

---

*IREX Annual Report 2017*

**L'industria elettrica italiana:  
rinnovabili, mercato e nuovi scenari**

*Alessandro Marangoni*

---

Roma, 11 aprile 2017



## ***Investimenti, strategie ed economics in Italia ed EU***

- *Gli investimenti italiani*
- *Le tendenze strategiche*
- *Le rinnovabili in Europa e le prospettive extra-europee*

## ***Rinnovabili e sistema elettrico italiano***

- *Rinnovabili e mercati elettrici*
- *L'adeguatezza del sistema*

## ***Mercato elettrico, consumatori e innovazione***

- *L'evoluzione del mercato*
- *Consumatori, tariffe e tecnologia*

## ***Gli scenari italiani al 2030***

- *Le ipotesi evolutive al 2030*
- *Alcuni indirizzi per la nuova SEN*

## Gli investimenti italiani

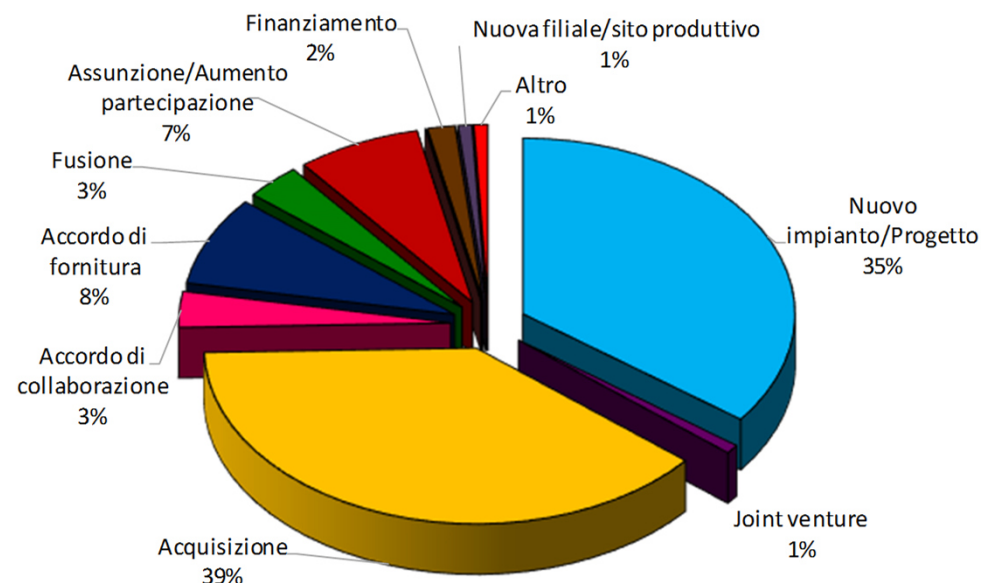
### Key figures

**7,2 miliardi €** investimenti utility scale (-27% su 2015)

**6,8 GW** di potenza (+11% su 2015)

### Main Trends

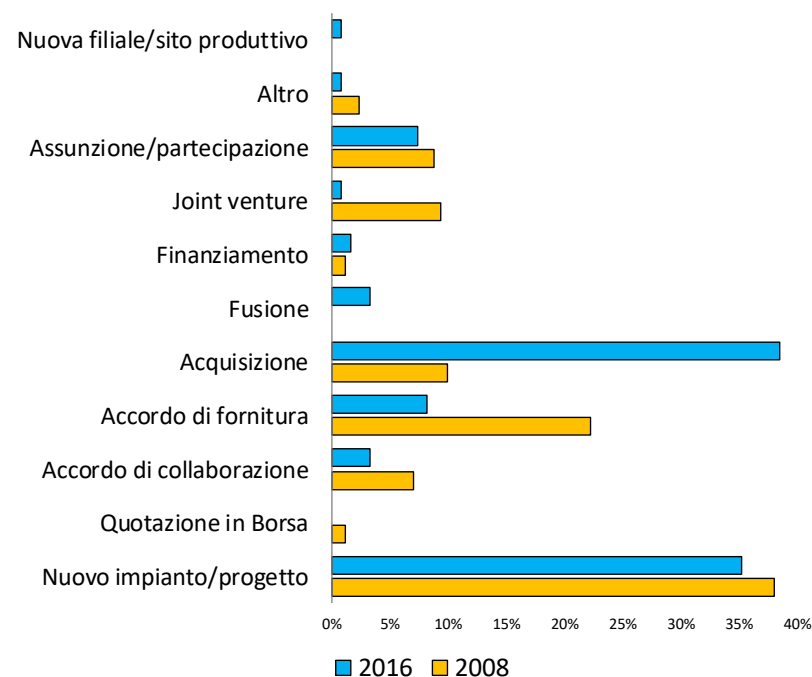
- Le acquisizioni sorpassano i nuovi impianti/progetti
- 395 MW di PV Utility scale passati di mano nel 2016
- Nuovi impianti all'estero sono il 90% dei MW



