

"Economia dell'Energia e dell'Ambiente."
a.a. 2019/20

Lezione 8.

Configurazione del Sistema Energetico e Trilemma Index.

Roberto.Fazioli@unife.it
Dipartimento di Economia e Management,
Università di Ferrara

Market
Complexity

**Liberalizzazione del Sistema
e Privatizzazione dei Soggetti**

Possibile coniugare la piena liberalizzazione delle transazioni economiche *profit-oriented* nelle industrie dell'Energia con il perseguimento di obiettivi collettivi di massima sostenibilità ambientale?

**Decarbonizzazione,
Sostenibilità**

Obiettivo:

MIX Energetico sostenibile (impulso alle FER) ed Efficienza Energetica.

Le FER sono un insieme poliedrico, complesso ed in continua evoluzione anche tecnologica

Ogni Fonte può essere un contributo e non l'unica soluzione ai problemi di sostenibilità

Gli interventi sulle Opzioni e le strategie esogene sul MIX energetico sono la quintessenza delle Politiche e delle Strategie nelle industrie dell'energia

... dal P.E.N. Piano Energetico Nazionale (approccio pianificatorio) alla S.E.N. Strategia Energetica Nazionale (approccio incentivante)

Intervento Pubblico Organicistico e Pervasivo: Impresa Pubblica Verticalmente Integrata – Piano Energetico Nazionale quale Linea d'Indirizzo gestionale

System Control Complexity

Libro verde sull'energia della UE - 8 marzo 2006

La Commissione invita gli Stati membri a fare di tutto per attuare una politica energetica europea articolata su tre obiettivi principali:

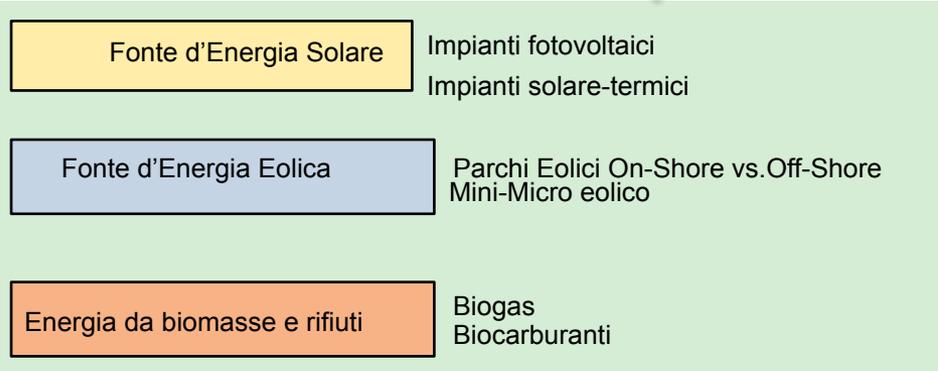
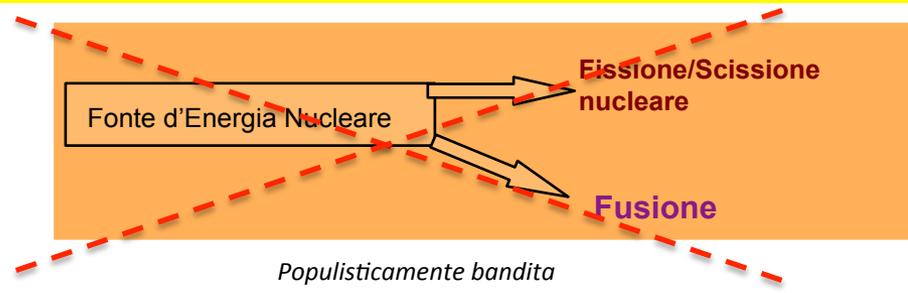
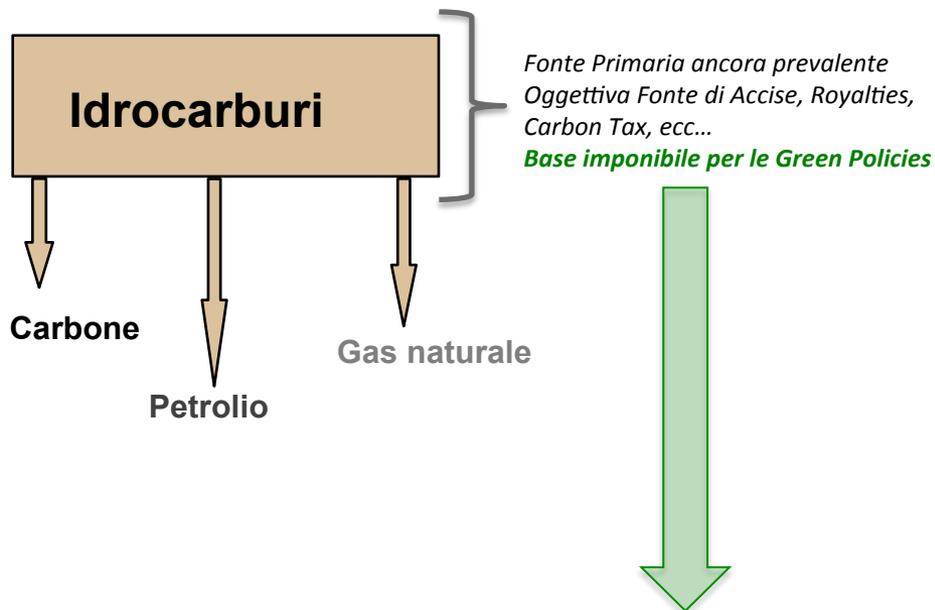
la **sostenibilità**, per lottare attivamente contro il cambiamento climatico, promuovendo le fonti di energia rinnovabili e l'efficienza energetica;

la **competitività**, per migliorare l'efficacia della rete europea tramite la realizzazione del mercato interno dell'energia;

la **sicurezza dell'approvvigionamento**, per coordinare meglio l'offerta e la domanda interne di energia dell'UE nel contesto internazionale.

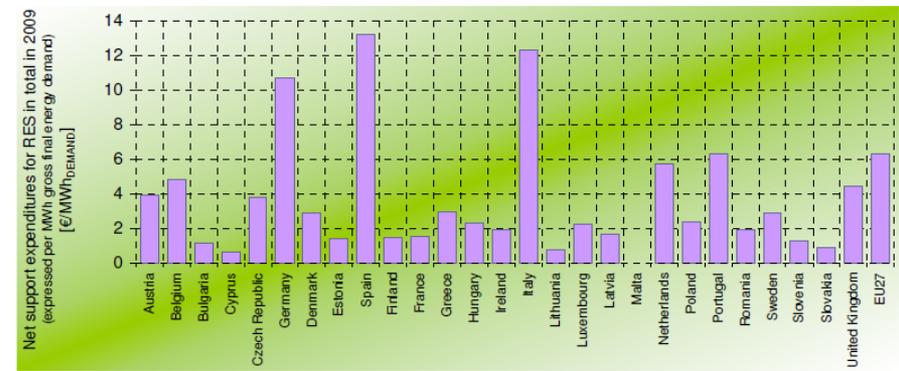
OBIETTIVO "Mix Energetico desiderabile/sostenibile"

interventi esogeni sull'impiego delle Fonti Primarie di Energia



INCENERITORI
Impianti di combustione per
Elettricità e/o Calore Nel migliore dei casi "tollerata"

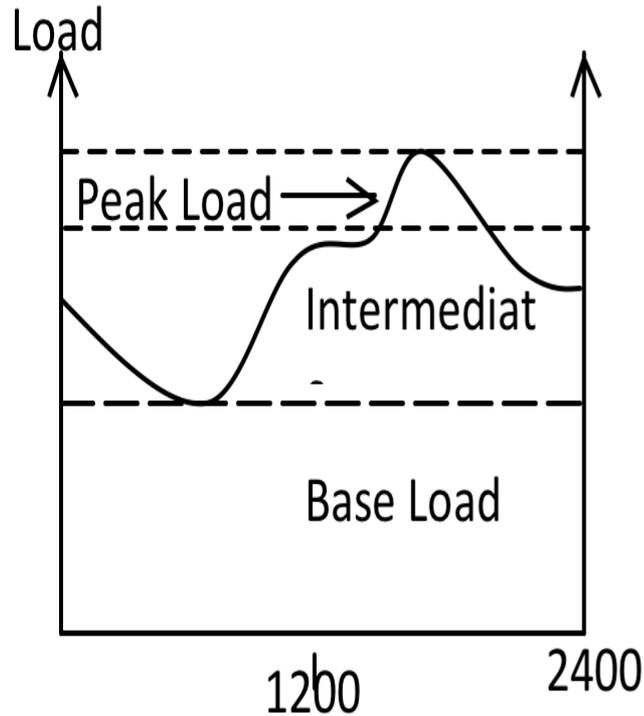
Energia Potenziale/Cinetica dell'Acqua
Grandi Impianti idroelettrici Nel migliore dei casi "tollerata"
Mini Idroelettrico
Micro Idroelettrico



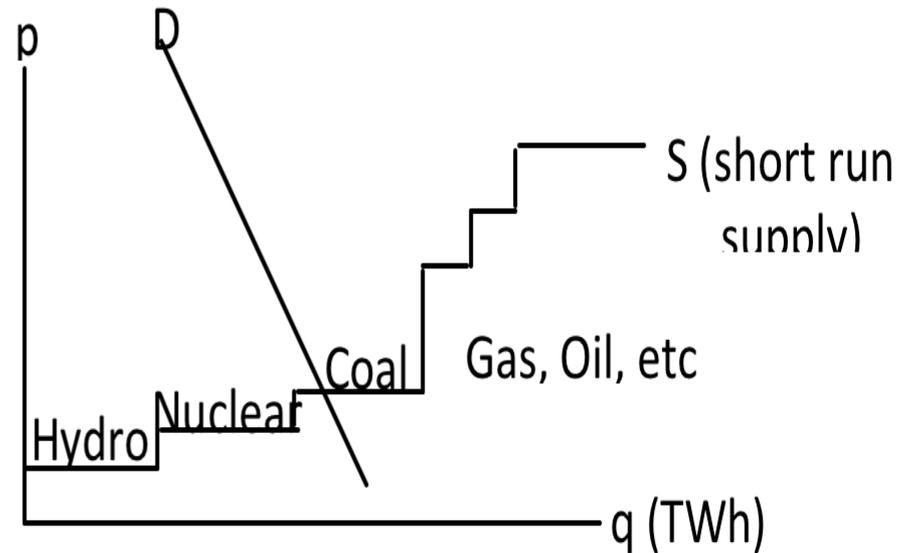
Net support expenditures for RES-E in total in 2009 in relative terms – expressed as RES-E support per unit of overall gross final electricity consumed.

Equilibrio e Mix delle Fonti di un sistema energetico

L'equilibrio del Sistema varia di "momento in momento". La soddisfazione istantanea della Domanda richiede l'attivazione di un **mix di Impianti di Produzione di Energia** e, quindi, di un **mix di tipologie di Fonti d'Energia**. La tipologia di "interventi esogeni" sul sistema dei **Prezzi Relativi delle Fonti Primarie d'Energia** e sui **processi di trasformazione dell'energia e generazione di energia elettrica** definiscono, quindi, momento per momento il **MIX Energetico d'ogni Sistema, d'ogni Paese**.

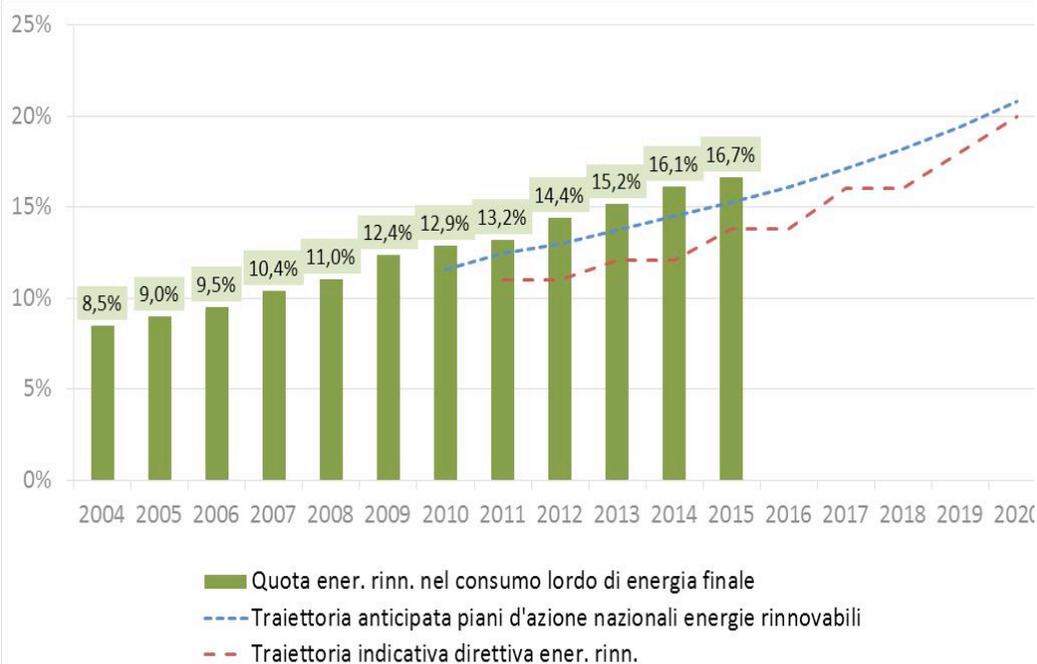
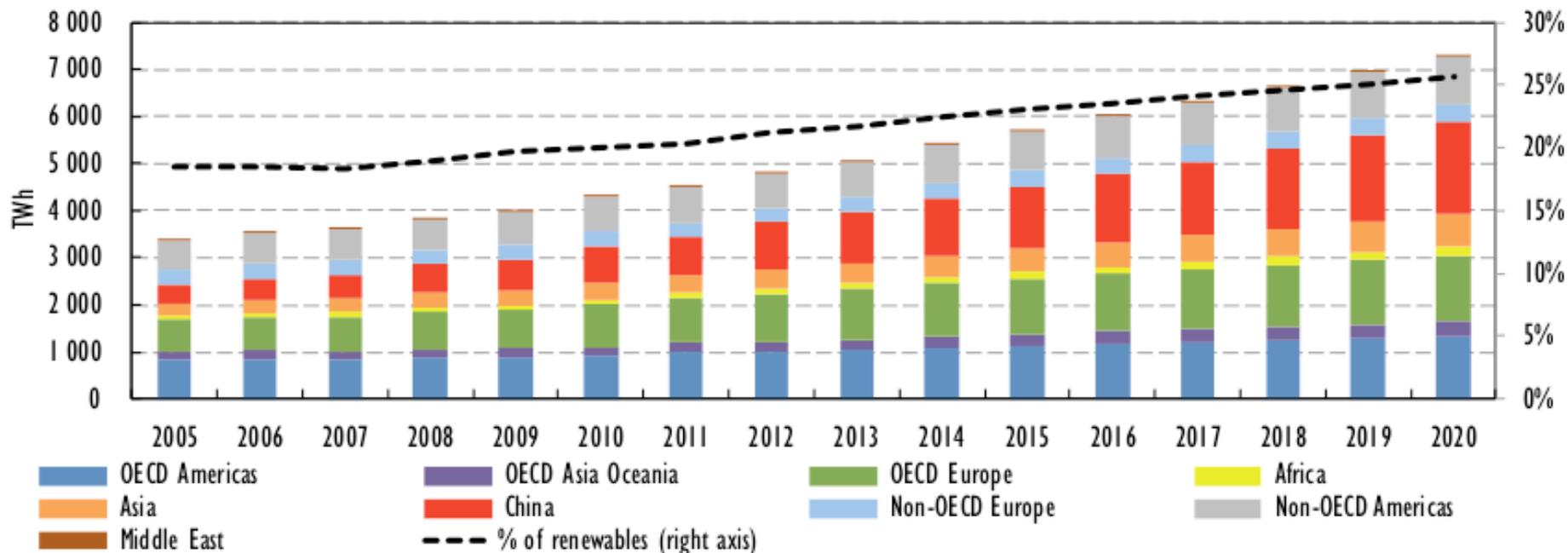


