il solo costo di produzione al sito ma valorizzando o penalizzando presenza o assenza di costi addizionali all'ambiente ed al sistema elettrico come emissioni CO2, programmabilità e non variabilità ,contributo all'inerzia ,necessità o meno di nuove connessioni/estensioni del sistema ,stoccaggi ,capacity market ecc

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

Una corretta comunicazione e un forte coinvolgimento della popolazione sono essenziali

COMMENTI FINALI

Fondamentali gli impegni per l'ambiente con obiettivi stimolanti ma realistici e con chiare ed oneste valutazione dei totali costi (cercando le soluzioni meno costose valutando gli impatti ambientali) e su come suddividerli e come comunicarli alla popolazione.

La CE è leader per i lodevoli impegni di decarbonizzazione ma, considerando quanto avviene nei paesi emergenti per lo sviluppo delle loro popolazioni, anche azzerando le sue emissioni climalteranti al 2050 il suo contributo 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

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

L'aumento dei prezzi di materie prime energetiche e non da metà 2021 e l'invasione dell'Ucraina hanno portato a mitigare l'ostracismo verso i combustibili fossili in generale e riconsiderare l'importanza ad esempio del gas per una sicurezza delle forniture di energia, aggravantesi specie se gli ambiziosi obiettivi delle rinnovabili non verranno raggiunti.

Si pone il problema di chi pagherà il salato conto con un difficile equilibrio tra default dello stato, de industrializzazione per prezzi dell'energia alle industrie troppo elevati e rivolte sociali dei cittadini per il caro energia che affetta anche generi alimentari e di consumo

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 ed 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.

L'adeguatezza del sistema elettrico con il prospettato enorme sviluppo di rinnovabili variabili è indispensabile per una sicura fornitura e di qualità per l'elettricità sempre più dominante nel settore energetico.

Per l'idrogeno decarbonizzato(e non solo verde) occorrerà investire in R&D ,impianti sperimentali ecc per calibrarne gli sviluppi in funzione dei costi e vantaggi; non trascurare R&D in altri settori

Per il nucleare occorre non farsi illusioni in UE su sviluppo a breve ed a costi interessanti di nuove tecnologie «sicure e waste free» (ma con R&D da considerare per il futuro) e per nuove realizzazioni con reattori convenzionali.

Risulta fondamentale dato il notevole parco di reattori esistenti(ahimè nessuno in Italia) un sicuro prolungamento della vita utile con energia priva di GHG ,a buon mercato e con un elevato capacity factor che la renderebbe interessante anche per la produzione di idrogeno decarbonizzato via elettrolisi .

Urge un piano B di emergenza ben studiato e comunicato per riduzione consumi in caso di chiusure forniture gas da Russia

Occorre lavorare insieme a livello «multi-partisan» per una effettiva transizione ecologica con approcci seri e non solo tecnologici con il conforto della ragione senza un passivo adeguarsi alle prevalenti ed affascinanti ideologie che hanno tuttavia il merito di promuovere e spingere innovazioni e loro applicazioni.

Un sano compromesso tra il pessimismo a volte della ragione e l'eccessivo ottimismo delle ideologie è fondamentale-

**GRAZIE PER LA VOSTRA ATTENZIONE E
PAZIENZA**