## Il settore in un decennio è cambiato ...

Il peso delle acquisizioni **quadruplica**,  
calano di poco i nuovi impianti

La quota di operazioni di M&A passa  
dal **35** (2008) al **53%** (2016)



## ... così come l'arena competitiva

- Il settore si consolida: TOP 10 Italia sono **32%** delle operazioni, **72% dei MW** e **74% degli investimenti**
- Pure Renew sempre protagoniste, ascesa dei player finanziari (da **8** a **16%**)
- Installatori e Tech in calo dopo boom di installazioni in Italia

## Le tendenze strategiche

### *Player finanziari*



Operazioni M&A con almeno un investitore finanziario sono **44%**, per **1,3 GW** e **1,6 mld €**

Anno	MW	Quota su installato utility-scale
2013	984	28,5%
2016	1737	41,8%

### *Efficienza energetica*



**13%** delle operazioni, **1/3** sono **acquisizioni**, pure renewable + attive (**55%**)

### *Internazionalizzazione*



Operazioni all'estero, **4,9 GW** (72%) e **4,6 mld €** (64%), prevalenza delle Americhe

### *Integrazione value chain*



Piccole-medie pure renewable acquisiscono **società di vendita** di energia elettrica e gas

## Le rinnovabili in Europa

### Top 20 utility europee

**Maggiori 20 utility europee** coprono ~ 67% della capacità netta di generazione e 50% di quella rinnovabile installata in Europa

Le imprese hanno quasi tutte visto crescere la propria quota di rinnovabili

Per 30% utility le rinnovabili sono almeno 50% della potenza installata nel 2016

Per la maggior parte, il mercato domestico è quello europeo

Azienda	Sede	Anno	Potenza (GW)	% FER
A2A	Italia	2010	6,50	32%
		2015	10,40	45%
Alpiq	Svizzera	2010	6,56	49%
		2016	5,94	50%
Cez Group	Rep. Ceca	2010	15,02	16%
		2015	17,70	19%
DONG Energy	Danimarca	2010	7,40	46%
		2016	9,60	50%
EDF	Francia	2011	133,90	19%
		2015	134,20	22%
Edp	Portogallo	2010	21,99	60%
		2015	24,00	71%
EnBW	Germania	2010	15,50	20%
		2015	12,93	24%
Enel	Italia	2010	97,28	36%
		2016	82,68	43%
Engie	Francia	2010	112,60	21%
		2015	117,13	22%
E.ON	Germania	2010	68,48	15%
		2015	46,48	17%
Fortum	Finlandia	2010	14,11	33%
		2015	13,69	34%
Gas Natural Fenosa	Spagna	2010	17,33	17%
		2015	15,49	22%
Iberdrola	Spagna	2010	44,99	50%
		2015	46,47	56%
PGE	Polonia	2010	12,20	16%
		2015	10,64	15%
RWE-Innogy	Germania	2010	52,21	6%
		2015	48,05	9%
SSE	UK	2010	11,30	21%
		2015	11,73	22%
Statkraft	Norvegia	2010	16,01	83%
		2015	16,92	85%
Tauron	Polonia	2009	5,60	2%
		2015	5,10	9%
Vattenfall	Svezia	2010	39,92	34%
		2015	38,81	36%
Verbund	Austria	2010	9,34	75%
		2015	9,30	88%

## Gli economics in Europa

### Main Trends

- Scenari legislativi ed economici divergenti per PV ed eolico
- Prezzi elettrici in calo
- Fase di mutamento per i sistemi incentivanti

### Eolico

- Eolico ancora profittevole:  
LCOE medio 45,4 €/MWh
- UK, Francia, Austria e Germania i più redditizi
- Italia e Polonia penalizzate da burocrazia e costi del capitale

Paese	LCOE (€/MWh)	LEOE (€/MWh)	Δ (€/MWh)	Δ %
Austria	45,0	62,9	17,9	40%
Danimarca	37,0	37,9	0,9	2%
Francia	39,1	59,0	19,9	51%
Germania	40,3	55,6	15,3	38%
Italia	68,6	63,2	-5,4	-8%
Paesi Bassi	36,6	40,9	4,3	12%
Polonia	58,5	56,5	-2,0	-3%
Svezia	37,9	39,3	1,4	4%
UK	45,8	72,0	26,2	57%
<b>MEDIA</b>	<b>45,4</b>	<b>54,1</b>	<b>8,7</b>	<b>21%</b>