(a)



(b)

Global renewable electricity production by region, historical and projected

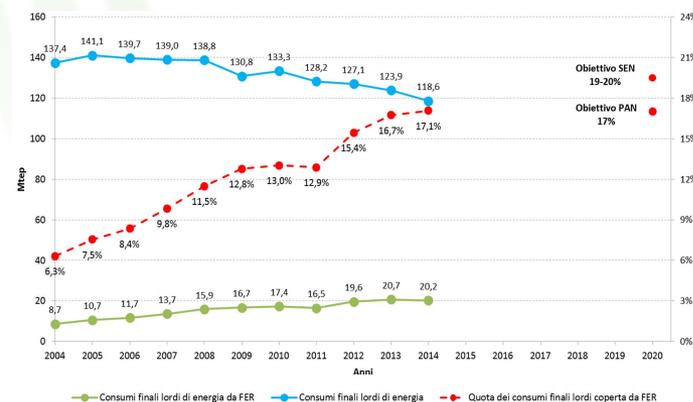


L'ITALIA VERSO GLI OBIETTIVI AL 2020



Statistica ufficiale (SISTAN, EUROSTAT):

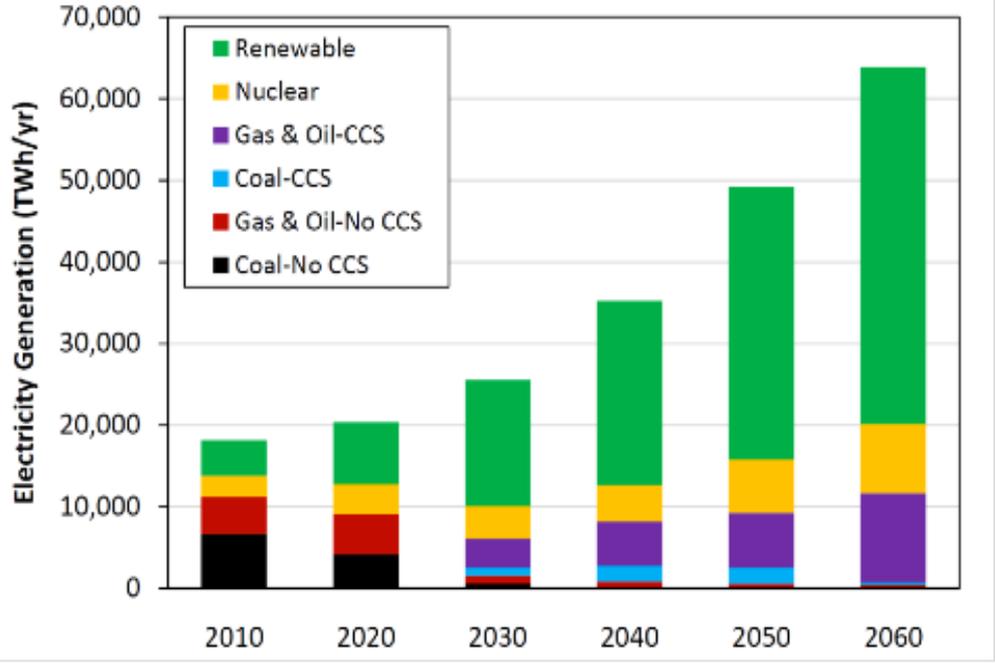
□ in Italia, già al 2014 il 17,1% dei consumi finali di energia è stato coperto dalle FER



Obiettivi PAN (17% al 2020) raggiunti con 6 anni di anticipo

Effetto combinato della crescita delle FER e riduzione dei consumi dal 2008

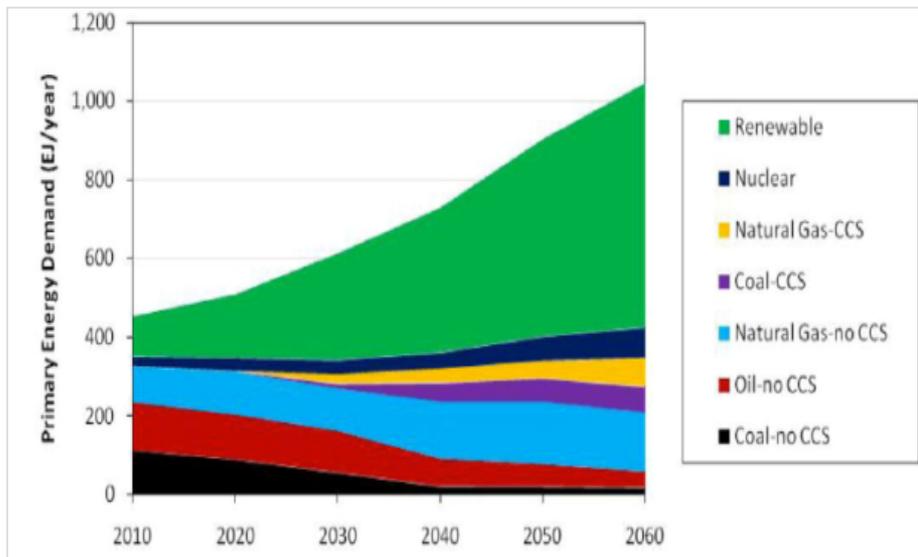
* Fonte GSE Elaborazioni su Rapporto Attività 2015



MIX energetico "atteso" per fonte

Proiezione della suddivisione della produzione energetica per tipo di fonte (Fonte IEA)

Proiezione della Domanda di energia primaria per tipo di fonte (Fonte IEA)

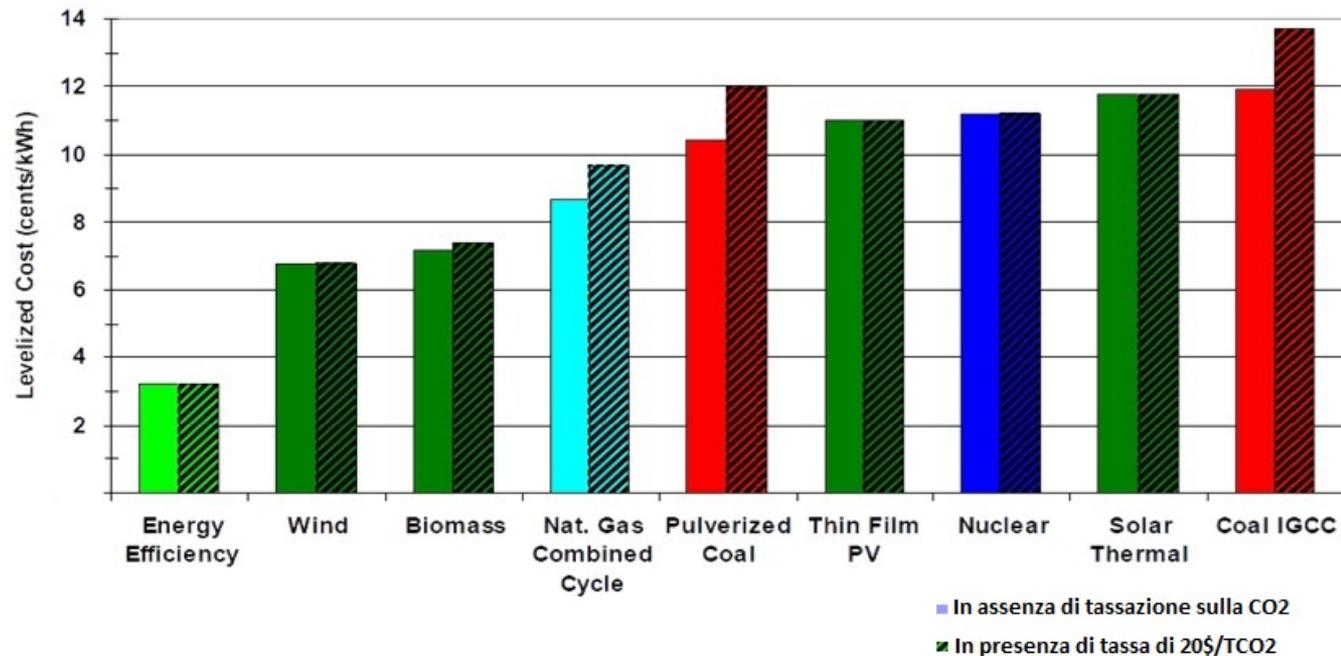


I costi della generazione di elettricità da fonti rinnovabili: confronti e previsioni

Anno	Costo investimento iniziale (\$ per kW)		Costi operativi (\$ per kW/anno)	
	2010	2050	2010	2050
Idroelettrico	2.000-3.000	2.000-3.000	40-60	40-60
Biomasse e rifiuti	2.500	1.950	111	90
Geotermico	2.400-5.500	2.150-3.600	220	136
Eolico onshore	1.450-2.200	1.200-1.600	51	39
Eolico offshore	3.000-3.700	2.100-2.600	96	68
Solare fotovoltaico	3.500-5.600	1.000-1.600	50	13
Solare a concentrazione	4.500-7.000	1.950-3.000	30	15

Fonte: International Energy Agency

COSTO DEL KWH ELETTRICO DA VARIE FONTI



I costi: un commento

Costo dell'investimento iniziale

Oggi: più costoso il solare (e l'eolico *offshore*). Seguono le tecnologie "tradizionali". Più basso il costo dell'eolico *onshore*.

Stime al 2050: stabile l'idroelettrico, riduzione più accentuata per le tecnologie innovative che per le tradizionali – e, per il fotovoltaico rispetto all'eolico.

Costi operativi

Il solare e l'eolico *onshore* presentano già oggi i costi più bassi (analoghi all'idroelettrico). Le stime al 2050 prevedono un'ulteriore diminuzione e un distanziamento.

Un confronto grossolano

L'idroelettrico – programmabile e oggi a minor costo - come *benchmark*:

- Oggi: il solare ha un costo da 2 a 3 volte superiore, mentre l'eolico mostra valori equivalenti;
- Nel 2050: il costo si ridurrebbe alla metà per il solare e a due terzi per l'eolico.

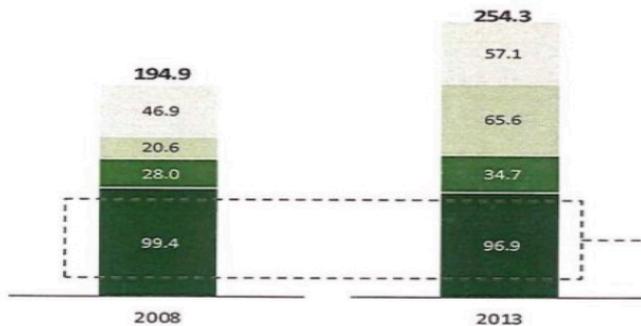
Occorre comunque tenere in conto che:

- solare ed eolico sono fonti **non programmabili**;
- gli impianti **idroelettrici** sono in ampia misura **ammortizzati**;
- le tecnologie **nuove** richiedono costosi adeguamenti delle **infrastrutture di rete**.

In 5 anni la materia prima è scesa dell' 11% ma il costo della fornitura è cresciuto del 30%

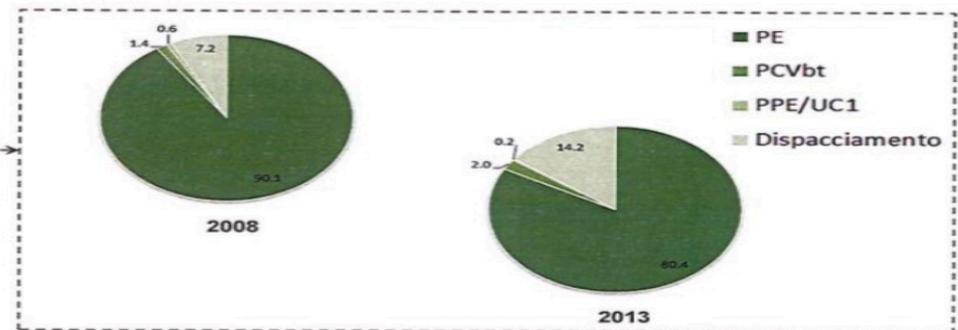
Composizione della bolletta per un profilo tipo del terziario
(contratto multiorario, valori assoluti €/MWh)

Profilo: consumo annuo di 35 MWh, Potenza installata di 30 KW, F1 34%, F2 30%, F3 36%



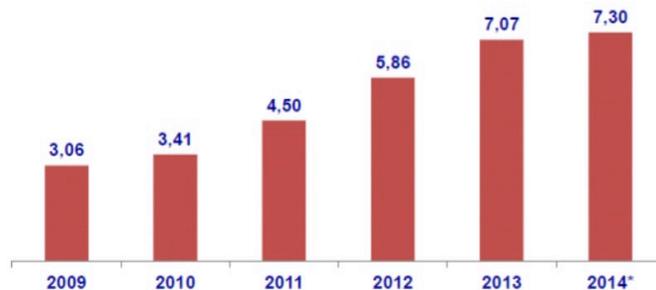
Fonte: elaborazioni REF Ricerche

■ Energia + Dispacciamento
■ Infrastrutture
■ Oneri di sistema ed impropri
■ Imposte



Costi del servizio di dispacciamento

€/MWh



* media I e II trim. 2014

Fonte: elaborazioni Confindustria su dati Terna

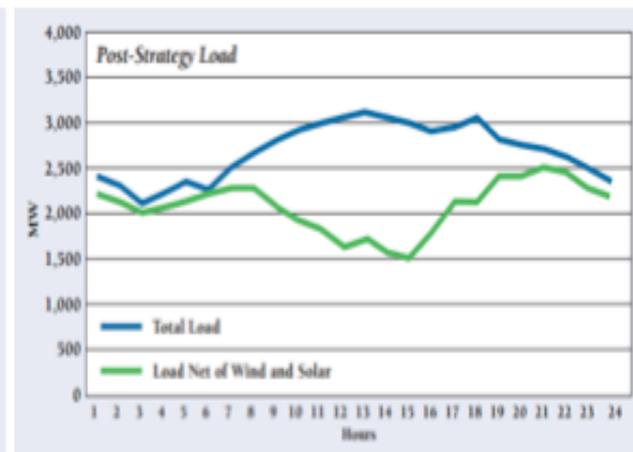
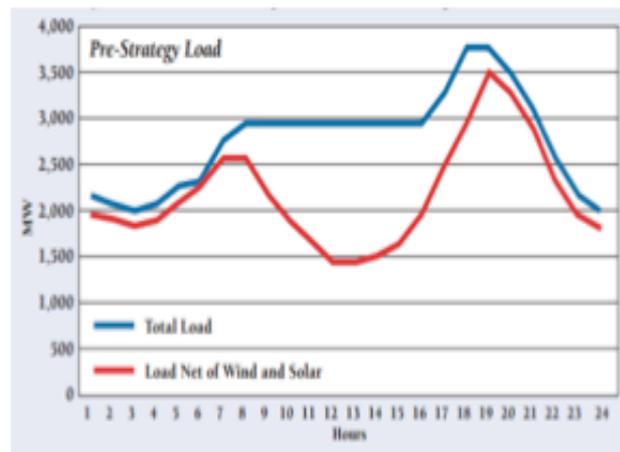
Uno degli ulteriori "Costi di Sistema" della scelta di governare la transizione attraverso meccanismi di Mercato

