

Il punto sull'eolico

Ottobre 2017

studi@gse.it



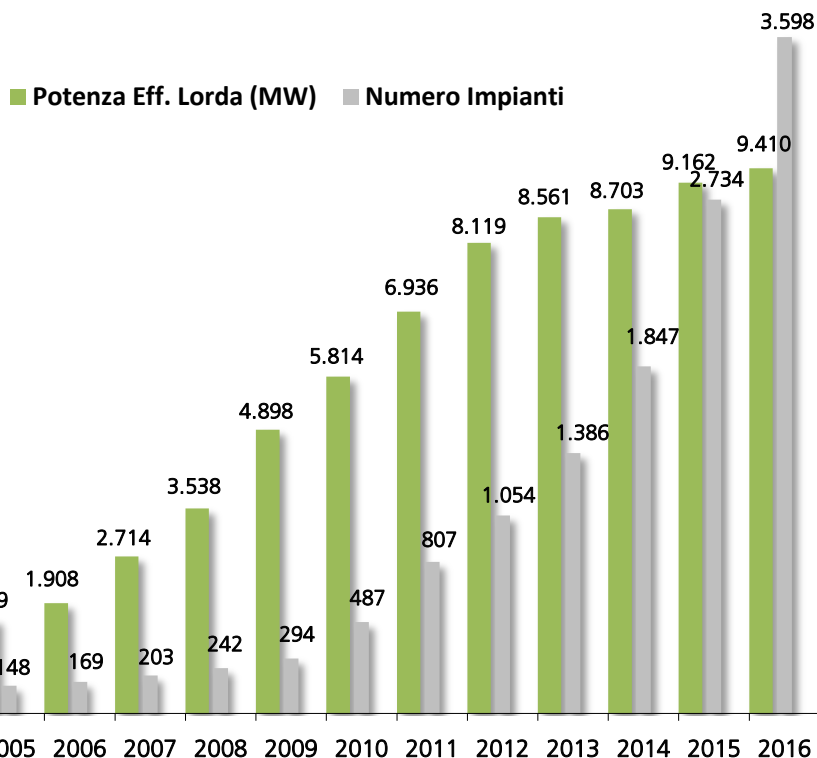
- L'analisi condotta si propone di fare il **punto sull'energia eolica in Italia**, con particolare riferimento agli **impianti incentivati**.
- In primo luogo si è tracciata l'evoluzione degli impianti incentivati, evidenziando la **rilevante crescita di impianti di piccola taglia negli ultimi 3 anni**, sia pure **in termini di potenza permanga una netta prevalenza di grandi impianti principalmente incentivati ex-CV**.
- Sono quindi stati approfonditi alcuni aspetti tecnico-economici, in particolare la producibilità e i costi di investimento. Quanto alla **producibilità**, l'analisi ha evidenziato le **buone performance dei grandi impianti**, mentre il **mini eolico mostra producibilità molto variabile ma in media moderata, sia pure in miglioramento**. I **costi di investimento**, in larga parte dovuti agli aerogeneratori, risultano sensibilmente **decrementi all'aumentare della taglia** di impianto. Tale aspetto si riflette sul **costo di generazione**, dove la minor producibilità dei piccoli impianti accentua ulteriormente le **differenze tra le taglie**.
- Dopo aver passato in rassegna gli esiti dell'incentivazione ai sensi del DM 6/7/2012 e del DM 23/6/2016, che hanno visto nell'eolico la fonte maggiormente incentivata con elevate richieste sia in accesso diretto sia ad aste e registri, si è focalizzata l'attenzione sulle **prospettive di breve-medio termine dell'eolico, considerando solo le politiche in essere**. Nel periodo 2017-2019 si prevede la fine del periodo di incentivazione di circa 1,4 GW di impianti incentivati ex-CV; al contempo, **entro il 2020 si stima l'entrata in esercizio di circa 1,2 GW** di nuovi impianti incentivati mediante DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016.
- Sono stati altresì analizzati altri aspetti, quali l'attuale **valore dell'energia eolica sul mercato elettrico** e le **ricadute ambientali e occupazionali** dello sviluppo osservato dell'eolico.

Sommario

- **Sviluppo dell'eolico: numerosità, potenza, ripartizione per taglia**
- **La producibilità degli impianti eolici incentivati: grande eolico, mini-eolico**
- **Impianti: costi e produttori**
 - Costi di investimento e O&M
 - Il costo di generazione eolica (LCOE)
 - Gli aerogeneratori installati: analisi di mercato
- **Incentivazione dell'eolico**
 - Costo di incentivazione dell'eolico
 - Esiti dei DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016: accesso diretto, registri e aste
 - L'incentivazione dell'eolico in Europa
- **Altri punti di osservazione**
 - Il «valore» dell'energia eolica sul mercato elettrico
 - Le emissioni evitate grazie all'eolico
 - Le ricadute occupazionali
- **Prospettive future sulla base delle politiche attuali**
 - Scadenze attese dell'incentivazione di grandi impianti ex-CV
 - Incentivazione di nuovi impianti mediante i DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016

Impianti eolici in Italia: dati **statistici**

Evoluzione di numero e potenza eolica in Italia. I dati si riferiscono a tutti gli impianti in esercizio, incentivati o meno. A fine 2016 gli impianti **incentivati** costituiscono il **92% della potenza** eolica totale in esercizio.