## Fotovoltaico

Paese	Taglia impianto	LCOE (€/MWh)	LEOE (€/MWh)	Δ (€/MWh)	Δ%	
Austria	100 kW	96,4	64,6	-31,8	-33,0%	
Francia	100 kW	Nord	107,9	114,7	6,8	6,3%
		Sud	83,9	114,7	30,8	36,7%
Germania	10 kW	106,9	112,7	5,8	5,4%	
	100 kW	86,5	98,4	11,9	13,8%	
Paesi Bassi	100 kW	96,3	79,3	-17,0	-17,7%	
UK	10 kW	122,4	103,6	-18,8	-15,4%	
	50 kW	109,4	103,6	-5,8	-5,3%	
Francia	1 MW	Nord	79,5	59,6	-19,9	-25,0%
		Sud	66,0	59,6	-6,4	-9,7%
Germania	1 MW	82,3	67,2	-15,1	-18,3%	
Polonia	1 MW	91,3	61,6	-29,7	-32,5%	
UK	1 MW	96,3	87,9	-8,4	-8,7%	

- costi sempre più competitivi ...
- Termine delle politiche di sostegno e saturazione del segmento utility scale frenano lo sviluppo del PV
- Francia e Germania i più interessanti per le installazioni medio-piccole

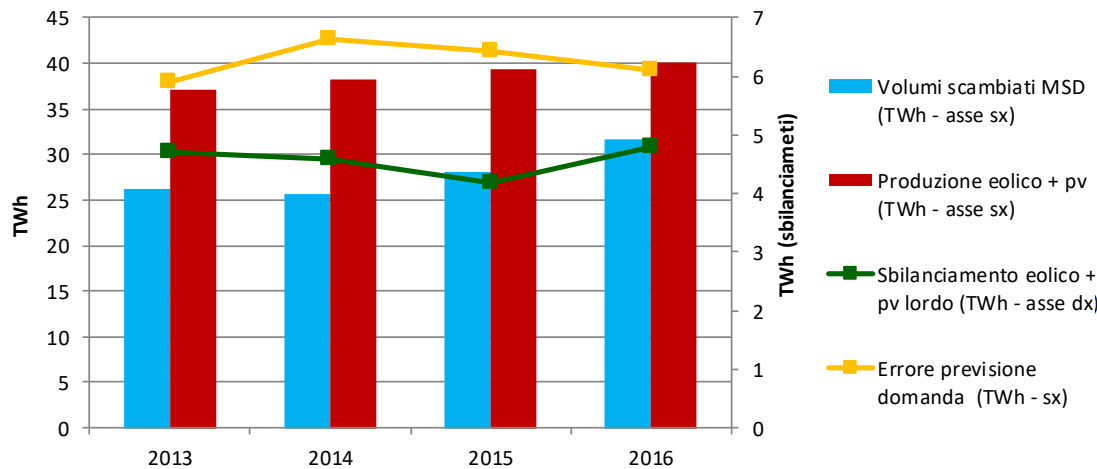
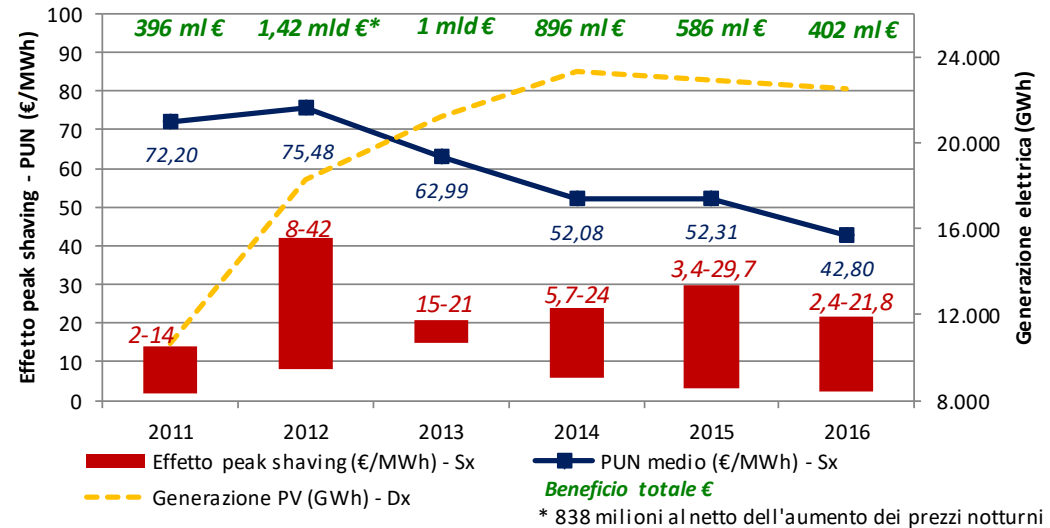
## Main trends

- PV di piccola taglia ancora attrattivo in alcuni Paesi
- Utility scale poco conveniente, ma ...
- ... ripresa sviluppo con aste in Germania e Francia e ...
- In futuro aste per il fotovoltaico utility scale anche in Italia?