- Lo sviluppo delle FER pone un problema di adeguatezza (di lungo periodo) e di flessibilità (di breve periodo) nella composizione della capacità di generazione installata
- Occorre chiedersi se il quadro attuale sia compatibile con l'approccio seguito dalle politiche di liberalizzazione dello scorso decennio, basate sullo sviluppo di un modello di mercato

L'impatto delle FER sulle reti

- Trasmissione e dispacciamento (impatto impianti FER di grandi dimensioni):
 - Data localizzazione FER, flussi crescenti su nuove direttrici: accumuli vs. sviluppo reti (200 mld€ in EU al 2020)
 - Quota maggiore di produzione da ribilanciare (evidenze in D e ES) e crescita costo dispacciamento
 - Modello EU: mercati day-ahead e intra-day standardizzati, prodotti ancillari non standardizzati. Necessità di integrazione dei mercati e dei servizi ancillari.
- Distribuzione (impatto generazione distribuita):
 - Generazione diffusa e gestione reti di distribuzione
 - Gestione flussi bidirezionali e attività coordinamento
 - Forti investimenti (56 mld€ EU al 2020)

- La rapida crescita della capacità di generazione FER ha fatto emergere negli ultimi anni rilevanti problemi nei diversi segmenti del sistema elettrico
- Problemi di breve periodo relativi agli squilibri nella gestione degli asset esistenti
- Problemi di lungo periodo legati ai nuovi investimenti necessari, o a investimenti realizzati che risultano non più sostenibili



Ten strategies including demand-side management can alleviate the “duck curve” (Lazar, “Teaching the Duck to Fly”, 2014)

Asserzioni – proclami – linee di indirizzo politico

- China, then India, drive the growing dominance of Asia in global energy demand & trade
- Energy demand growth will still be mainly satisfied by fossil fuels at least for the next few decades (huge proven reserves: 100 years for coal, 60 years for gas, 40 years for oil)
- The transition to a more efficient, low-carbon energy sector is more difficult in tough economic times, but no less urgent
- Renewable energy, together with a more efficient use of all the primary sources and a progressive shift towards fossil fuels with less carbon intensity (i.e. NG) are the best solution to mitigate the impact of the energy use
- Renewables have a crucial role in securing the environmental sustainability of the future energy scenario

Constatazioni– supposizioni intuitive– evidenze empiriche

In some countries (e.g.: Germany and Italy) incentives have led to “world records” in PV and wind energy production, but incentives are now strongly decreasing.

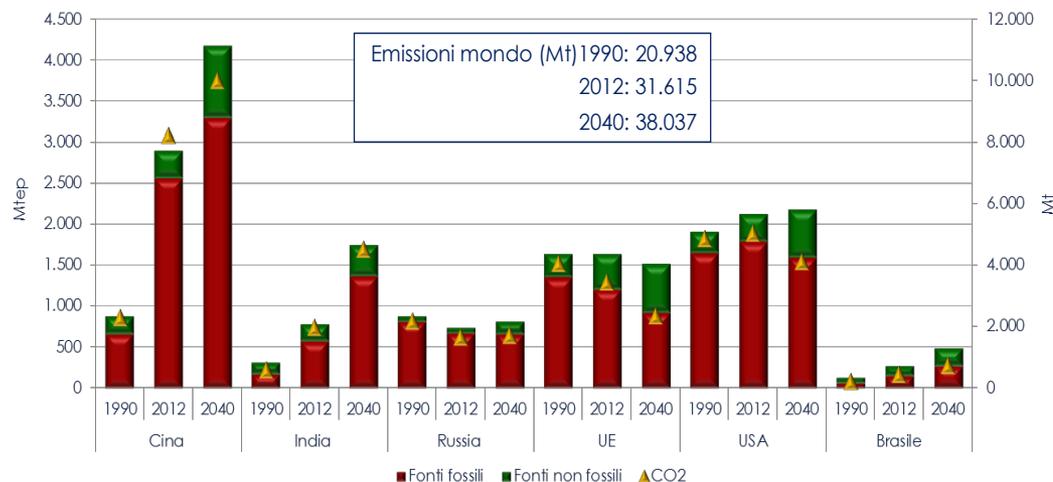
The “shale gas boom” in USA has reduced the attention over renewables both on the environmental impact and the security of supply side. Low-price gas is gaining large share in the power generation sector, reducing the coal share.

In Europe, because of the crisis and the reduction of demand, the Kyoto targets have been reached before schedule and ETS certificates value collapsed around 5 €/ton from more than 20 \$/ton in 2008.

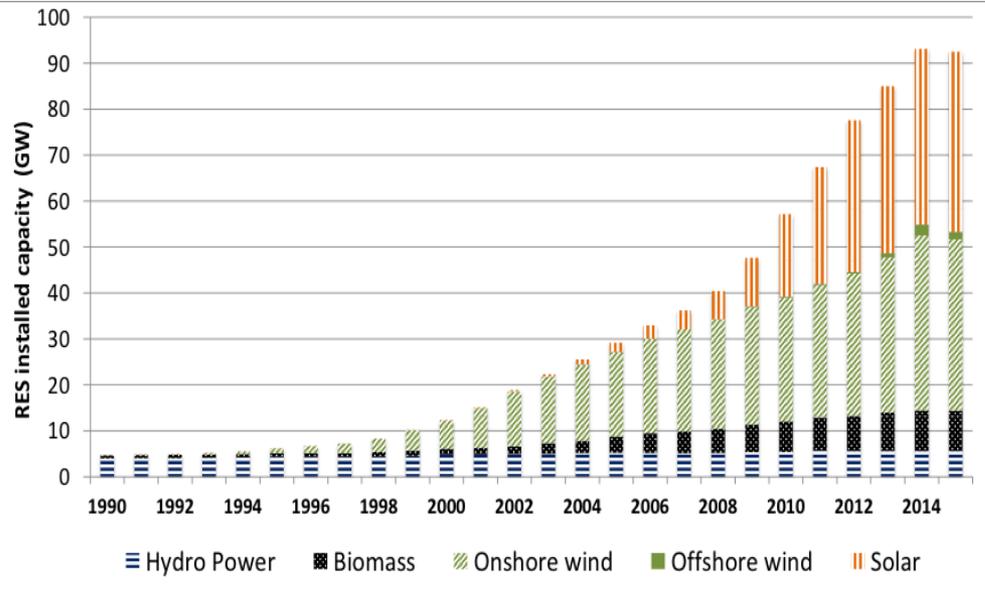
Fukushima accident increases public concern and pressure versus nuclear power in some European countries.

Asia has become the main market for the production and use of PV and wind energy systems. Strong interests rising in promoting such technologies also for the electrification of rural areas.

Evoluzione domanda di energia primaria per fonte (asse sx) e emissioni di CO₂ (asse dx)



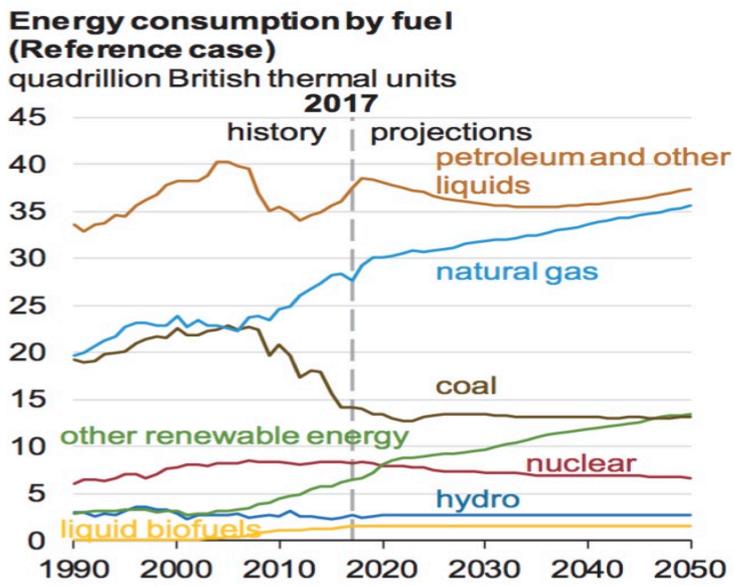
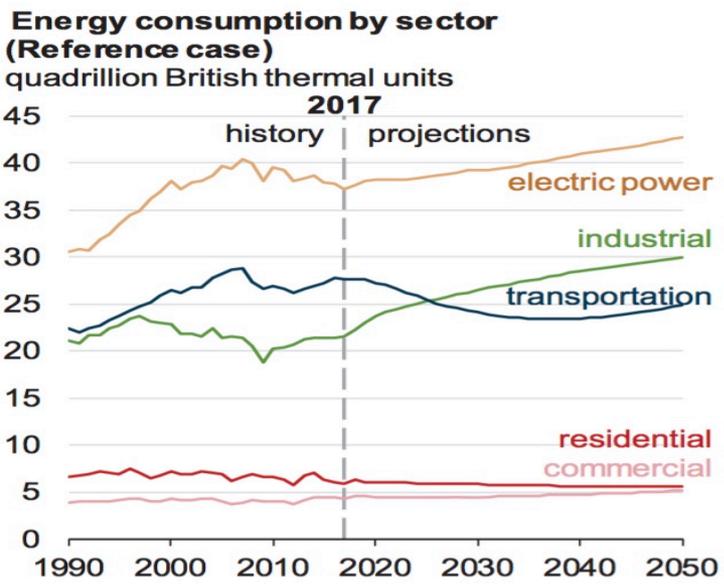
- Politiche **ambientali** ed **energetiche interconnesse**
- Nella **questione ambientale** grande **enfasi** posta su riduzione **emissioni**
- Emissioni** mondiali in **aumento** tra 1990 e il 2012 (+51%) e tra 2012 e 2040 (+20%) con andamento **diversificato** da regione a regione (Cina + 300% vs UE – 42%, 1990 – 2040)
- Crescita** della **domanda energetica** nei **PVS** (ex. Cina ed India), soddisfatta prevalentemente da combustibili fossili con consistente **aumento delle emissioni**



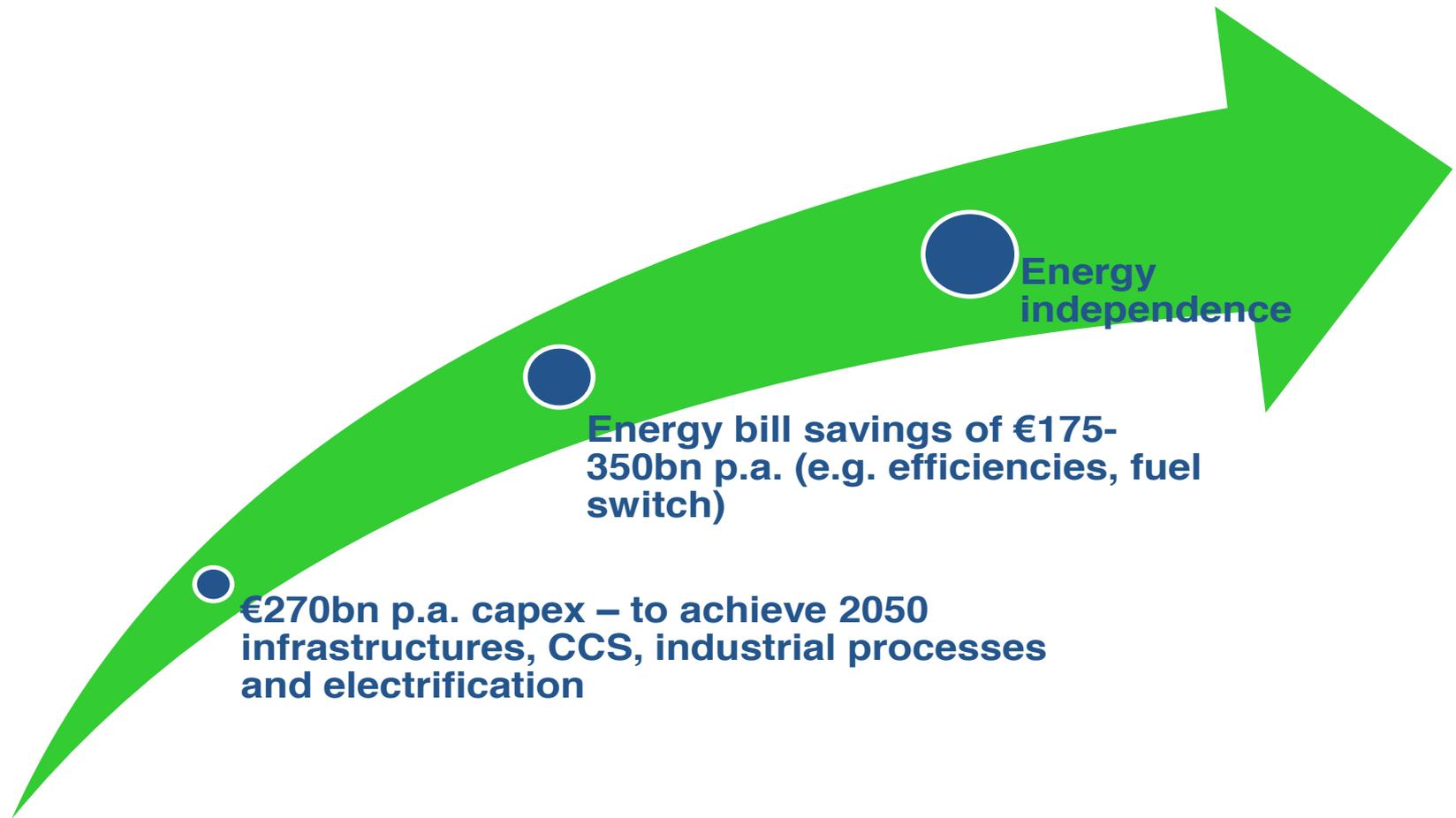
Persistent “vision”

Development of Renewables in Germany from 1990 till 2015

The fuel mix of U.S. consumption changes over the projection period in the Reference case—



IT'S NOT JUST ABOUT CLIMATE CHANGE



Source: SG Cross Asset Research/Equity

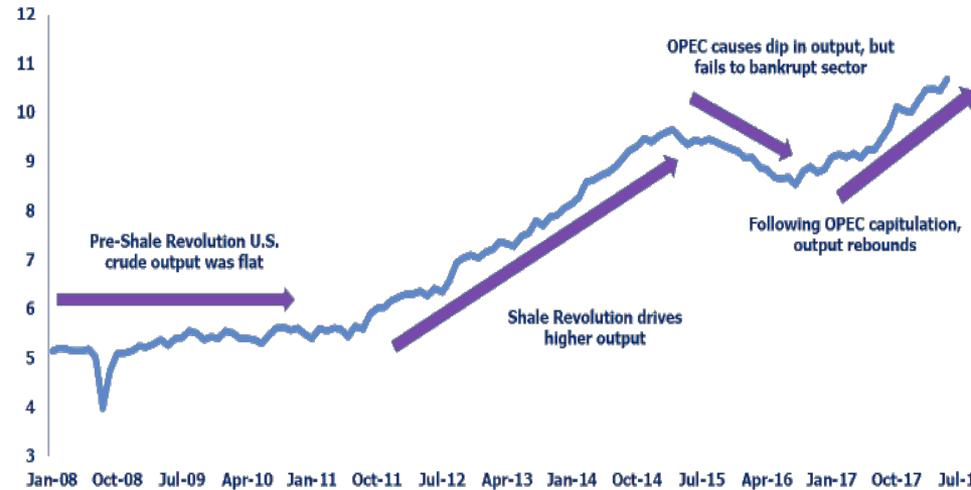
OBIETTIVO

"Mix Energetico affidabile-riskless provisions-sostenibile economicamente"

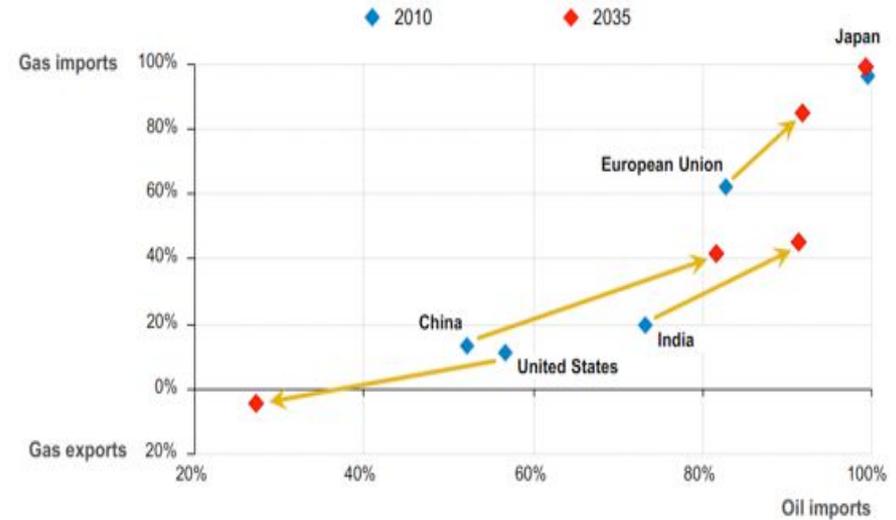


An American Success Story

U.S. Crude Oil Production, Millions of Barrels per Day
Sources: EIA; SL Advisors



Net oil and gas import dependence by region



- La dipendenza dell'UE dall'energia importata è cresciuta costantemente nel corso dello scorso decennio.
- Più del 50 % dell'energia impiegata nell'UE è stata importata ed il trend non decresce.
- La dipendenza è superiore per i prodotti del petrolio, come il petrolio greggio.
- Agli inizi del 2000 un terzo delle importazioni di petrolio greggio e gas naturale proveniva dalla Russia, ora anche da altri Paesi (fra cui gli Usa).