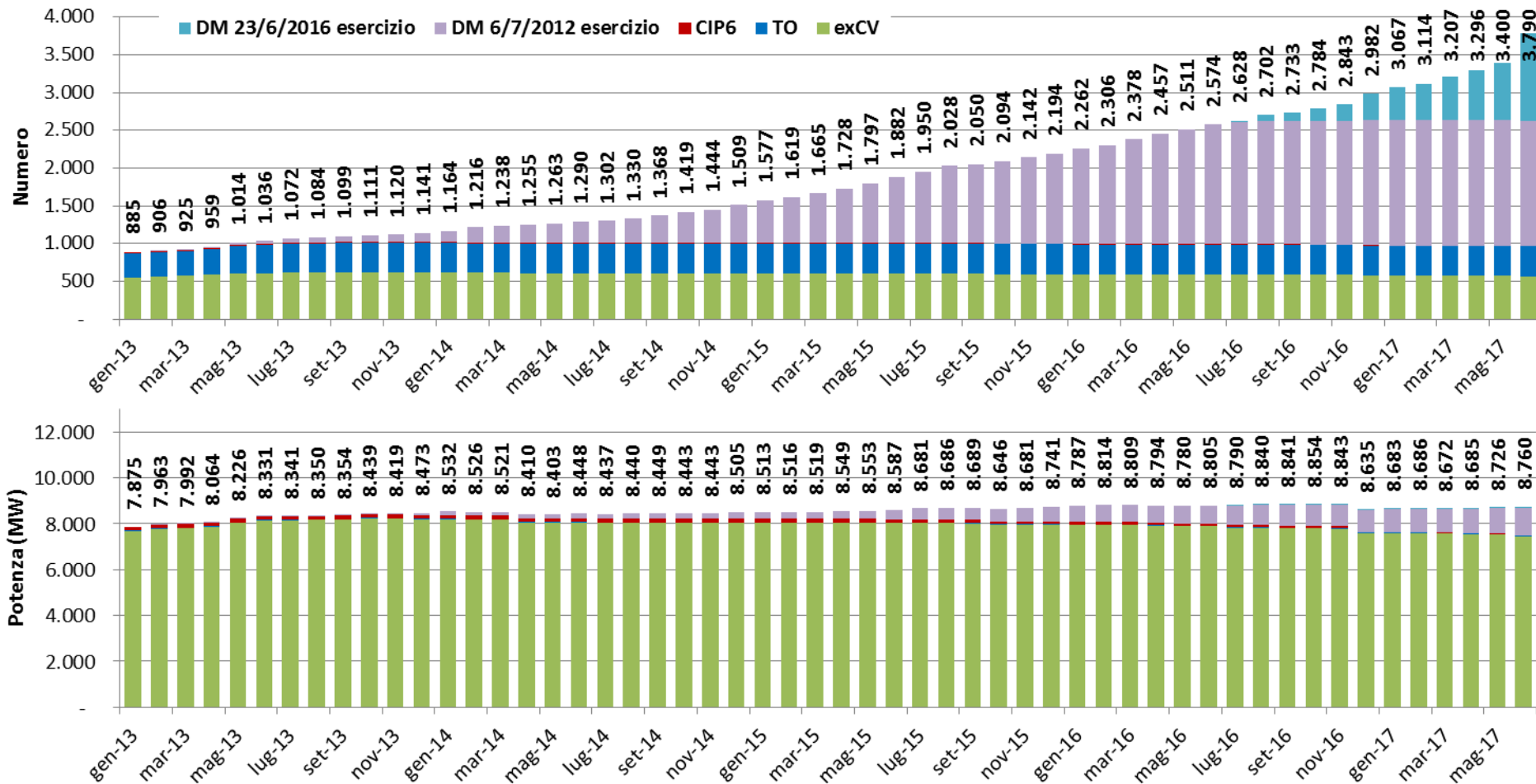
Distribuzione regionale della potenza eolica



- L'evoluzione evidenzia la progressiva crescita dell'eolico, con una **diminuzione della taglia media** di impianto
- Si ha una netta prevalenza delle installazioni nelle **regioni meridionali e insulari**

Sviluppo dell'eolico incentivato per meccanismo

Evoluzione di numero e potenza eolica in esercizio incentivata con i principali schemi di supporto

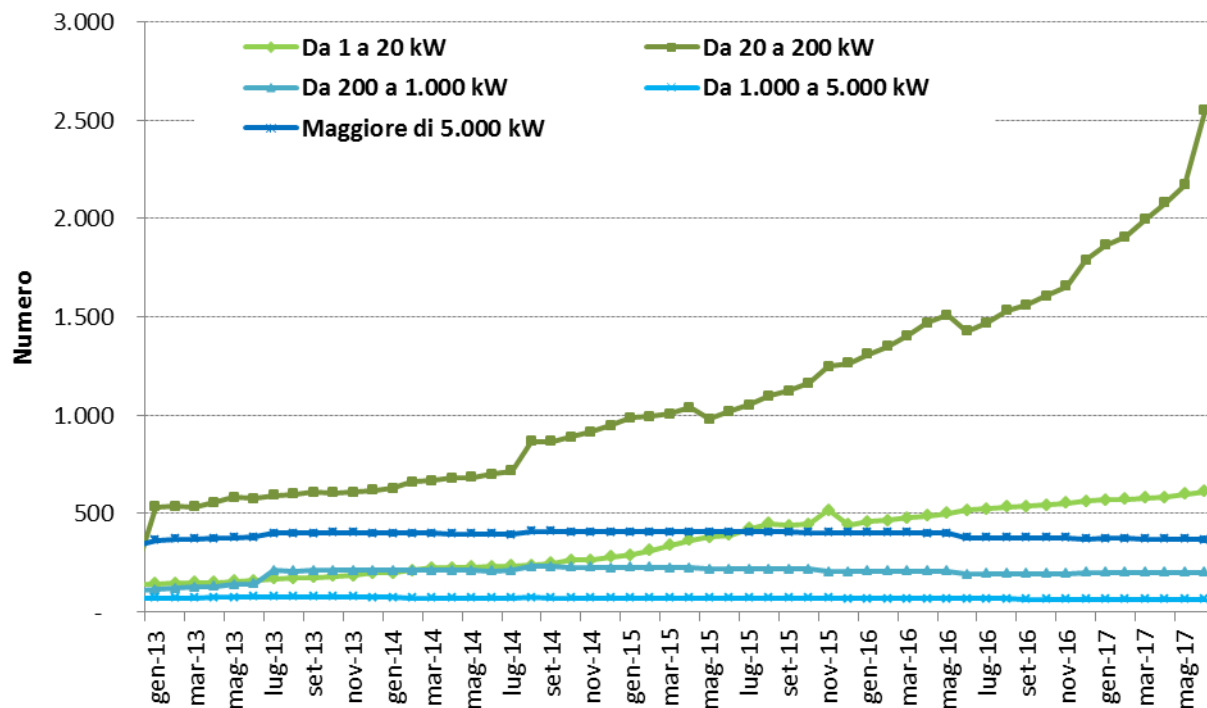


- Numerosità crescente degli impianti del DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016 (in particolare di piccola taglia)
- Netta preponderanza in potenza degli impianti a ex-CV