# Rinnovabili e mercati elettrici

- Peak Shaving PV: 402 mln €
- Diminuzione del 31,4% sul 2015, l'effetto prosegue
- 2016: PUN ai minimi storici e calano anche i consumi

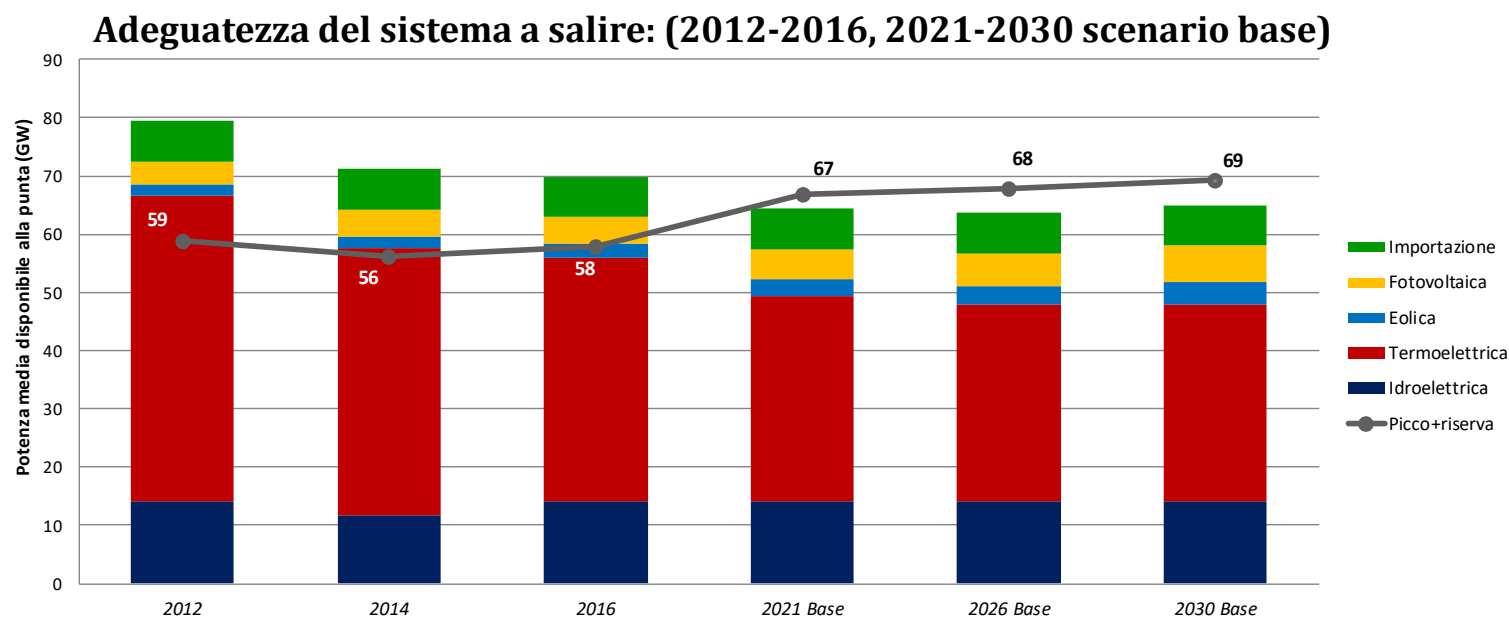


- 9,9% l'impatto delle FRNP sul MSD
- Crescono sia i volumi sul MSD che gli sbilanciamenti
- 2016 caratterizzato da eventi straordinari