Import fonti energetiche% Italia 2012

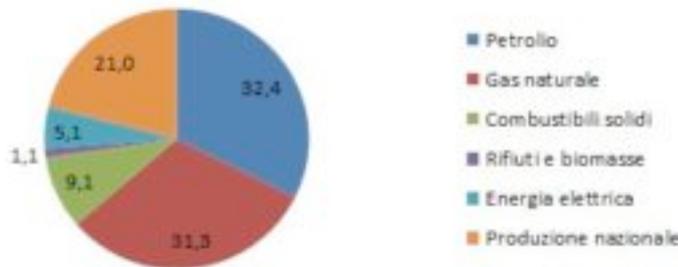
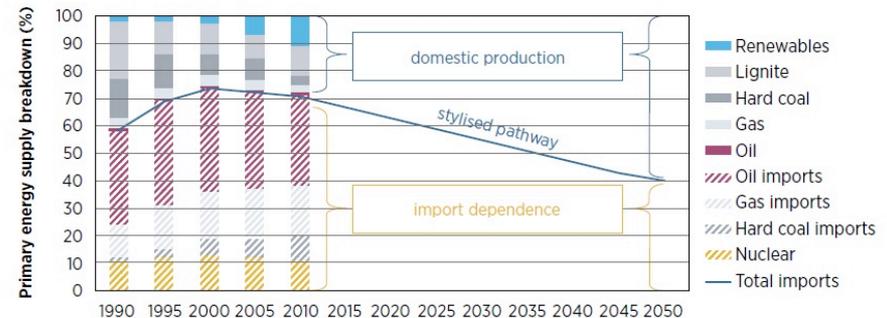


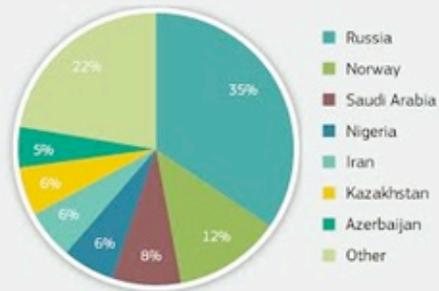
Figure 23: Import dependency as a share of primary energy supply



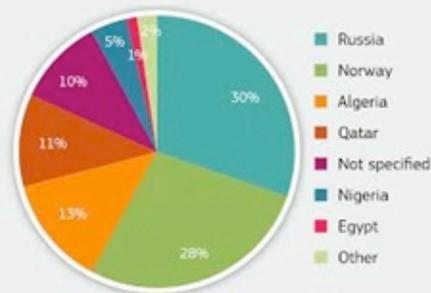
Provenienza delle importazioni di energia nell'UE

IMPORTAZIONI ENERGETICHE NELL'UNIONE EUROPEA

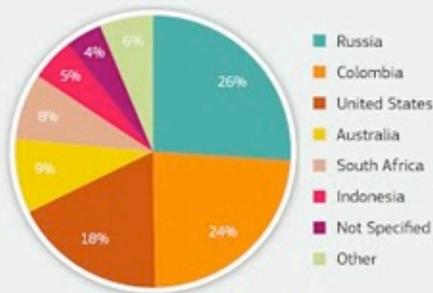
Petrolio



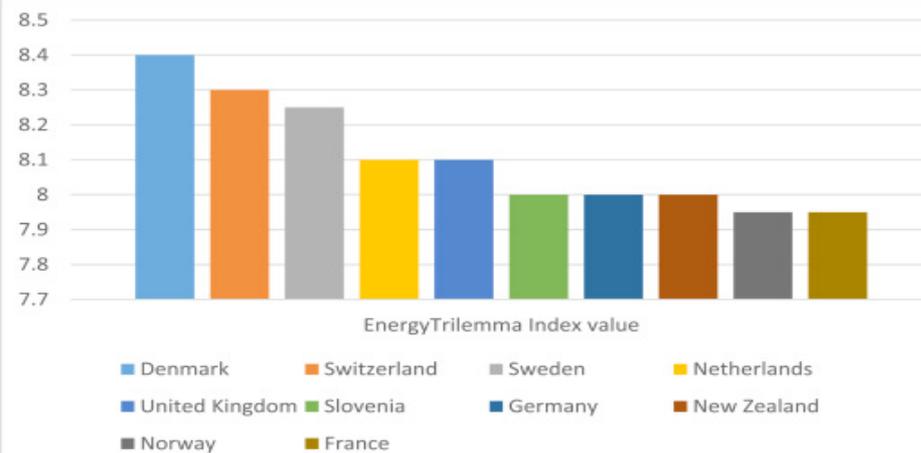
Gas



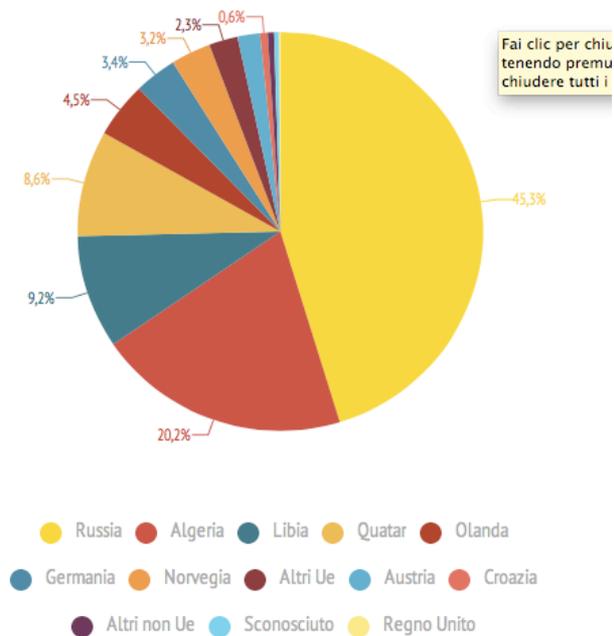
Combustibili Solidi



Fonte: EU Energy in Figures - Statistical Pocketbook 2013, Commissione Europea. I dati si riferiscono al 2011



Importazione di gas naturale



Percentuali riferite all'anno 2013. Totale gas naturale importato: 61.966 miliardi di standard metri cubi a 38,1 MJ/m³

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico

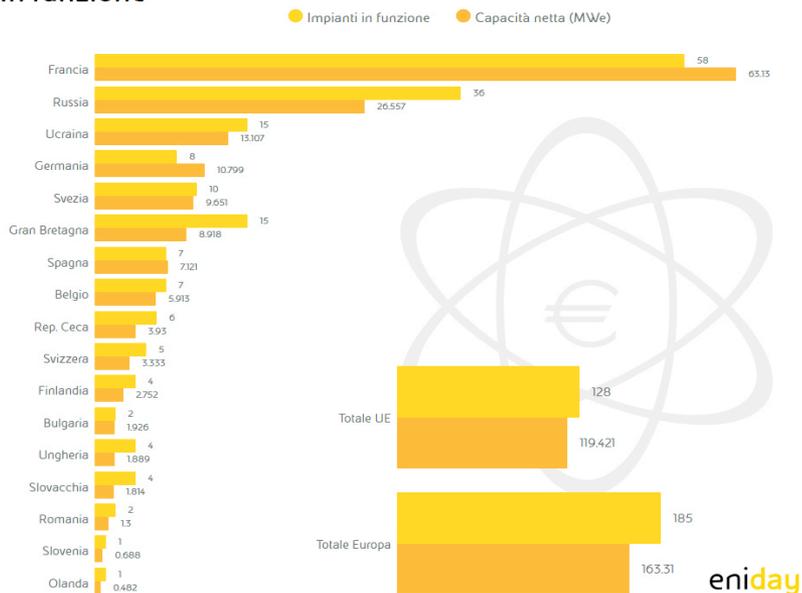
Share

Create infographics infogr.am

Impianti nucleari in Europa

IEA, 27 novembre 2016

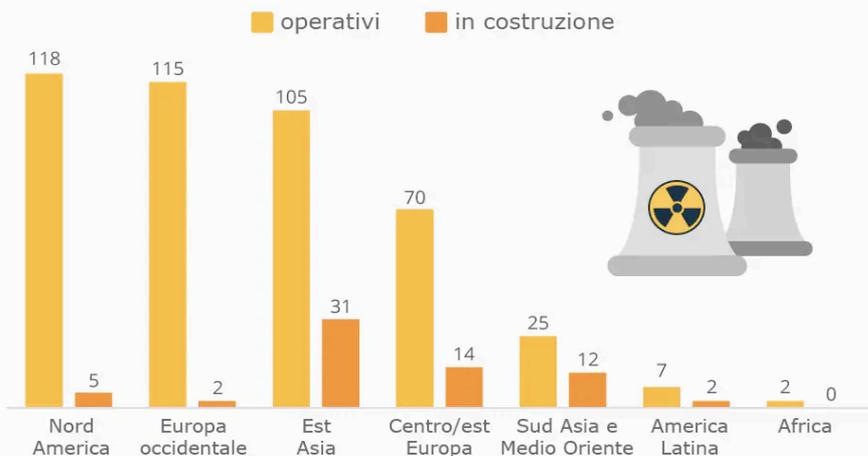
In funzione



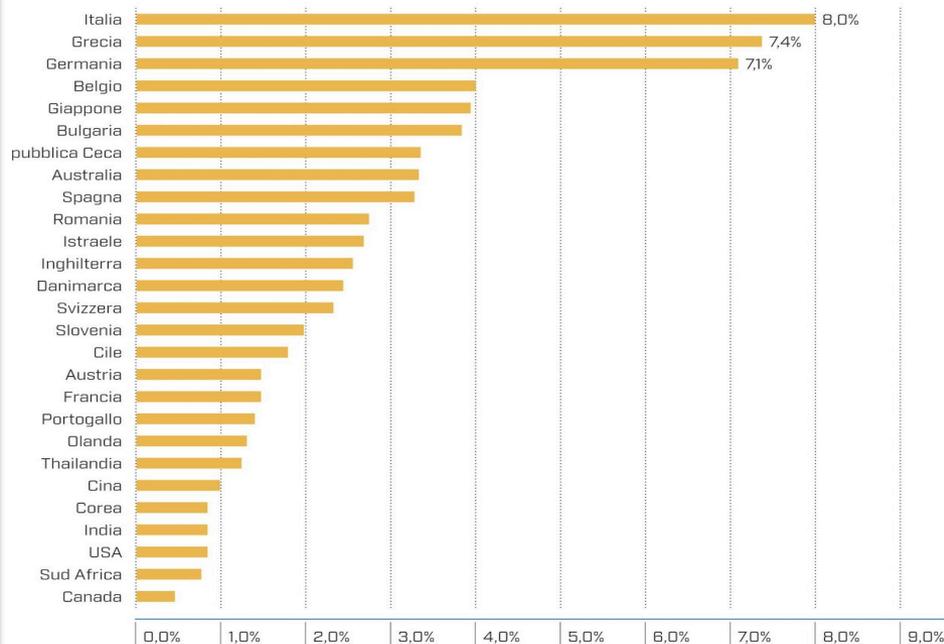
enidday

Energia nucleare

marzo 2016: reattori operativi e in costruzione



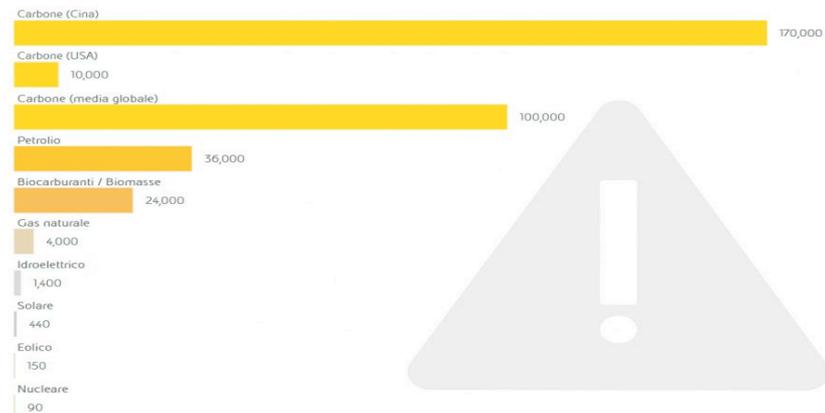
ICIDENZA FOTOVOLTAICO RISPETTO AI CONSUMI NEL MONDO



elaborazione Legambiente su dati Ren21

Tasso di mortalità per energia prodotta

Vittime per miliardo di kWh



include Three Mile Island, Chernobyl e Fukushima

Gli incentivi

- Gli Stati Membri hanno sviluppato politiche nazionali adottando combinazioni di una pluralità di strumenti, che possiamo distinguere in:
 - Price-based (es. feed-in tariffs, feed-in premium, tariffe onnicomprensive) >> ex-post: maggiormente utilizzati
 - Quantity based (es. certificati verdi)
- Per l'assegnazione degli incentivi a volte si sono introdotti meccanismi di gara, altre volte si sono posti tetti quantitativi e first come first served

L'incentivazione delle fonti rinnovabili in Europa

Principali risultati del Rapporto CEER (2009):

- (1) **meccanismi di finanziamento:**
 - fiscalità generale (SF, L, N)
 - certificati verdi (UK, I, PL, S).
 - tariffe incentivanti e premi garantiti che ricadono in bolletta (B, F, IRL, I, LT, L, N, P, E, A, CZ, D, H).
- (2) **Quota di elettricità incentivata su elettricità prodotta:**
 - 10%, in media (8,8% per l'Italia);
 - minima per N (1,2%) e F (2,8%); massima per E, P e DK (28,6%; 27,4%; 26%).
- (3) **Valore degli incentivi sul valore di tutta l'elettricità consumata:**
 - l'incentivazione media è pari a 7,2 euro/MWh;
 - il *range* varia a seconda delle diverse fonti, dei diversi schemi e dei diversi Paesi, da 1 euro/MWh a 22 euro/MWh;
 - in Italia pari a 7,89 euro/MWh.