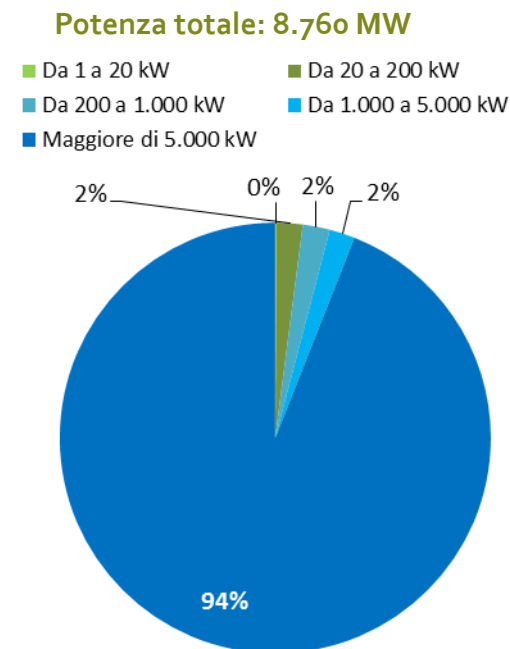
Sviluppo dell'eolico **incentivato** per **taglia**

Analisi dell'evoluzione dell'eolico per classe di potenza: la crescita dei piccoli impianti

Evoluzione del numero di impianti incentivati in esercizio per classe di potenza



Distribuzione della potenza per classe di potenza (giu 2017)



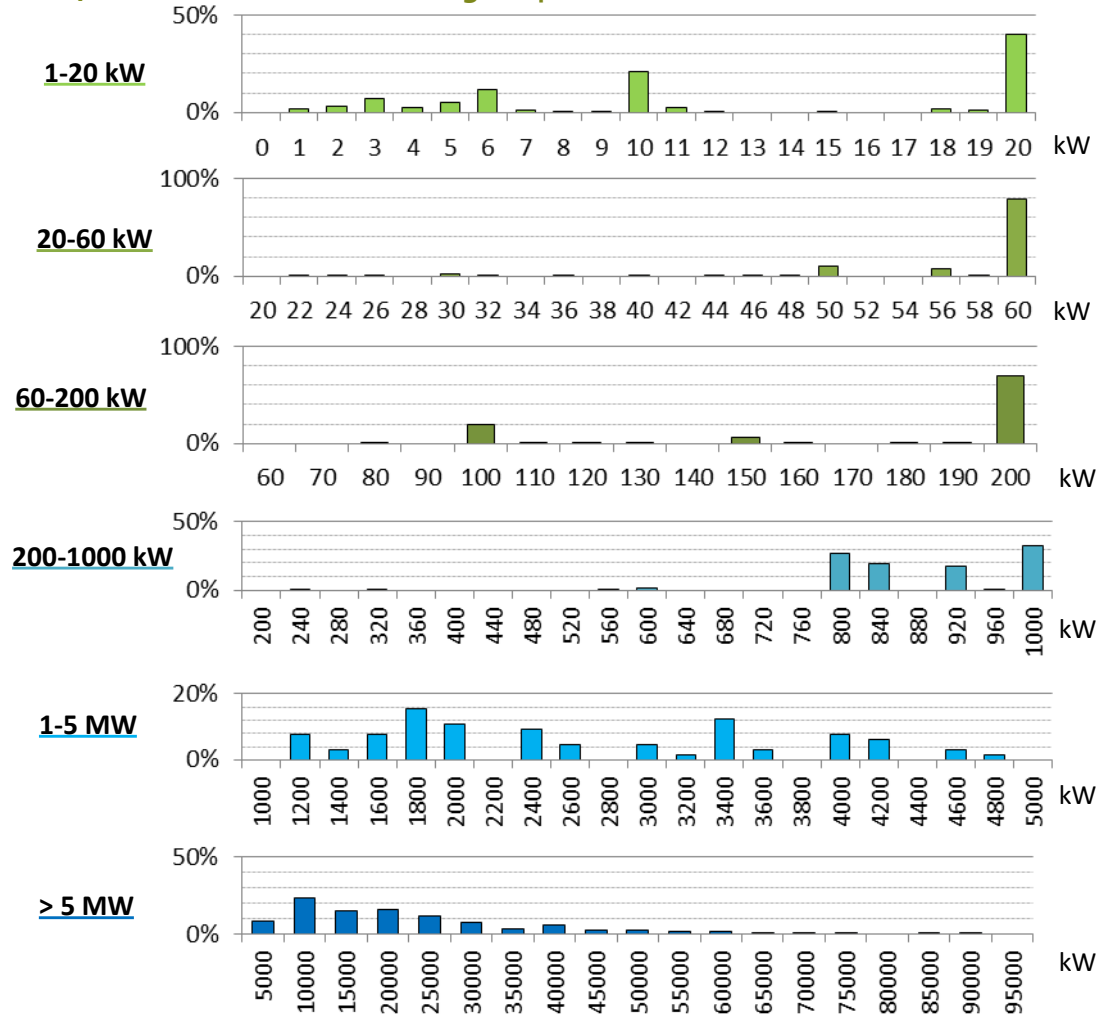
- Significativa crescita del numero di impianti piccoli, soprattutto 20-200 kW
- Netta prevalenza in potenza di impianti grandi > 5 MW

Fotografia dell'eolico incentivato

Numero e potenza impianti eolici incentivati al 30/06/2017

Classe/Meccanismo	Numero	Potenza (MW)
Da 1 a 20 kW	617	8
exCV	38	1
TO	121	2
DM 6/7/2012	350	4
DM 23/6/2016	108	2
Da 20 a 60 kW	2.319	133
exCV	3	0
TO	204	10
DM 6/7/2012	1.069	61
DM 23/6/2016	1.043	62
Da 60 a 200 kW	222	39
TO	71	11
DM 6/7/2012	143	26
DM 23/6/2016	8	1
Da 200 a 1.000 kW	201	177
exCV	142	125
DM 6/7/2012	58	52
DM 23/6/2016	1	1
Da 1.000 a 5.000 kW	64	167
exCV	62	162
DM 23/6/2016	2	5
Maggiore di 5.000 kW	367	8.235
exCV	322	7.170
CIP6	2	21
DM 6/7/2012	42	1.035
DM 23/6/2016	1	10
Totale complessivo	3.790	8.760