## L'adeguatezza del sistema

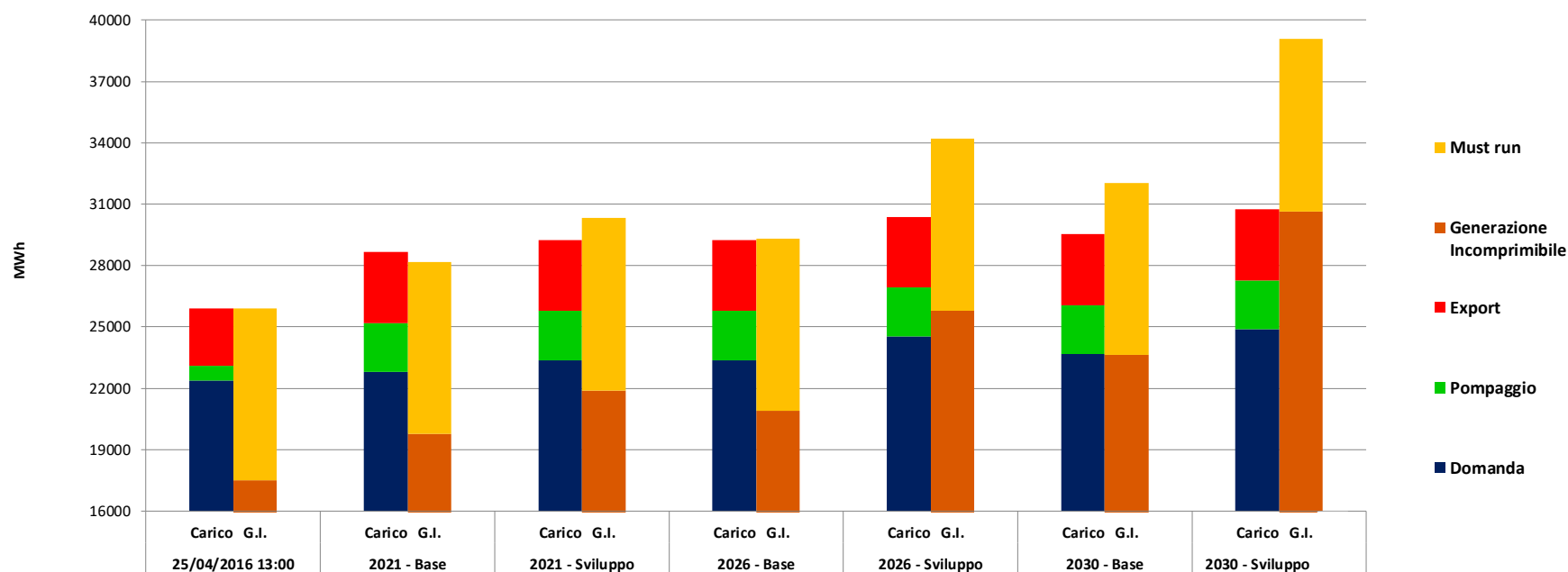
### A salire

- 12 GW di dismissioni del termoelettrico tra il 2016 e il 2030
- Nel 2016: 62,9 GW disponibili alla punta a fronte di 57,9 GW di fabbisogno (compresa la riserva): 5 GW di margine (+6,9 import)
- Criticità nel breve, medio e lungo periodo, ma lo squilibrio si riduce nello scenario sviluppo e con le interconnessioni in progetto



## A scendere

- Scenario base: nessuna criticità breve-medio periodo, difficoltà al 2030
- Scenario sviluppo: diverse criticità su tutto l'arco temporale
- Possibili risoluzioni grazie alle future connessioni con l'estero e con la riforma del mercato elettrico (MSD)



## L'evoluzione del mercato

- **Driver:** integrazione FER nel sistema e Target Model europeo



- Riforma MSD: apertura a FRNP e Generazione Distribuita
- Disciplina sbilanciamenti tra aggiustamenti regolazione esistente e prossima consultazione sul modello nodale
- Winter package orienta FER verso approccio di mercato: rimozione priorità di dispacciamento e prezzi negativi
- Capacity market aperto a domanda e FER (non incentivate), ma mancano ancora molti dettagli implementativi

## Consumatori, tariffe e tecnologia

- Evoluzione mercato retail
- Riforma tariffaria: superare progressività, modifica struttura della bolletta (componenti fisse/variabili) e elettrificazione dei consumi
- Digitalizzazione per abilitare il consumatore a un ruolo attivo nel sistema: prosumer, smart meter 2G e Controllore Centrale Impianto
- L'aggregatore per la gestione dei portafogli di produzione e consumo su MSD ... anche per retail?
- Nuovi attori, tecnologie e business model con nuova offerta elettrica. P.e. O&M impianti e gestione di nuove risorse abilitate a MSD



*Digitalizzazione del cliente retail rivoluzionerà il sistema elettrico*

## Le ipotesi evolutive al 2030

Centrati i Target 2020 grazie all'elettrico (FER al 34% dei CFL nel 2016)

Nuovi obiettivi  
al 2030

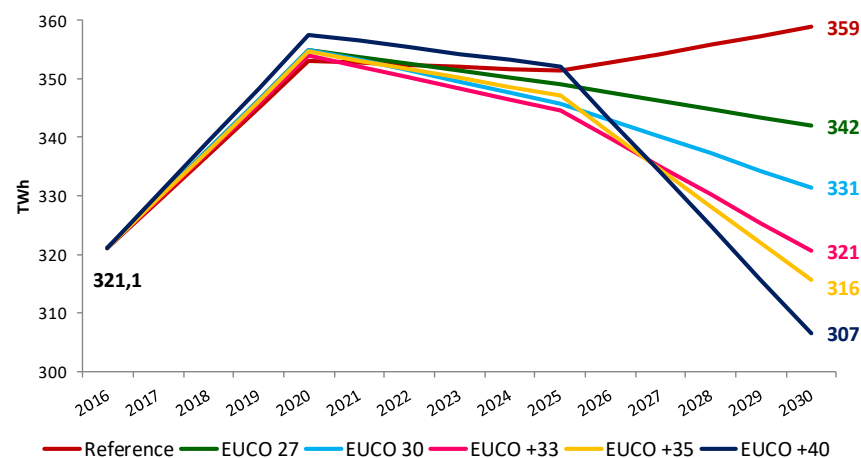


45% consumi elettrici  
da FER (indicativo)