Gli incentivi consentono di :

- **Annullare il differenziale iniziale** di costo;
- **Valorizzare le esternalità positive** delle fonti rinnovabili.

Incentivi basati su **regimi di mercato:**

- **certificati verdi:** obbligo di una quota minima di fonti rinnovabili cui far fronte tramite produzione diretta o acquisto di "permessi negoziabili"

Incentivi basati su **regimi amministrati:**

- **CIP6:** tariffe incentivanti per il ritiro di energia prodotta da "fonti rinnovabili e assimilate" da parte del Gestore del sistema elettrico;
- **Feed-in tariff:** tariffa onnicomprensiva per impianti da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 1 MW (200kW per l'eolico), ad esclusione del solare;
- **Feed-in premium:** premio aggiuntivo al prezzo di mercato, per impianti fotovoltaici e solare termodinamico;

Tutti gli incentivi lasciano agli operatori hanno un **marginale di scelta**. I regimi di mercato presentano due caratteristiche:

- inducendo ad allocare gli sforzi dove è minore il costo della modifica, **minimizzano il costo sostenuto dal sistema** nel suo complesso;
- **il produttore sopporta un rischio più elevato.**

Il "premio" aggiuntivo al prezzo di mercato **combina elementi dei due regimi.**

11

.... In Italia

- Gli schemi di incentivo sono stati modificati dal primo al quinto Conto Energia a partire da una serie di elementi:
 - Tariffa incentivante: premio + prezzo zonale, poi tariffa onnicomprensiva (bonus residuale);
 - Limite dimensione impianti ammessi
 - Tetto a capacità totale installata
 - Tetto agli incentivi totali per anno
- Tra il 2005 e il 2013 si osserva:
 - Nel fotovoltaico: progressiva riduzione (dal 2011) della tariffa incentivante, da 0,488€/KWh a 0,088€/KWh e forte aumento capacità installata (2011), soprattutto con il secondo (6.800 MW) e quarto (7300 MW) C.E.
 - Nel 2013 la remunerazione totale risulta in Italia tra le più elevate in Europa per idroelettrico, eolico e biomasse solide (GSE)
 - Nella produzione elettrica, tra 2002 e 2012: saldo estero 51>>40TWh, rinnovabili 47>>92 TWh, termiche 213>>193TWh

Potenza ≤ 1 MW

Tariffa incentivante onnicomprensiva

$$T_0 = T_b + P_r$$

Pr: premio

Tb: tariffa incentivante base



Potenza > 1 MW

Incentivo

$$I_{\text{nuovo}} = T_b + P_r - P_z$$

Pr: premio

Pr: premio

I = Tb - Pz

Nel caso di incentivo
negativo: I=0

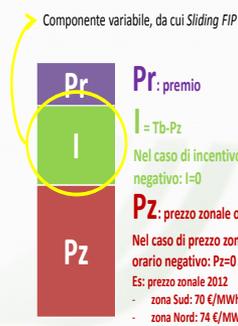
Pz: prezzo zonale orario

Nel caso di prezzo zonale
orario negativo: Pz=0

Es: prezzo zonale 2012

- zona Sud: 70 €/MWh

- zona Nord: 74 €/MWh



- 23 -

Fonte rinnovabile	Tipologia	Potenza	VITA UTILE degli IMPIANTI	tariffa incentivante base
			anni	€/MWh
		kW		
Eolica	On-shore	1<P≤20	20	291
		20<P≤200	20	268
		200<P≤1000	20	149
	Off-shore (1)	1000<P≤5000	20	135
		P>5000	20	127
		P>5000	25	176
Idraulica	ad acqua fluente (compresi gli impianti in acquedotto)	1<P≤20	20	257
		20<P≤500	20	219
		500<P≤1000	20	155
	a bacino o a serbatoio	1000<P≤10000	25	129
		P>10000	30	119
		P>10000	30	96
Oceanica (comprese maree e moto ondoso)	1<P≤5000	15	300	
	P>5000	20	194	
Geotermica	1<P≤1000	20	135	
	1000<P≤20000	25	99	
Gas di discarica	P>20000	25	85	
	1<P≤1000	20	99	
Gas residuati dai processi di depurazione	1000<P≤5000	20	94	
	P>5000	20	90	
	1<P≤1000	20	111	
	1000<P≤5000	20	88	
		P>5000	20	85

Tariffe maggiori:

- Fonte oceanica fino a 5 MW;
- Eolica on shore fino a 20 kW;

Idro:

- Tariffe differenziate sulla base della tipologia di idroelettrico (più basse in caso di bacino o serbatoio)

L'incentivazione del fotovoltaico

Una **logica di infant industry** ha guidato, nel decennio scorso, l'incentivazione del fotovoltaico: il **differenziale di costo** dell'investimento era **decisamente più alto** rispetto alle altre fonti e l'**elevato feed-in premium** lo rifletteva; *tuttavia*

- le **altre fonti non disponibili** in modo pressoché "illimitato"; e
- si prevedeva che, **avviata la filiera**, il costo sarebbe diminuito.

Questo si è **realizzato in parte** (forte riduzione del costo dei pannelli) e il premium si è ridotto

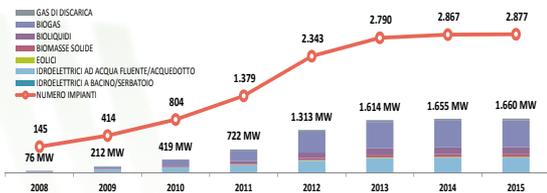
- con una progressiva **caduta dell'incidenza media** dell'incentivo
- benché **solo per i nuovi investimenti** e restando **comunque molto più elevato** rispetto alle altre fonti.

L'**eccezionale crescita** degli investimenti, dovuta:

- alla **piccola dimensione** degli impianti;
- al convincimento di una adeguatezza, nel lungo periodo, di ogni **reale alternativa** tra le fonti meno costose;
- al convincimento di un "**vantaggio comparato**" dei Paesi del Sud rispetto alla Germania (che aveva fatto da apripista) ...

mantiene oggi l'**onere complessivamente elevato**.

POTENZA PER FONTE E NUMERO IMPIANTI IN CONVENZIONE



CORRISPETTIVI PER FONTE ED ENERGIA TOTALE RITIRATA



Sia in termini di potenza che in termini di costo, primeggiano gli impianti a Biogas, seguiti dagli impianti a biomassa solida e a biomassa liquida.

* Fonte GSE Presentazione Rapporto Attività 2015

DM 6 LUGLIO 2012: TARIFFE INCENTIVANTI BASE 2/2

Fonte	Categorie	Tariffe (€/MWh)		
		1<P≤300	300<P≤600	P>5000
Biogas	a) prodotti di origine biologica	1<P≤300	20	180
		300<P≤600	20	160
		600<P≤1000	20	140
		1000<P≤5000	20	104
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1 -A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)	P>5000	20	91
		1<P≤300	20	236
		300<P≤600	20	206
		600<P≤1000	20	178
		1000<P≤5000	20	125
c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente con le modalità di cui all'Allegato 2	P>5000	20	101	
	1<P≤1000	20	216	
	1000<P≤5000	20	109	
Biomasse	a) prodotti di origine biologica	1<P≤300	20	229
		300<P≤1000	20	180
		1000<P≤5000	20	133
		P>5000	20	122
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1 -A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)	1<P≤300	20	257
		300<P≤1000	20	209
		1000<P≤5000	20	161
		P>5000	20	145
		c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente con le modalità di cui all'Allegato 2	1<P≤5000	20
P>5000	20		125	
Bioliquidi sostenibili	1<P≤5000		20	121
	P>5000	20	110	

Biogas e Biomasse:

- Tariffe differenziate sulla base della biomassa in alimentazione;
- tariffe maggiori in caso di utilizzo di particolari tipologie di «sottoprodotti».

L'incentivazione delle fonti rinnovabili attraverso meccanismi di mercato: i CERTIFICATI VERDI

I **Certificati Verdi** sono titoli negoziabili, rilasciati dal **GSE (GESTORE SERVIZI ENERGETICI)** in misura proporzionale all'energia prodotta da un impianto qualificato IAFR (**impianto alimentato da fonti rinnovabili** ai sensi di quanto previsto dal D. lgs. 28/2011, in numero variabile a seconda del tipo di fonte rinnovabile e di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, potenziamento e rifacimento).

Il meccanismo di incentivazione con i **Certificati Verdi** si basa sull'obbligo, posto dalla normativa a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili.

L'obbligo può essere rispettato in due modi: immettendo in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando i **Certificati Verdi** dai produttori di energia "verde".

La gestione dei Certificati Verdi

Il possesso dei **Certificati Verdi** dimostra l'adempimento di questo obbligo: ogni **Certificato Verde** attesta convenzionalmente la produzione di 1 MWh di energia rinnovabile. I **Certificati Verdi** hanno validità triennale: quelli rilasciati per la produzione di energia elettrica in un dato anno possono essere usati per ottemperare all'obbligo anche nei successivi due anni.

Il produttore può richiedere l'emissione dei **Certificati Verdi** a valle dell'esito positivo della procedura di "**qualifica di impianto alimentato da fonti rinnovabili**"

Contestualmente alla prima emissione di **Certificati Verdi**, il **GSE** attiva, a favore del produttore, un "**conto proprietà**" per il "deposito" dei certificati stessi.

Il **GSE** mantiene traccia delle emissioni dei **Certificati Verdi** e delle relative transazioni mediante un sistema informatico dedicato al quale i titolari del conto proprietà possono accedere, dopo l'assegnazione di un codice identificativo da parte del **GSE**. Il conto proprietà è attivato anche a favore dei produttori e/o importatori soggetti all'obbligo di cui all'art.11 del D.lgs.79/99, all'atto della ricezione, da parte del **GSE**, dell'autocertificazione attestante la produzione e/o importazione non rinnovabile, nonché a favore dei soggetti che intendano effettuare attività di trading di **Certificati Verdi**.

E' possibile consultare via internet, tramite accesso riservato, lo stato del proprio conto proprietà, sia per inserire acquisizioni e/o cessioni di certificati verdi, sia per verificare, in maniera diretta e immediata, le transazioni avvenute.

COSTO INCENTIVI E QUANTITA' INCENTIVATA IN ITALIA (ultimi anni)

	Costo degli incentivi				Quantità di energia incentivata			
	2009	2010	2011	2012	2009	2010	2011	2012
CIP6	31%	21%	7%	5%	27%	19%	11%	7%
Tariffa feed-in	4%	6%	6%	5%	65%	71%	61%	55%
CV	53%	52%	30%	27%	4%	3%	4%	5%
Fotovoltaico	12%	21%	57%	63%	3%	6%	24%	33%
TOTALE (MLN euro)	2500	3.300	7.000	9.400				
TOTALE (GWh)					26.000	31.000	46.000	58.000
di cui fotovoltaico:								
MLN euro	303	744	4.000	6.000				
GWh					696	1.800	10.900	18.500
Incentivo fotovoltaico unitario (Euro/MWh)					435	413	367	324

Fonte: AEEG (2012), Relazione sullo stato dei mercati.

Fonti rinnovabili e incentivi in Italia nel 2009								
		Idroelettrico	Biomasse e rifiuti	Geotermico	eolico onshore	fotovoltaico	TOTALE	%
Feed-in tariff	energia incentivata (MWh)	316.635	411.749		298		728.682	2,85
	Incentivo totale (milioni)	42,59	69,93		0,06		113	4,27
	incentivo unitario Euro/MWh	134,52	169,83		217,45		154,49	149,99
CIP6	energia incentivata (MWh)	455.011	4.744.721	763.641	880.231		6.843.604	26,72
	Incentivo totale (milioni)	34,8	661,09	69,33	55,37		821	31,11
	incentivo unitario Euro/MWh	76,48	139,33	90,79	62,90		119,91	116,41
Feed-in premium	energia incentivata (MWh)					696.225	696.225	2,72
	Incentivo totale (milioni)					302,78	302,78	11,48
	incentivo unitario Euro/MWh					434,89	434,89	422,22
Certificati verdi	energia incentivata (MWh)	6.957.915	3.911.811	928.815	5.536.325	4.311	17.339.177	67,71
	Incentivo totale (milioni)	556,63	334,82	66,87	442,91	0,34	1.401,57	53,14
	incentivo unitario Euro/MWh	80	85,59	72	80	80	80,83	78,48
TOTALE	energia incentivata (MWh)	7.729.561	9.068.281	1.692.456	6.416.854	700.536	25.607.688(*)	
	%	30,18	35,41	6,61	25,06	2,74		
	Incentivo totale (milioni)	634,02	1.065,84	136,2	498,34	303,12	2.637,52	
	%	24,04	40,41	5,16	18,89	11,49		
	incentivo unitario Euro/MWh	82,03	117,53	80,47	77,66	432,70	103,00	
	%	79,64	114,11	78,13	75,40	420,09		

Fonte: Council of European Energy Regulators, Report on Renewable Energy Support, 2011.

(*) La produzione totale di energia nel 2009 era stata pari a 290 TWh, per cui la quota di energia incentivata era pari a 8,8%

Un recente studio della Commissione documenta che, **in generale**, i regimi **amministrati** (tariffa e premio) hanno avuto **più successo** dei regimi di **mercato** (certificati verdi), in termini sia di **efficacia** (adeguamento al target del 2020) sia di **efficienza** (convergenza del sostegno al costo effettivo di generazione).

In Italia e Regno Unito i certificati verdi hanno comportato **elevati livelli di sostegno** con risultati **non particolarmente soddisfacenti in termini di crescita** della generazione da fonti rinnovabili.

Peraltro, nell'esperienza italiana, il regime di **mercato** dei certificati verdi **non ha funzionato** in modo da inviare **segnali efficienti** al mercato:

- quando il prezzo ha subito una pressione verso l'alto per i ritardi nei nuovi investimenti, il Gestore del sistema è intervenuto in via amministrativa, incrementando l'offerta con propri certificati. Il prezzo di vendita del Gestore ha così funzionato da livello massimo di riferimento ("cap");
- l'elevato "cap" ha fatto cadere il valore dei certificati. Un nuovo prezzo amministrato è stato introdotto con una domanda "artificiale" del Gestore del sistema, il cui prezzo di acquisto ha funzionato da "floor".

Anche i **regimi amministrati** pongono problemi.

In Italia, il **CIP6** – oggi in progressivo esaurimento – ha operato come regime amministrato non diverso da una **feed-in tariff**. E' stato però particolarmente gravato dalla sua estensione alle fonti cosiddette **"assimilate"**.

Si ritiene che sia un vantaggio dei regimi **amministrati** l'essere **meno rischiosi** per gli investitori. **Tuttavia**, una volta fissati, restano **stabili** nel tempo ed eventuali revisioni si applicano solo ai nuovi investimenti. Questo può indurre **sovra incentivazione** o **sottoincentivazione**.

- nel **fotovoltaico**, gli incentivi sono stati fissati a livello elevato per una lunga durata, con possibili effetti di **sovra incentivazione**.