Distribuzione degli impianti nelle diverse classi



- In termini di **numerosità**, gli impianti **piccoli** (in particolare **20-60 kW**) sono **nettamente preponderanti**. In tal senso spiccano gli impianti incentivati mediante i **DM 6/7/2012** e **DM 23/6/2016**, e in particolare gli impianti da **20 kW, 60 kW, 200 kW e 1 MW**
- In **potenza**, gli impianti **grandi** (oltre **5 MW**) afferenti agli **ex-CV** sono **prevalenti**

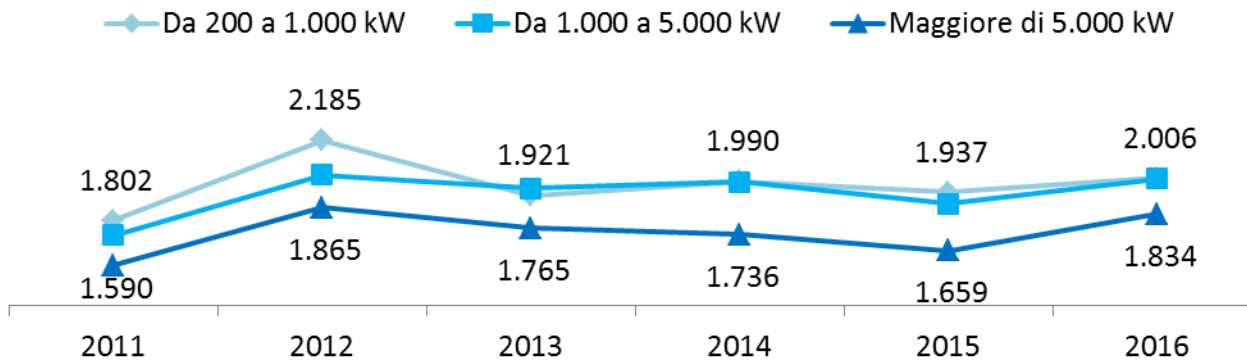
Sommario

- Sviluppo dell'eolico: numerosità, potenza, ripartizione per taglia
- **La producibilità degli impianti eolici incentivati: grande eolico, mini-eolico**
- **Impianti: costi e produttori**
 - Costi di investimento e O&M
 - Il costo di generazione eolica (LCOE)
 - Gli aerogeneratori installati: analisi di mercato
- **Incentivazione dell'eolico**
 - Costo di incentivazione dell'eolico
 - Esiti dei DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016: accesso diretto, registri e aste
 - L'incentivazione dell'eolico in Europa
- **Altri punti di osservazione**
 - Il «valore» dell'energia eolica sul mercato elettrico
 - Le emissioni evitate grazie all'eolico
 - Le ricadute occupazionali
- **Prospettive future sulla base delle politiche attuali**
 - Scadenze attese dell'incentivazione di grandi impianti ex-CV
 - Incentivazione di nuovi impianti mediante i DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016

Producibilità degli impianti incentivati: **grande eolico**

Ore equivalenti medie degli impianti eolici di **grande taglia**. Il calcolo è effettuato su un insieme di impianti in exCV di numerosità crescente nel tempo, con misure consolidate, per una potenza complessiva di 7,1 GW nel 2016.

Impianti in CV

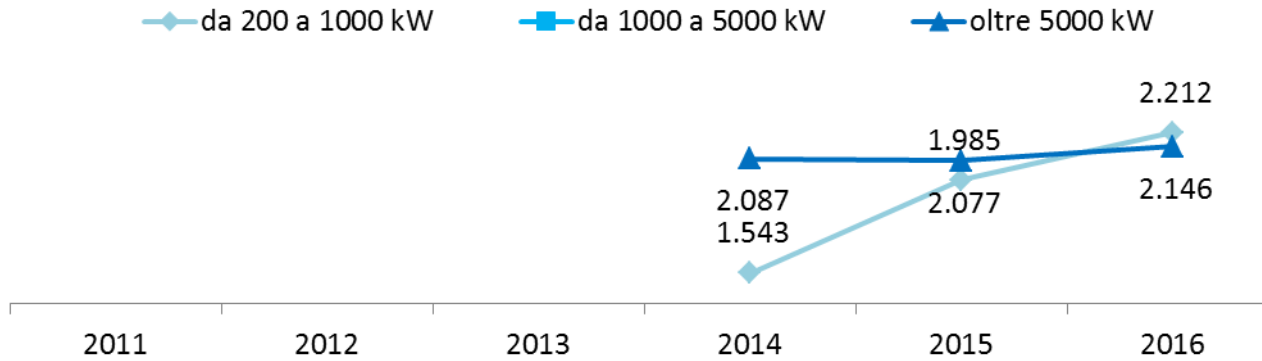


- Il grande eolico in CV mostra **producibilità sostanzialmente stabile negli ultimi anni**, per lo più omogenea tra le classi, per quanto i più grandi siano mediamente meno produttivi degli altri

Base dati exCV

	da 200 a 1000 kW	da 1000 a 5000 kW	oltre 5000 kW
Num 2011	25	36	191
Num 2012	50	37	224
Num 2013	78	44	270
Num 2014	138	49	296
Num 2015	138	49	296
Num 2016	137	47	296
Pot 2016 (MW)	123	131	6.841

Impianti FER-E (DM 6/7/2012)