*Efficienza energetica  
ha ruolo cruciale*



I diversi obiettivi impattano sui consumi  
( $\Delta$  52 TWh tra ipotesi reference e 40%)

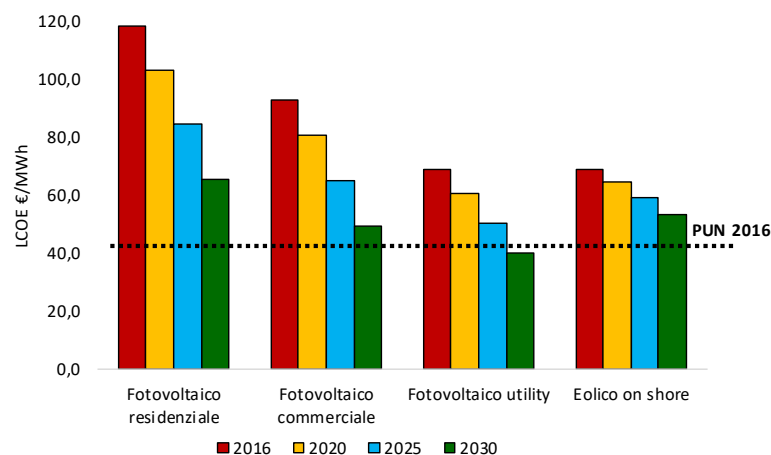


## Le ipotesi evolutive al 2030

*Costi di generazione  
in discesa*



PV Utility a **40 €/MWh** nel 2030  
LCOE Wind da **68,6** a **53 €/MWh**



*Prezzi elettrici  
in lieve ripresa*



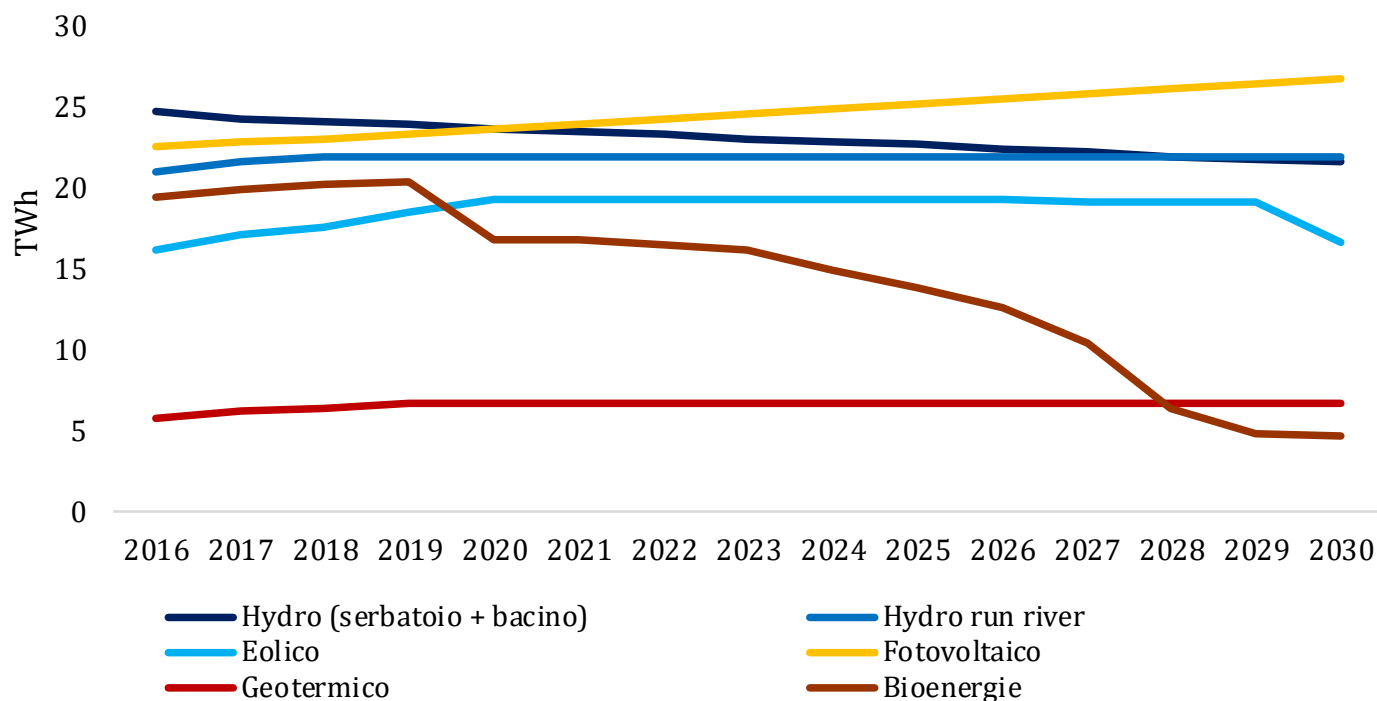
PUN 2030 a **55 €/MWh**, grazie a revisione  
ETS e riduzione overcapacity (ipotesi base)