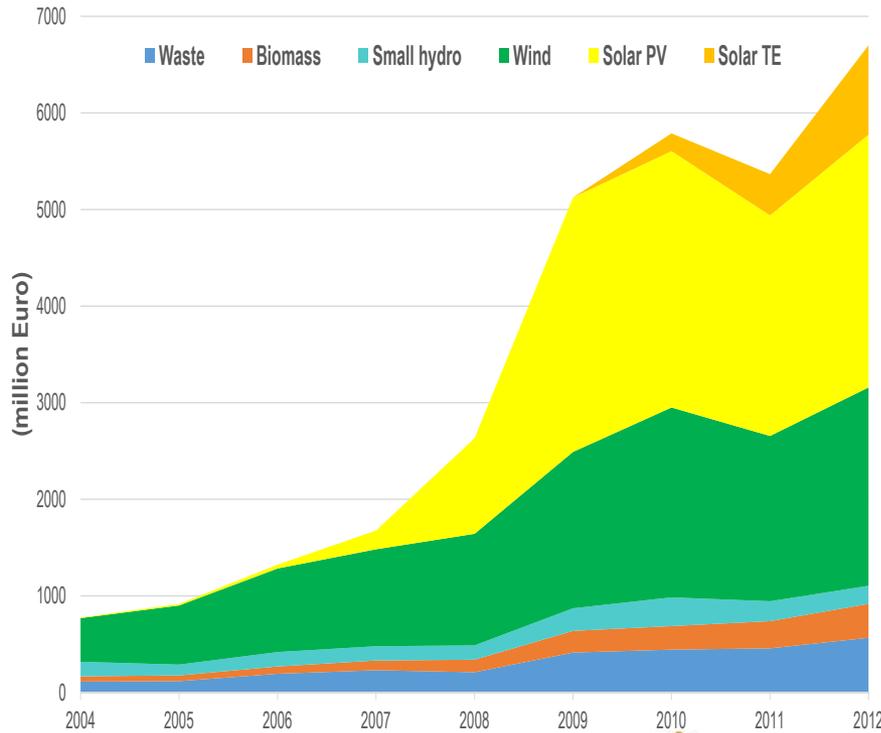
In ogni caso, soprattutto in un confronto tra Paesi, non basta limitarsi a un'analisi della portata incentivante intrinseca del sistema. Occorre anche considerare:

- (i) la presenza di **barriere amministrative**, diverse tra i Paesi;
- (ii) l'adeguamento delle **reti per l'integrazione** delle fonti rinnovabili;
- (iii) le **resistenze locali** alla realizzazione dei nuovi investimenti.

Costs

Evolution per technology

- Support for renewables (on top of energy market income)



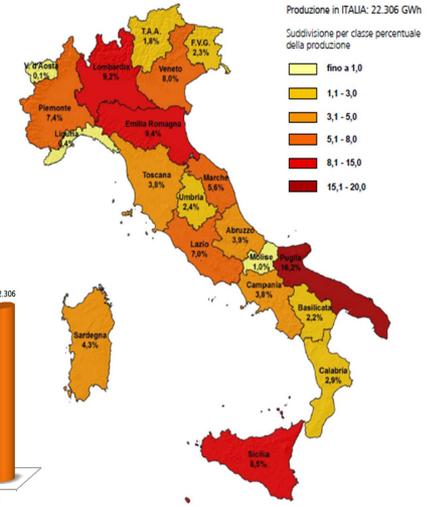
PRODUZIONE FV - DISTRIBUZIONE REGIONALE NEL 2014 ED EVOLUZIONE



Puglia leader

Seguono Lombardia, Emilia Romagna e Sicilia

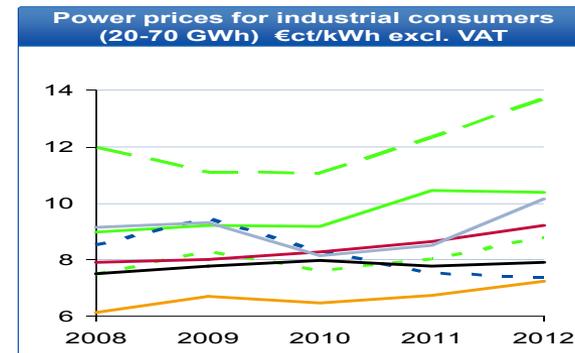
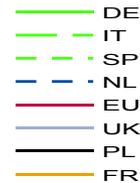
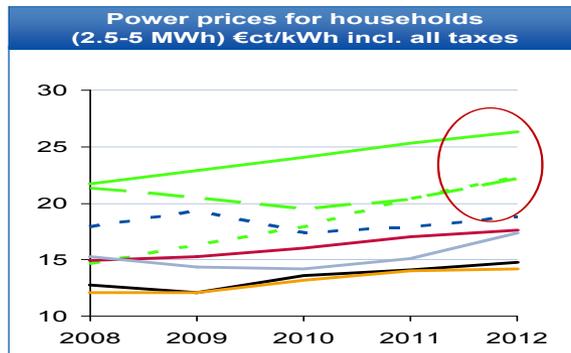
Ultime posizioni per Valle d'Aosta, Liguria e Molise



* Fonte GSE Rapporto Statistico 2014

- 14 -

Strong renewables programs are driving up consumer prices – both household and industry

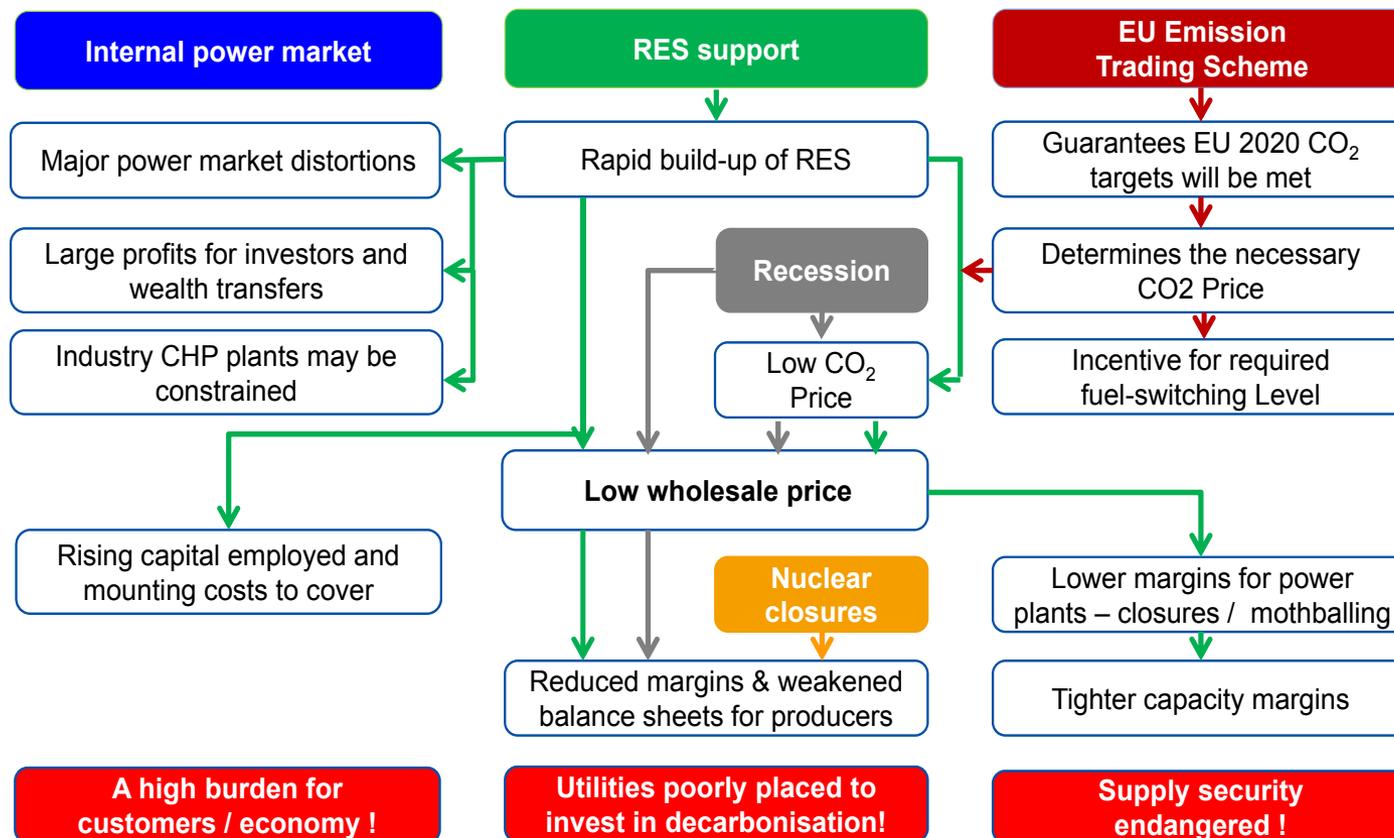


Note: In Spain (and also France) the full cost has not been transferred to customers – there are tariff deficits

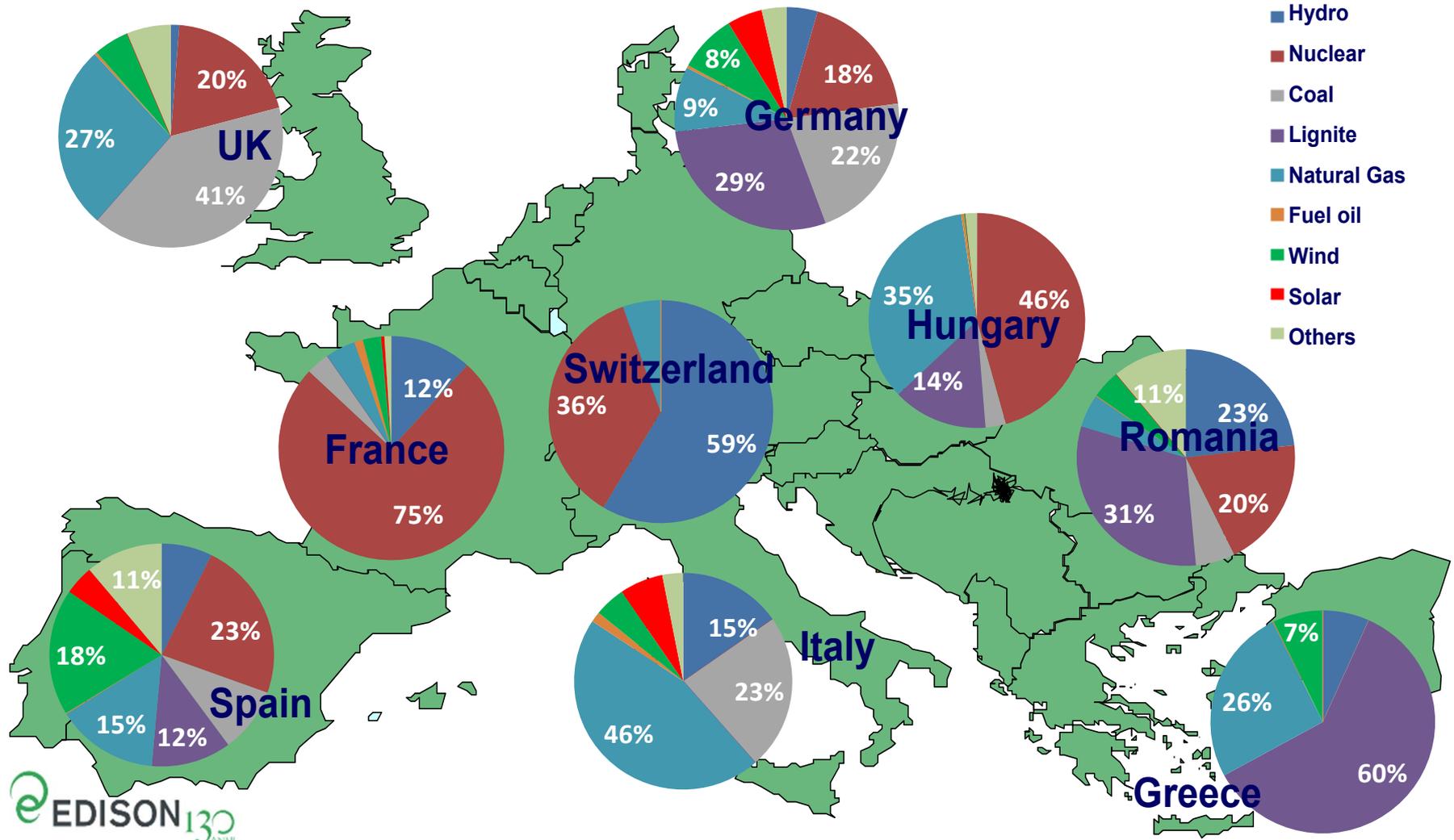
Oggi costo ricade su utenti finali. Due problemi:

1. E' possibile ridurre il costo degli incentivi sugli impianti già realizzati (Spagna)?
 - Nel processo di realizzazione della nuova capacità, in particolare per FV, gli operatori hanno definito il valore degli asset in funzione dei ricavi attesi dagli incentivi
 - Come queste rendite complessive si siano ripartite tra proprietari dei terreni, investitori, finanziatori e produttori dipende dalle diverse forme con cui il processo si è realizzato
 - Un taglio degli incentivi sugli impianti in essere ha effetti diversi a seconda dei casi, tra chi ha già incassato la rendita cedendo le attività, chi ha finanziato gli investimenti, chi si attende i ricavi dalla gestione degli impianti: problemi redistributivi e di stabilità degli operatori.
 - Occorre tuttavia chiedersi se un onere così elevato per molti anni sia sostenibile politicamente.
2. E' possibile allocare il costo non solo su consumatori?
 - Fiscalità generale: data evasione fiscale, non è ovvio che sia più equo
 - Generazioni future (debito pubblico) in varie forme, da intervento CDP a bonds: vincoli di finanza pubblica, equità intergenerazionale
 - Imprese FER: se il costo attuale non è politicamente sostenibile, potrebbe essere preferibile un compromesso in cui una parte delle rendite viene tagliata.