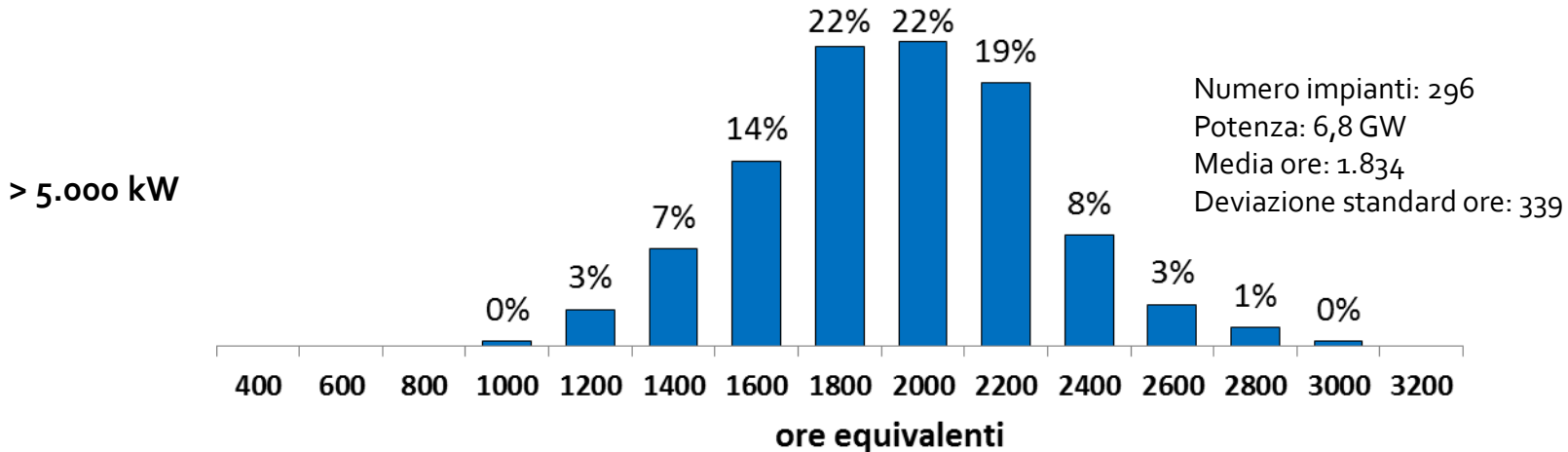
Base dati FER-E

	da 200 a 1000 kW	da 1000 a 5000 kW	oltre 5000 kW
Num 2014	6		5
Num 2015	22		11
Num 2016	44		23
Pot 2016 (MW)	39		541

- Gli **impianti più nuovi**, incentivati con il DM 6/7/2012, mostrano una **buona producibilità**, con un incremento per impianti più grandi rispetto agli omologhi exCV

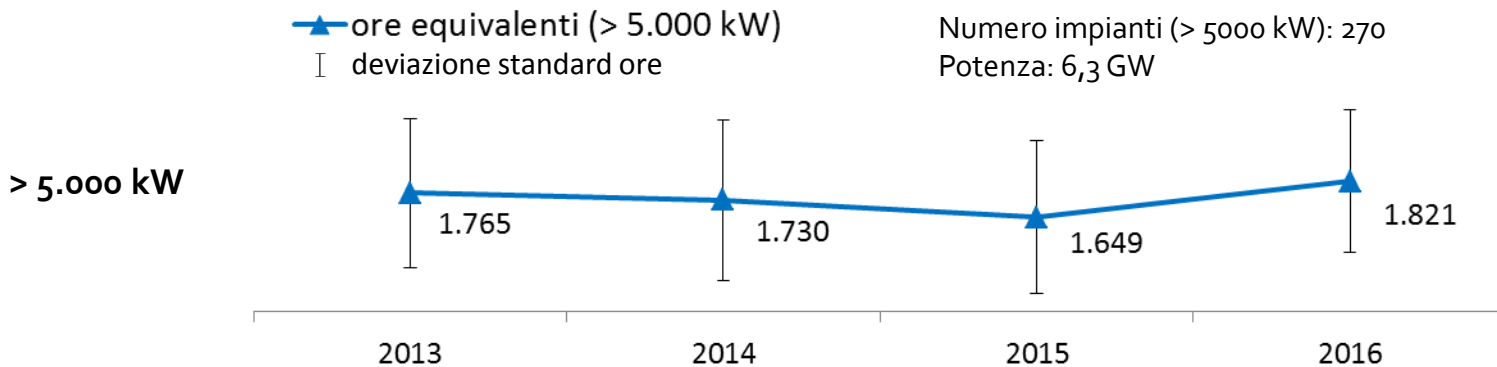
Producibilità degli impianti incentivati: **grande** eolico

Distribuzione delle ore equivalenti 2016 per i grandi impianti exCV (più numerosi)



- La distribuzione della producibilità è piuttosto omogenea intorno al valor medio

Andamento della producibilità media di uno stesso insieme di grandi impianti

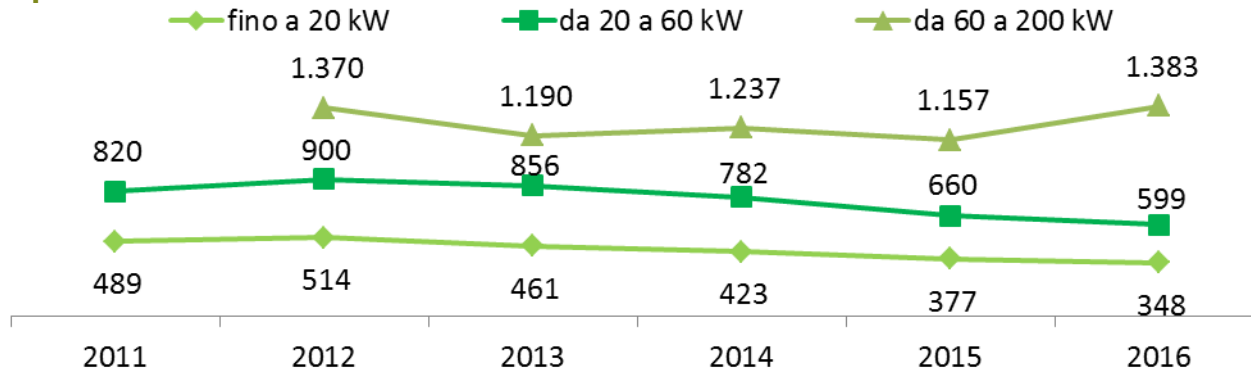


- Considerando un insieme di 270 impianti nel periodo 2013-2016, la produzione risulta per lo più stabile nel tempo, salvo l'usuale variabilità anemologica