**Scenario no-action**

	2016		No-action	
<b>Consumi finali lordi - CFL (TWh)</b>	<b>321</b>		<b>359</b>	
	<b>TWh</b>	<b>GW</b>	<b>TWh</b>	<b>GW</b>
Eolico	16,3	9,5	16,7	9,1
Fotovoltaico	22,5	19,3	26,8	23,5
Idroelettrico	24,8	13,2	21,6	13,2
Idroelettrico run river	21,1	5,4	22,0	5,6
Geotermico	5,9	0,8	6,7	0,9
Bioenergie	19,5	4,2	4,7	1,3
<b>TOTALE FER</b>	<b>110,1</b>	<b>52,3</b>	<b>98,5</b>	<b>53,5</b>
Termoelettrico	169,4	58,4	124,1	46,4
Import/export	37,0	-	136,2	-
<b>% FER su CFL</b>	<b>34,3%</b>		<b>27,5%</b>	

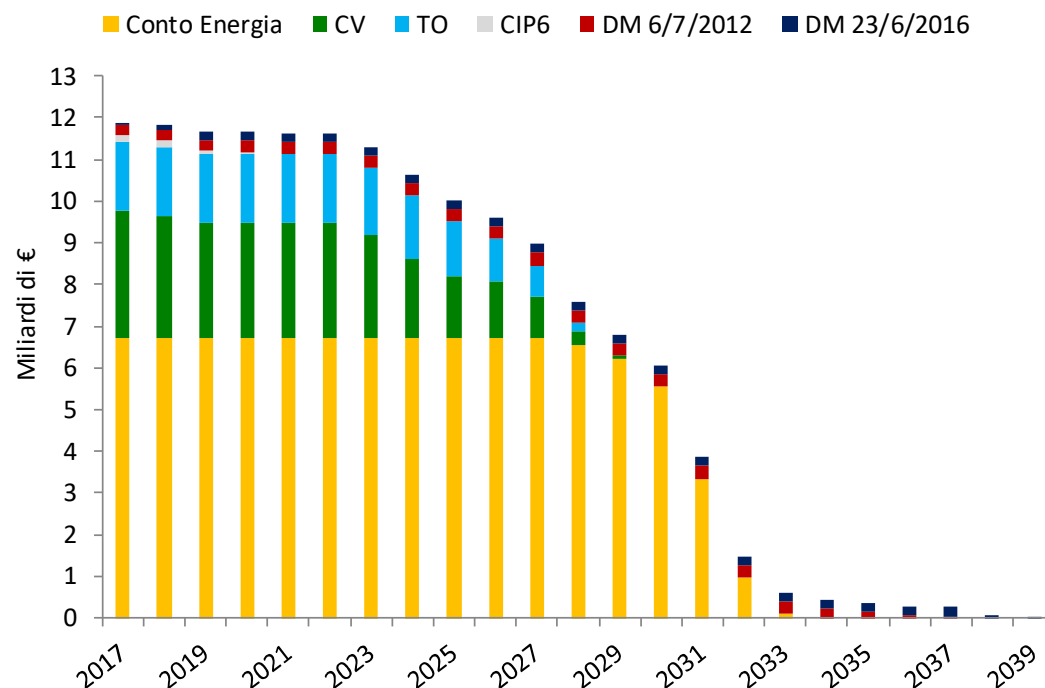
- Senza nuove misure Italia lontana dai Target UE (27,5% vs 34,3% 2016)
- Capacità parco impianti inadeguata con conseguente aumento import



**Scenario no-action**

- Senza nuove misure Italia lontana dai Target UE (27,5% vs 34,3% 2016)
- Capacità parco impianti inadeguata con conseguente aumento import
- Calano eolico, idroelettrico e biomasse in uscita da regimi di sostegno