The implications of excessive renewables support in Germany and some other countries

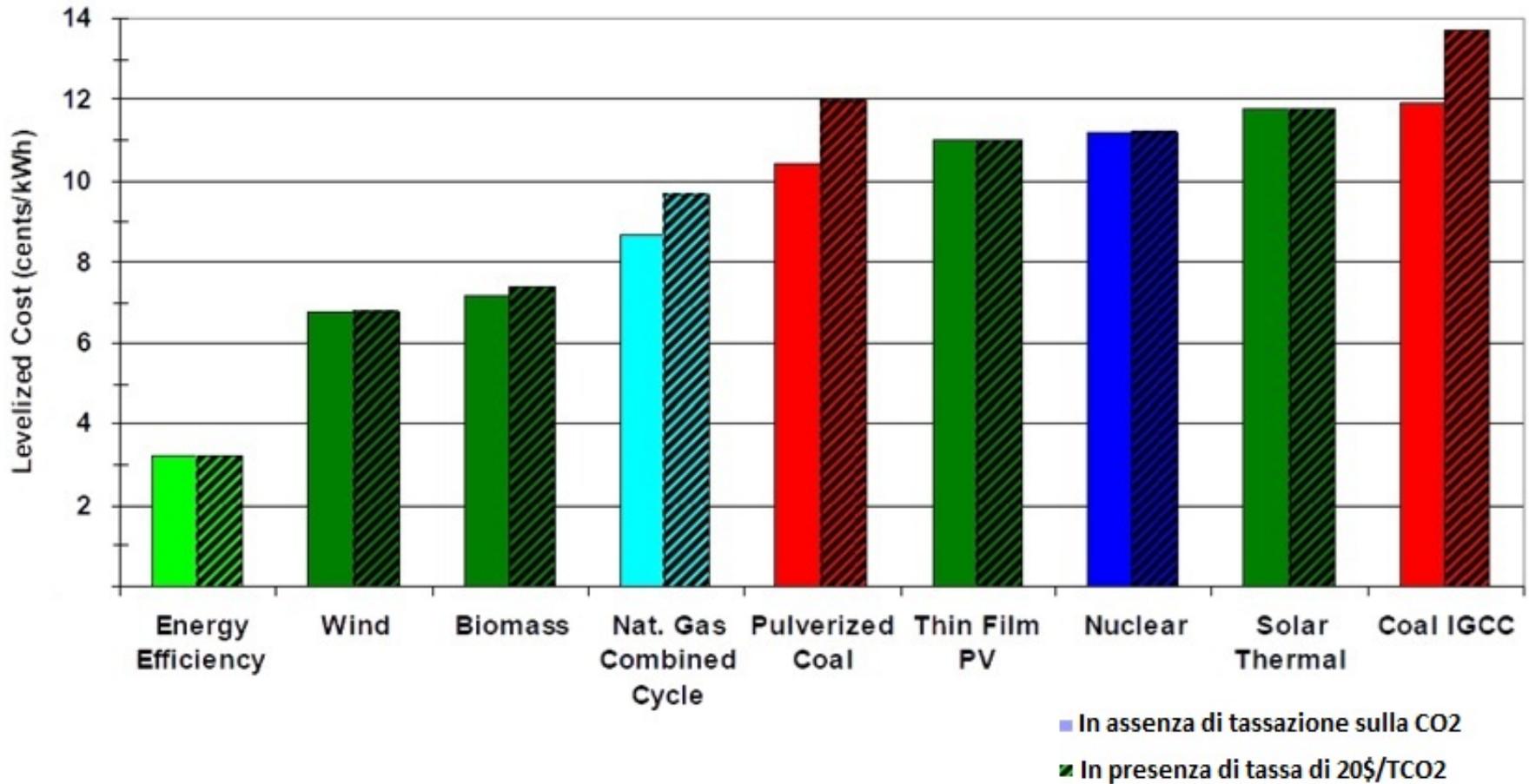


due to different fundamentals, which cannot be compensated for by market coupling

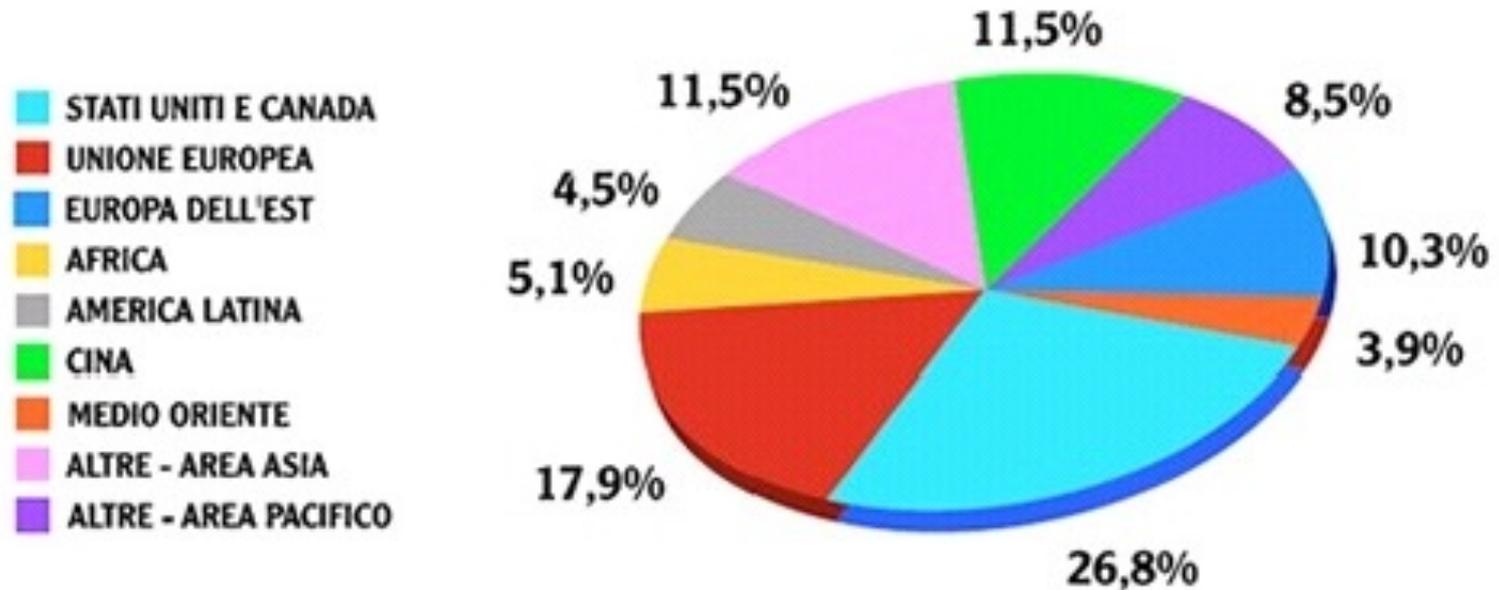


L'attuale sistema energetico - costi energetici

COSTO DEL KWH ELETTRICO DA VARIE FONTI



La disparità consumi di energia nel mondo



I CONSUMI DI ENERGIA NEL MONDO. I CONSUMI TOTALI DI ENERGIA NON SONO EQUAMENTE DISTRIBUITI FRATUTTI I POPOLI DELLA TERRA. IL CONSUMO MEDIO DI CIASCUN ABITANTE DEGLI STATI UNITI È DI 8 TONNELLATE EQUIVALENTI DI PETROLIO (TEP): 16 VOLTE PIÙ DEI CONSUMI MEDI DI UN ABITANTE DELL'AFRICA (FONTE: INTERNATIONAL ENERGY AGENCY 2003)

IEA: 2003

Usa: 8 TEP/anno a persona

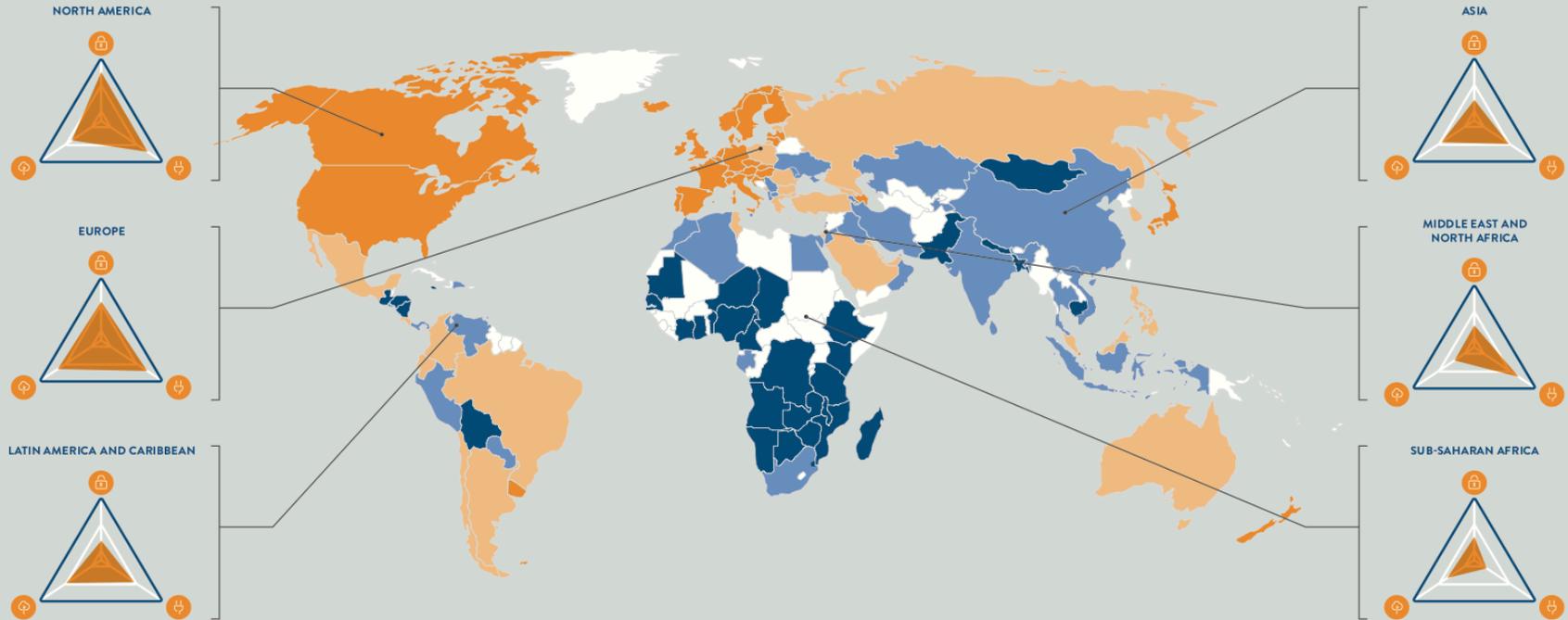
Italia: 3 TEP/anno a persona

Africa: 0,5 TEP/anno a persona



WORLD ENERGY TRILEMMA INDEX 2016: REGIONAL OVERVIEWS

COUNTRY PERFORMANCE



NORTH AMERICA

STRUGGLES WITH AGEING INFRASTRUCTURE AND EXTREME WEATHER

With 14% of total global greenhouse gas emissions stemming from North America, the region must improve environmental sustainability and update ageing energy infrastructure to strengthen resilience to emerging risks, including extreme weather events and cyber attacks.

Environmental sustainability is expected to improve significantly due to emission reduction measures such as the development of carbon capture, usage and storage technologies, and further diversification of the energy mix.

EUROPE

MANAGING THE ENERGY TRANSITION

Although European countries lead the 2016 Index, the region still faces the challenge of managing the energy security and affordability risks resulting from the energy transition.

To maintain a strong Trilemma performance, policymakers must focus on energy market design, regional markets, demand management, and designing an effective carbon price to successfully manage the challenging energy transition.

LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN

BUILDING RESILIENCE AND ENERGY EQUITY

The Latin America and Caribbean region must work on improving and maintaining its energy security by increasing the energy system's resilience to extreme weather events and improving energy equity.

Diversifying the energy supply with low-carbon sources such as solar and wind and increasing regional interconnection will be key to securing reliable supply. However, large-scale investments are required to finance the development of resilient energy infrastructure.

ASIA

DECREASING IMPORT DEPENDENCE IN THE FACE OF GROWING DEMAND

Asia faces the challenge of facilitating sustainable growth of its highly energy-intensive, emerging economies while managing increasing energy demand and growing energy import dependence.

Improvements on all three trilemma dimensions are possible by increasing the use of renewable energy sources, and by decreasing import dependence through reliable trade relationships and improved infrastructure.

MIDDLE EAST AND NORTH AFRICA

DIVERSIFYING AWAY FROM OIL AND GAS

The main challenges for the Middle East and North Africa (MENA) are high energy intensity, greenhouse gas emissions, and use of finite fossil fuel reserves. Combined with water scarcity concerns, these challenges, if not addressed, could threaten the region's energy security and environmental sustainability.

Many MENA countries are focused on improving energy efficiency and diversifying their economies and energy mixes through an increased use of solar and nuclear power. Significant changes to the region's trilemma performance are likely to show towards the 2020s and 2040s.

SUB-SAHARAN AFRICA

UNLOCKING RESOURCES AND RENEWABLES POTENTIAL

Sub-Saharan Africa is challenged by the world's lowest levels of energy access and commercial energy use, despite a rich endowment in resources and high renewables potential.

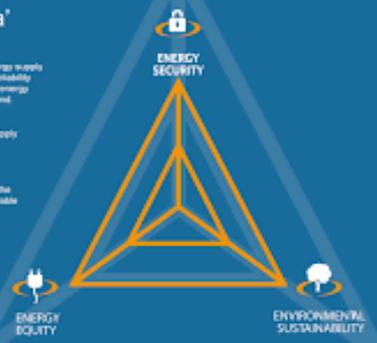
Stable and widely accessible energy supply could act as a catalyst for regional economic development. To unlock the region's resource potential and meet future energy demand, the region must attract investment, build institutional capacity and improve its grid and off-grid energy supply.

Balancing the 'Energy Trilemma'

Energy Security
The effective management of primary energy supply from domestic and external sources, the reliability of energy infrastructure, and the ability of energy providers to meet current and future demand.

Energy Equity
Accessibility and affordability of energy supply across the population.

Environmental Sustainability
Encompasses the achievement of supply- and demand-side energy efficiencies and the development of energy supply from renewable and other low-carbon sources.



WORLD ENERGY COUNCIL | ENERGY TRILEMMA INDEX

ABOUT THE ANNUAL ENERGY TRILEMMA INDEX

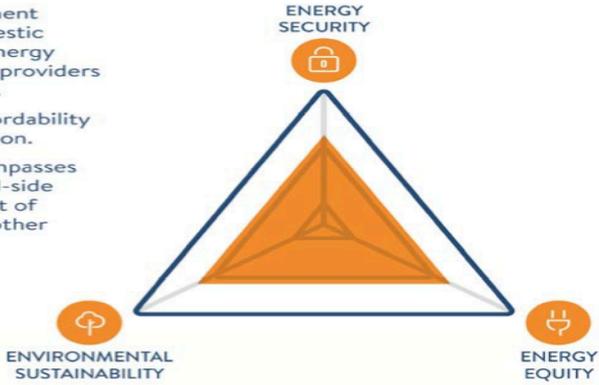
The World Energy Council's definition of energy sustainability is based on three core dimensions – energy security, energy equity, and environmental sustainability. Taken together, they constitute a 'trilemma', and achieving high performance on all three entails complex interwoven links between public and private actors, governments and regulators, economic and social factors, national resources, environmental concerns, and individual behaviours.

FIGURE 2: THE THREE DIMENSIONS OF THE ENERGY TRILEMMA

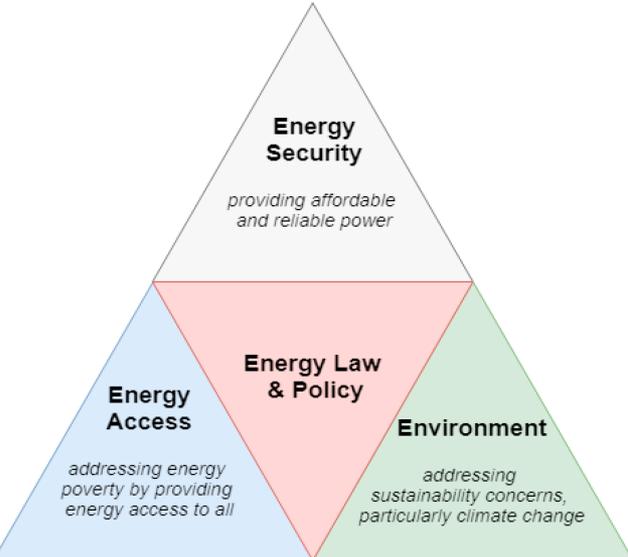
Energy security: Effective management of primary energy supply from domestic and external sources, reliability of energy infrastructure, and ability of energy providers to meet current and future demand.

Energy equity: Accessibility and affordability of energy supply across the population.

Environmental sustainability: Encompasses achievement of supply- and demand-side energy efficiencies and development of energy supply from renewable and other low-carbon sources.



Source: World Energy Council/Oliver Wyman, 2016



The Energy Trilemma Index quantifies the energy trilemma and comparatively ranks 125 countries in terms of their ability to provide a secure, affordable, and environmentally sustainable energy system. In addition, countries are awarded a balance score that highlights how well the country manages the trade-offs between the three energy trilemma dimensions and identifies top performing countries with a triple-A score.