Producibilità degli impianti incentivati: mini eolico

Ore equivalenti medie degli impianti eolici di piccola taglia. Il calcolo è effettuato su un insieme di impianti in tariffa onnicomprensiva (TO) di numerosità crescente nel tempo, con misure consolidate, per una potenza complessiva di 21 MW nel 2016

Impianti in TO

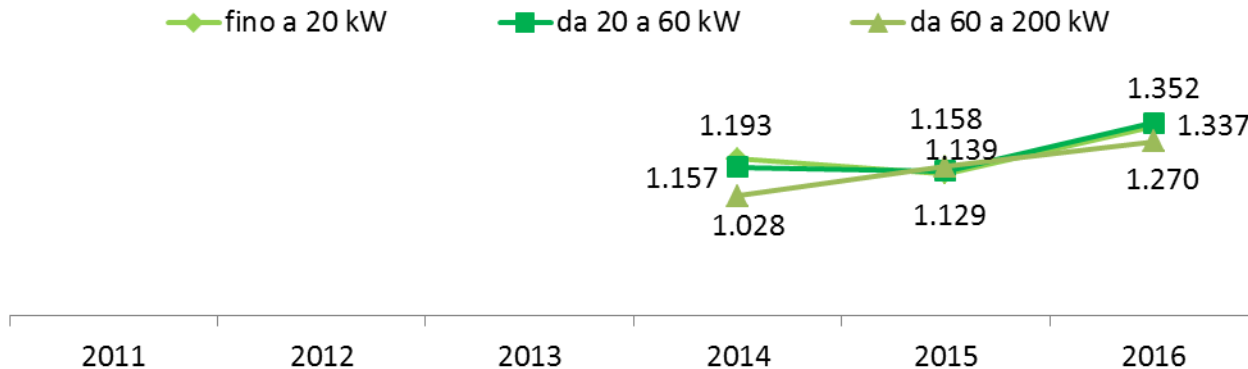


Base dati in TO

	fino a 20 kW	da 20 a 60 kW	da 60 a 200 kW
Num 2011	42	50	4
Num 2012	67	102	21
Num 2013	90	158	54
Num 2014	94	194	63
Num 2015	94	194	63
Num 2016	94	194	63
Pot 2016 (MW)	1	10	10

- Il mini eolico in TO mostra **producibilità molto variabile per classe, molto moderata nei più piccoli**

Impianti FER-E



Base dati FER-E

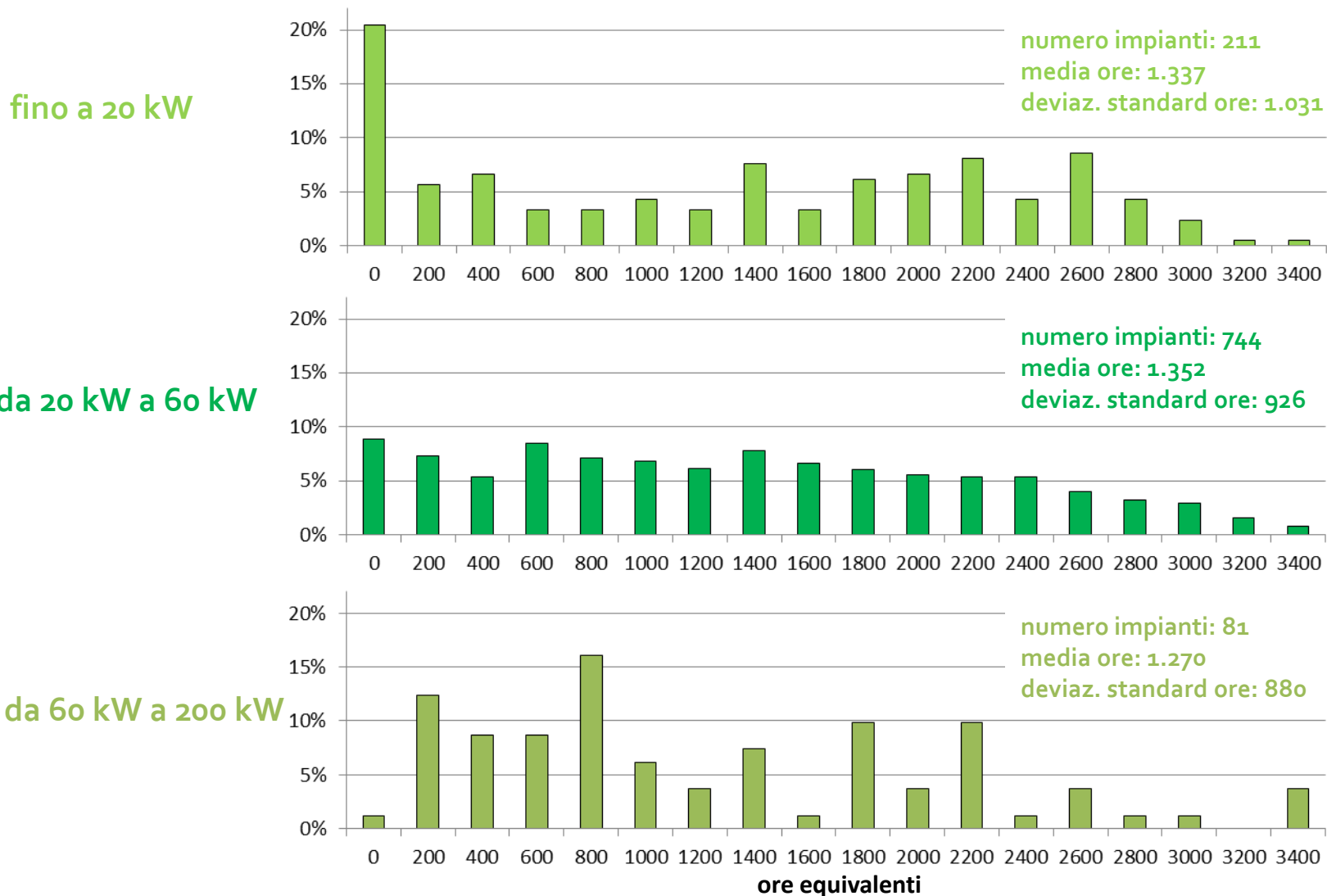
	fino a 20 kW	da 20 a 60 kW	da 60 a 200 kW
Num 2014	34	105	15
Num 2015	104	311	46
Num 2016	211	744	81
Pot 2016 (MW)	3	42	15