## Scenario no-action



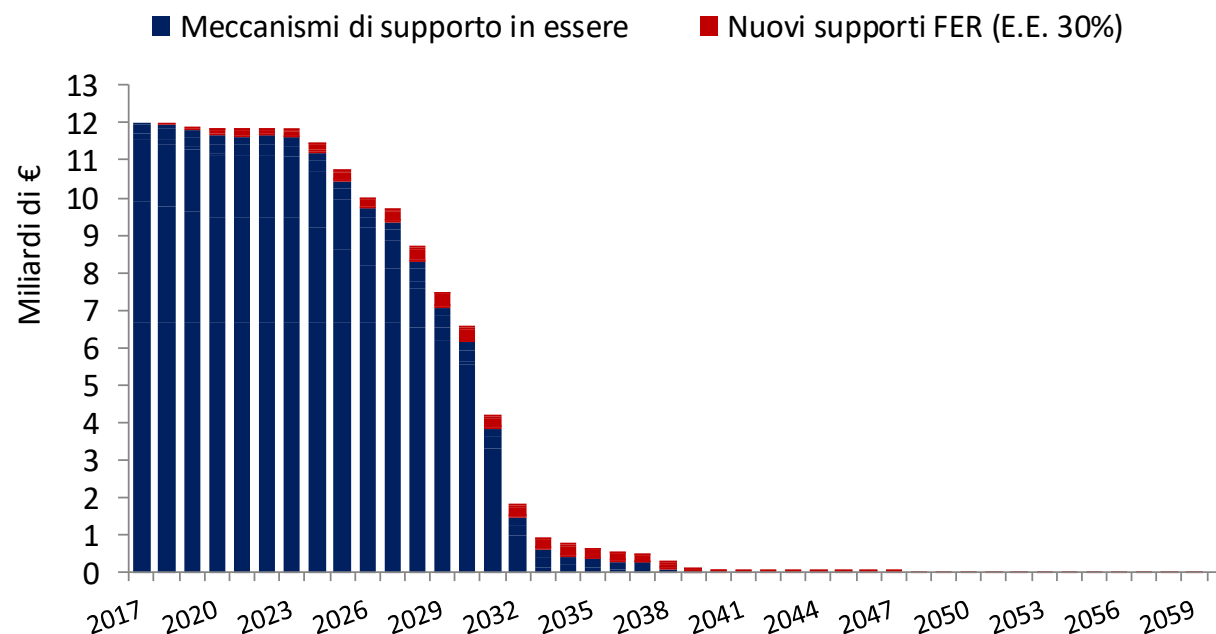
- Senza nuove misure Italia lontana dai Target UE (27,5% vs 34,3% 2016)
- Capacità parco impianti inadeguata con conseguente aumento import
- Calano eolico, idroelettrico e biomasse in uscita da regimi di sostegno
- Alleggerimento contatore oneri (6,1 mld € al 2030)

## Scenari sviluppo FER 45%

	Reference		E.E. 30%		E.E. 33%	
Consumi finali lordi - CFL (TWh)	359		331		321	
	TWh	GW	TWh	GW	TWh	GW
Eolico	38,4	20,0	38,4	20,0	34,4	18,0
Fotovoltaico	46,3	36,9	34,1	28,4	33,1	27,7
Idroelettrico	27,4	13,2	27,4	13,2	27,4	13,2
Idroelettrico run river	22,0	5,6	22,0	5,6	22,0	5,6
Geotermico	6,7	0,9	6,7	0,9	6,7	0,9
Bioenergie	20,8	4,3	20,8	4,3	20,8	4,3
<b>TOTALE FER</b>	<b>161,5</b>	<b>80,8</b>	<b>149,3</b>	<b>72,3</b>	<b>144,3</b>	<b>69,6</b>
Termoelettrico	124,1	46,4	124,1	46,4	124,1	46,4
Import/export	73,3	-	58,1	-	52,1	-
<b>% FER su CFL</b>	<b>45,0%</b>		<b>45,0%</b>		<b>45,0%</b>	

- Revamping eolico, hydro e sostegno bioenergie: **+31 TWh**
- Nuova capacità wind: **4,4-6,4 GW** (limite teorico)
- Aste PV Utility: **3,4-8,7 GW** oltre a crescita taglie inferiori
- Diverse simulazioni load factor termoelettrico ↔ import/export

## Scenari sviluppo FER 45%



- Revamping eolico, hydro e sostegno bioenergie: **+31 TWh** **207 ml€/anno**
- Nuova capacità wind: **4,4-6,4 GW** (limite teorico) **18-30 ml€/anno**
- Aste PV Utility: **3,4-8,7 GW** oltre a crescita taglie inferiori **6-65 ml€/anno**
- Diverse simulazioni load factor termoelettrico ↔ import/export

**➔ Spesa media annua aggiuntiva: 231-302 mln € (vs 12 mld oggi)**

## Alcuni indirizzi per la nuova SEN

- Gli obiettivi europei al 2030 richiedono un **nuovo ciclo di investimenti** nelle FER
- **Efficienza energetica leva fondamentale** per centrare i nuovi target
- **Capacità termoelettrica necessaria** nel mix italiano per garantire adeguata capacità
- **Politiche per il rinnovamento** consentono aumento della produzione verde a costi contenuti
- **Aste per eolico e PV utility** (contract for difference), **supporto a taglie minori** con strumenti indiretti

---

© Copyright Althesys 2017. Tutti i diritti riservati.

E' vietata la riproduzione, totale o parziale, in qualsiasi forma senza autorizzazione scritta.

[alessandro.marangoni@althesys.com](mailto:alessandro.marangoni@althesys.com)



Via Larga, 31 - 20122 Milano  
Tel: +39 02 5831.9401 - Fax: +39 02 5830.1281

[www.althesys.com](http://www.althesys.com)