The Index rankings are based on a range of data sets that capture both energy performance and the context of that energy performance. Energy performance indicators consider supply and demand, the affordability of and access to energy, and the environmental impact of a country's energy production and use. The contextual indicators consider the broader circumstances of energy performance including a country's ability to provide coherent, predictable and stable policy and regulatory frameworks, initiate research, development and demonstration (RD&D) and innovation, and attract investment.

Prepared annually by the World Energy Council in partnership with global consultancy Oliver Wyman, along with the Global Risk Centre of its parent Marsh & McLennan Companies since 2010, the Index methodology was updated and revised in 2016 to capture

TOP 10 OVERALL RESULTS

1. Switzerland
2. Sweden
3. Denmark
4. United Kingdom
5. Finland
6. France
7. Austria
8. Luxembourg
9. Germany
10. New Zealand

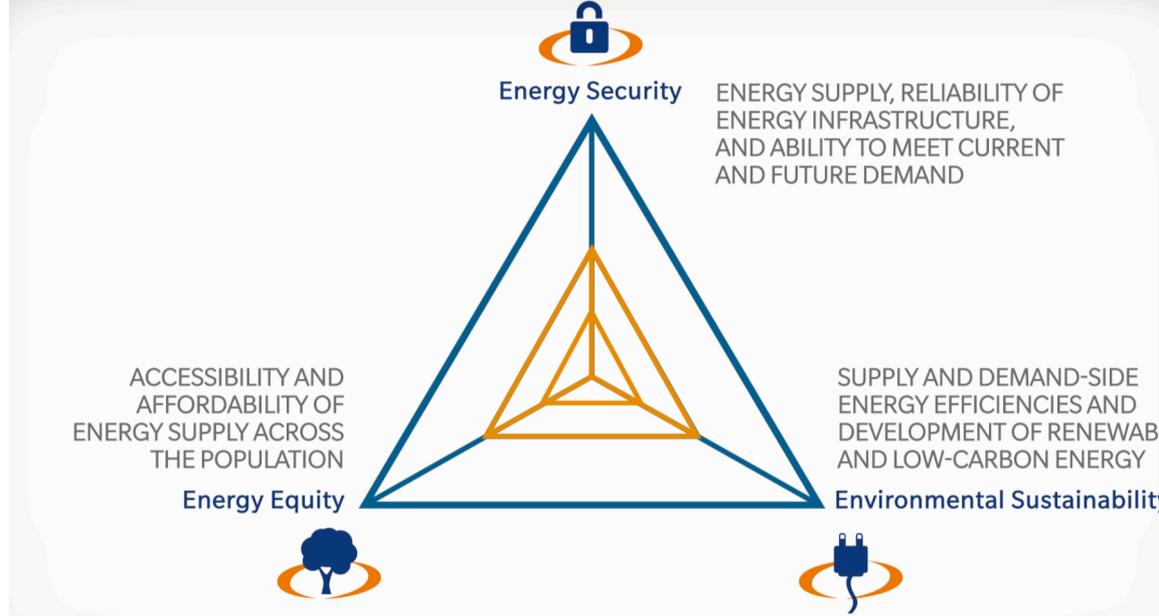
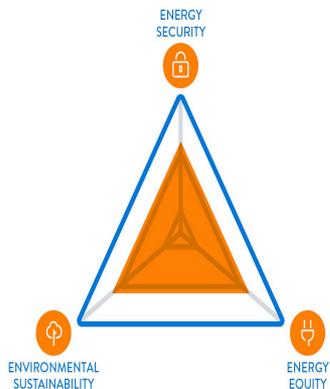


FIGURE 3: TOP 10 ENERGY TRILEMMA INDEX PERFORMERS OVERALL AND PER DIMENSION

TOP 10

2016 Trilemma Index

1. Denmark
2. Switzerland
3. Sweden
4. Netherlands
5. Germany
6. France
7. Norway
8. Finland
9. New Zealand
10. Austria

ENERGY SECURITY

1. Denmark
2. Slovenia
3. Finland
4. United States
5. Canada

6. Russian Federation
7. Germany
8. Nigeria
9. Netherlands
10. Sweden

ENVIRONMENTAL SUSTAINABILITY

ENERGY EQUITY

1. Philippines
2. Iceland
3. Switzerland
4. Norway
5. Costa Rica

6. Denmark
7. Ireland
8. Sweden
9. Singapore
10. Colombia

1. Luxembourg
2. Switzerland
3. Netherlands
4. Qatar
5. Czech Republic

6. Austria
7. Bahrain
8. United Kingdom
9. France
10. Denmark

Source: World Energy Council/Oliver Wyman, 2016

CHINA

TRILEMMA INDEX RANKINGS AND BALANCE SCORE

RANK

86

SCORE

BBD



	2015	2016	2017	Trend	Score
Overall rank and balance score	87	87	86	▶	BBD
Energy performance					
● Energy security	70	62	58	▲	B
● Energy equity	77	77	76	▶	B
● Environmental sustainability	116	117		▶	D
Contextual performance	63	62			

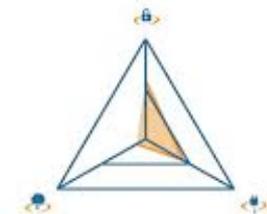
NORTH AMERICAN COUNTRIES

Canada (13)

United States (14)

Mexico (58)

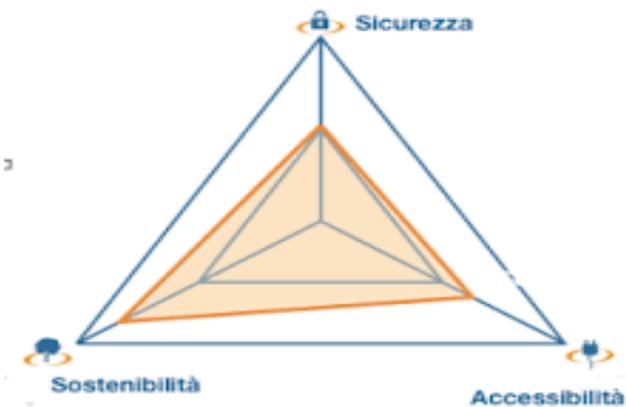
TRILEMMA BALANCE



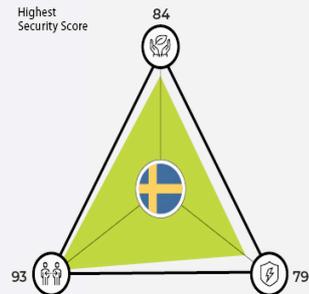
INDEX RANKINGS AND BALANCE SCORE

	2012	2013	2014	Trend	Score
Energy performance					
🔒 Energy security	92	92	89	→	B
♻️ Energy equity	73	73	74	→	C
🌱 Environmental sustainability	114	114	116	→	D
Contextual performance					
🏛️ Political strength	100	99	96	↓	
👥 Societal strength	88	88	83	↓	
💰 Economic strength	109	101	113	↓	
Overall rank and balance score	99	97	94	↓	BCD

Italy ENERGY TRILEMMA BALANCE

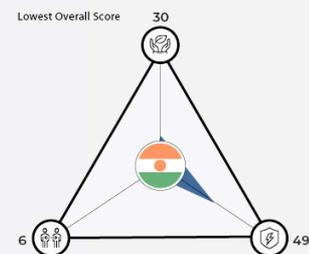


Highest Security Score



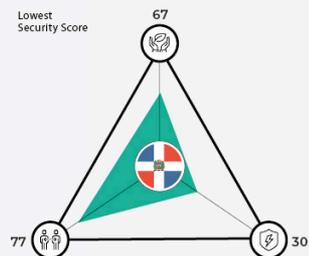
Sweden tops the energy security ranking, mostly due to a reduced dependence on imports, high diversity of supply and a very stable grid.

Lowest Overall Score



Despite Niger's significant natural energy resources, access to electricity remains a challenge. Almost 90% of the country's population accesses energy through the use of biomass (e.g. wood).

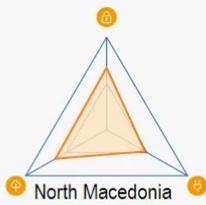
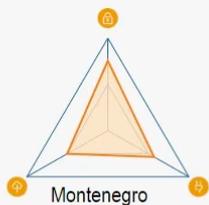
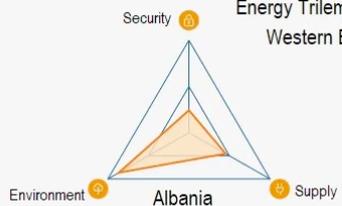
Lowest Security Score



Though Dominican Republic's security score has increased 60% since 2000, the country still experiences frequent electrical outages.

Energy Trilemma Index 2018

Western Balkans



Oil-producing states, for example, are increasingly exploring or actively enhancing solar power generation to reduce their reliance on fossil fuels. Congruently, large developing states in Asia are working on decreasing their import dependence through an increase in renewable energy sources.

However, while a more diversified energy mix will help to improve energy security, its positive effects may be stifled by the global increase in energy consumption. Total primary energy consumption has been increasing from 2.2 quadrillion Btu in 2008 to 2.4 quadrillion Btu in 2012. Globally, efforts to increase resource productivity and manage energy demand growth will be key in ensuring a balanced energy trilemma going forward.

PLACING COUNTRIES ON THE INDEX WATCH LIST

The watch list seeks to identify countries that are likely to experience significant changes – positive or negative – in their Trilemma Index performance in the near future. Due to constraints on the collection, processing, and dissemination of data, the goal of the watch list is to reflect developments in a country’s energy sector that are currently ongoing but are not yet captured in the Index.

TABLE 1: 2016 ENERGY TRILEMMA INDEX – POSITIVE WATCH LIST

Country	Rank	Score	Developments to watch
Chile	38	BBB	<ul style="list-style-type: none"> • Rapid growth of solar energy production • Planned infrastructure improvements
United Arab Emirates	43	BAD	<ul style="list-style-type: none"> • First nuclear power plant to come online in 2017 • Green growth strategy • Phasing out of gas and electricity subsidies
Ecuador	50	BBC	<ul style="list-style-type: none"> • Rapid expansion of hydroelectric power sector
Mexico	52	BBB	<ul style="list-style-type: none"> • Liberalisation of oil and gas markets • Transition to low-carbon economy
Philippines	61	BCA	<ul style="list-style-type: none"> • Energy Reform Plan to strengthen all three trilemma dimensions • Government is exploring the possibility of nuclear power generation
Bolivia	100	CCD	<ul style="list-style-type: none"> • Expansion of export capacity • Stepping up efforts to explore new gas resources and attract investment

Source: World Energy Council/Oliver Wyman, 2016

REGIONAL PROFILES

The variability in performance seen across the three dimensions of the Trilemma Index shows the degree to which the energy challenges faced by each country are unique. However, the transnational nature of both energy markets and environmental sustainability issues necessitates a view that extends past the country level. A comparison of key metrics across geographical regions and GDP groups (see Table 3) illustrates this point.

TABLE 3: COMPARISON OF KEY METRICS ACROSS GEOGRAPHICAL REGIONS AND GDP GROUPS

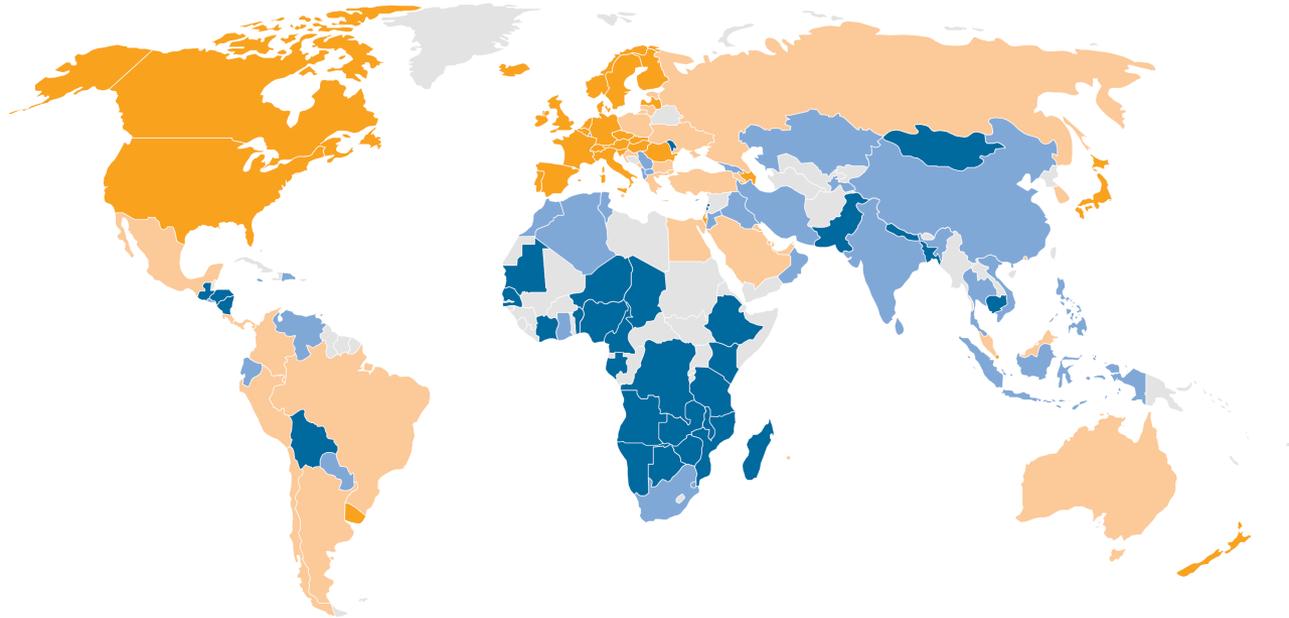
Geographical region	GDP per capita, PPP-US\$	Industrial sector (% of total GDP)	Population with access to electricity (%)	Access to clean cooking in rural areas (%)	Access to clean cooking in urban areas (%)	Household electricity prices (US\$/kWh)	Diversity of international energy suppliers (HHI)	Energy intensity (toe per US\$)	CO ₂ intensity (kCO ₂ per US\$)	Rate of transmission and distribution losses (%)	CHG emission growth rate 2010 – 2014 (%)
Asia	21,313	31.1	88	46	75	0.11	2,284	0.09	0.29	10.7	3.9
Europe	32,390	25.4	100	75	85	0.22	2,499	0.09	0.28	8.9	0.0
Lat. Am. & Caribbean	13,203	31.7	92	54	85	0.12	3,678	0.08	0.24	14.5	3.4
Middle East & N. Africa	37,417	46.2	97	94	95	0.12	2,325	0.08	0.35	12.1	4.7
North America	39,141	27.8	100	84	95	0.20	4,223	0.10	0.35	10.2	0.3
Sub-Saharan Africa	5,628	26.2	37	16	50	0.08	3,794	0.15	0.18	16.2	3.8
GDP group											
Group I	54,608	31.9	98	88	88	0.24	2,078	0.08	0.26	6.4	1.1
Group II	22,818	32.0	97	76	87	0.18	2,998	0.08	0.32	10.7	1.8
Group III	10,999	31.1	89	47	83	0.11	3,117	0.09	0.29	13.1	3.2
Group IV	3,360	24.7	47	13	49	0.08	3,463	0.16	0.19	18.1	4.3
Global average	22,937	30.1	84	57	78	0.18	2,920	0.10	0.27	11.9	2.5

Source: World Energy Council/Oliver Wyman, 2016

As shown in the World Energy Trilemma reports, energy leaders have emphasised the need to examine opportunities to adopt regionally coordinated approaches to energy resources, infrastructure and regulation. However, the disparities between and within regions make this a difficult task.



WORLD ENERGY TRILEMMA INDEX 2018: REGIONAL OVERVIEWS



COUNTRY PERFORMANCE