- Gli impianti mini eolici più nuovi, incentivati con il DM 6/7/2012, più numerosi rispetto a quelli in TO, confermano una **producibilità moderata, ma più omogenea tra le varie classi di potenza** (i più piccoli mostrano migliori performance produttive rispetto agli omologhi in TO, probabilmente legate a un miglioramento tecnologico)

Producibilità degli impianti incentivati: **mini** eolico

Distribuzione delle ore equivalenti del 2016 per gli impianti FER-E (più nuovi)

Rispetto al grande eolico, si ha un'elevata eterogeneità, soprattutto per gli impianti più piccoli (molti impianti quasi fermi)



Sommario

- Sviluppo dell'eolico: numerosità, potenza, ripartizione per taglia
- La producibilità degli impianti eolici incentivati: grande eolico, mini-eolico
- **Impianti: costi e produttori**
 - Costi di investimento e O&M
 - Il costo di generazione eolica (LCOE)
 - Gli aerogeneratori installati: analisi di mercato
- **Incentivazione dell'eolico**
 - Costo di incentivazione dell'eolico
 - Esiti dei DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016: accesso diretto, registri e aste
 - L'incentivazione dell'eolico in Europa
- **Altri punti di osservazione**
 - Il «valore» dell'energia eolica sul mercato elettrico
 - Le emissioni evitate grazie all'eolico
 - Le ricadute occupazionali
- **Prospettive future sulla base delle politiche attuali**
 - Scadenze attese dell'incentivazione di grandi impianti ex-CV
 - Incentivazione di nuovi impianti mediante i DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016

Costi di investimento degli impianti eolici

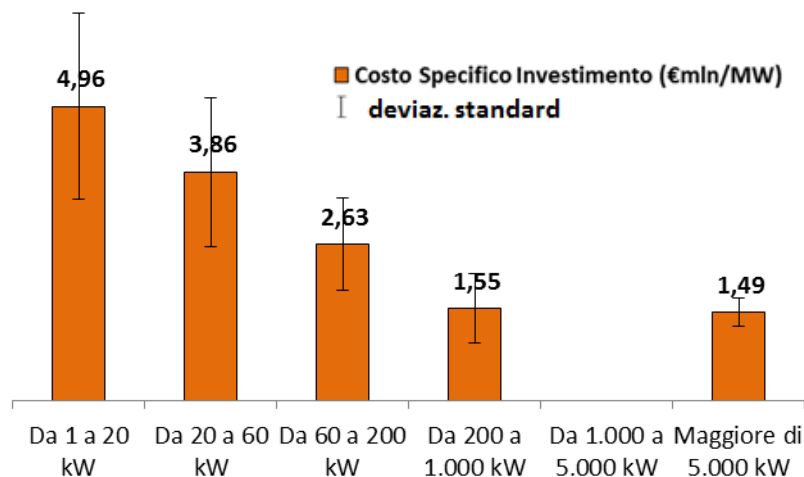
Il GSE, ai sensi di disposizioni normative (D.Lgs. 28/2011, DM 6/7/2012, DM 23/6/2016), effettua il **monitoraggio dei costi di generazione degli impianti da fonte rinnovabile**. A tal fine, in fase di accesso agli incentivi, sono raccolti dati tecnici ed economici degli impianti (su tali dati, anche grazie al confronto con altre fonti informative, viene effettuata un'analisi statistica e di significatività).

Sintesi dei dati tecnico-economici di impianti realizzati nel biennio giugno 2015 – giugno 2016

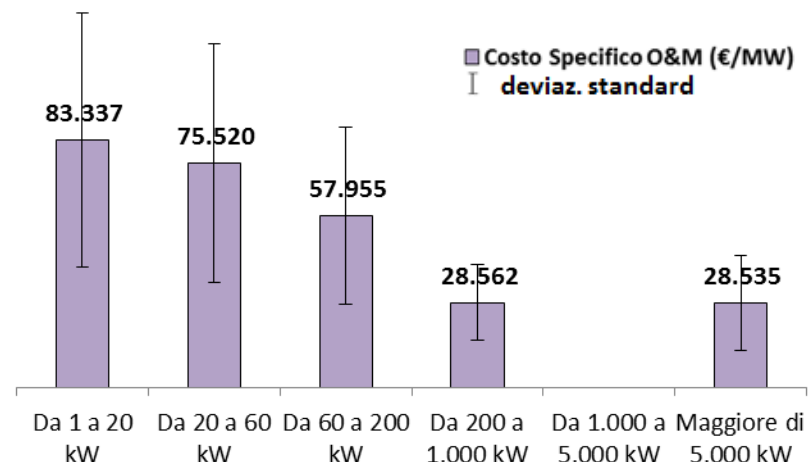
classe	Numero	Potenza (MW)	Potenza Media (kW)	Costo Specifico Investimento (€mln/MW)	Costo Specifico O&M (€/MW)
Da 1 a 20 kW	333	4	13	4,96	83.337
Da 20 a 60 kW	2.322	141	58	3,86	75.520
Da 60 a 200 kW	80	15	177	2,63	57.955
Da 200 a 1.000 kW	22	26	880	1,55	28.562
Da 1.000 a 5.000 kW	3	8	**	**	**
Maggiore di 5.000 kW	26	755	26.078	1,49	28.535
Totale	2.786	950			

** non significativo

Costo specifico di investimento, per classe



Costo specifico di O&M, per classe

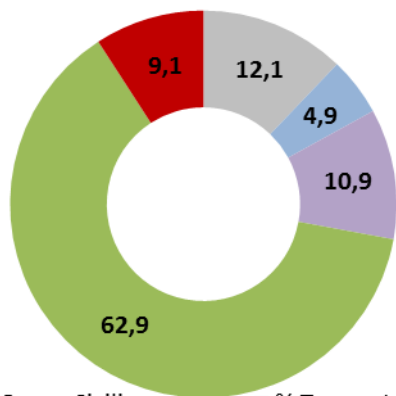


- I costi di investimento decrescono all'aumentare della potenza, con valori compresi tra 1,5 € mln/MW e 5,0 € mln/MW
- Anche i costi di O&M mostrano un trend decrescente con la potenza e maggiore variabilità

Ripartizione dei **costi di investimento** degli impianti eolici

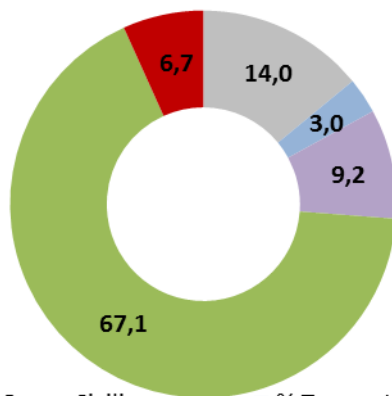
Analisi dei **costi di investimento** nel campione di dati disponibile, relativo agli impianti realizzati nel biennio 2015-2016 (2.786 impianti, 950 MW)

da 1 a 20 kW



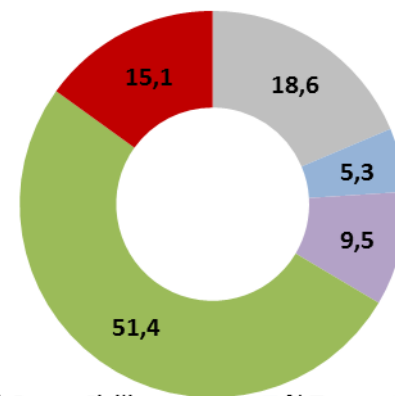
■ % Opere Civili ■ % Trasporto
 ■ % Sviluppo ■ % Aerogeneratori
 ■ % Opere Elettriche

da 20 a 60 kW



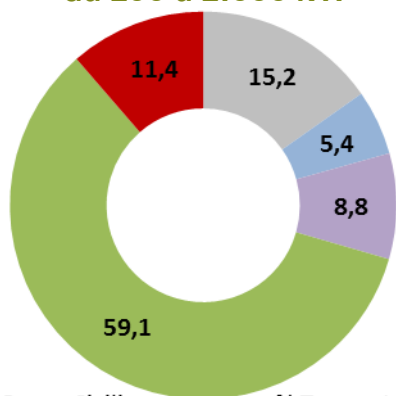
■ % Opere Civili ■ % Trasporto
 ■ % Sviluppo ■ % Aerogeneratori
 ■ % Opere Elettriche

da 60 a 200 kW



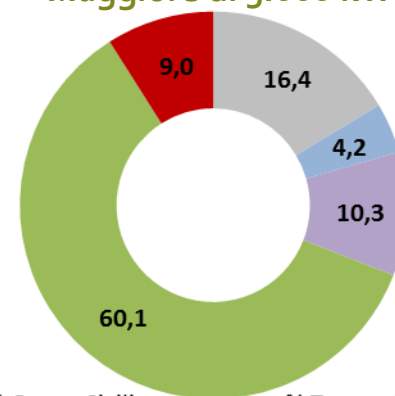
■ % Opere Civili ■ % Trasporto
 ■ % Sviluppo ■ % Aerogeneratori
 ■ % Opere Elettriche

da 200 a 1.000 kW



■ % Opere Civili ■ % Trasporto
 ■ % Sviluppo ■ % Aerogeneratori
 ■ % Opere Elettriche

Maggiore di 5.000 kW



■ % Opere Civili ■ % Trasporto
 ■ % Sviluppo ■ % Aerogeneratori
 ■ % Opere Elettriche

Per tutte le classi di potenza il **maggior elemento di costo** è costituito dall'**aerogeneratore**, con una quota compresa tra il **51%** e il **67%** dell'intero investimento

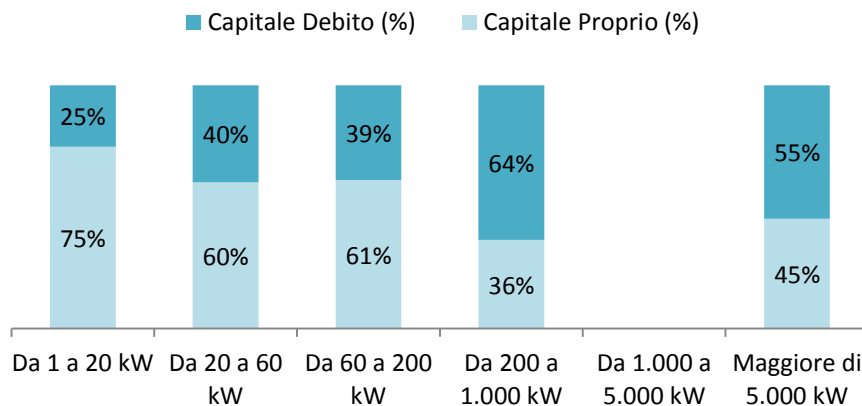
Costi di investimento degli impianti eolici - parametri **finanziari**

Sintesi dei parametri finanziari medi degli impianti eolici realizzati nel biennio giugno 2015 - giugno 2016

classe	Numero	Potenza (MW)	Potenza Media (kW)	Capitale Proprio (%)	Capitale Debito (%)	Durata Debito (anni)	Costo medio Capitale Debito (%)
Da 1 a 20 kW	333	4	13	75%	25%	3,0	1,9%
Da 20 a 60 kW	2.322	141	58	60%	40%	5,9	2,8%
Da 60 a 200 kW	80	15	177	61%	39%	6,9	2,2%
Da 200 a 1.000 kW	22	26	880	36%	64%	10,9	4,0%
Da 1.000 a 5.000 kW	3	8	**	**	**	**	**
Maggiore di 5.000 kW	26	755	26.078	45%	55%	12,8	3,1%

** non significativo

- Gli impianti **più grandi** presentano un **maggior contributo del capitale di debito**, e una **maggiore durata dello stesso**



Il costo di generazione degli impianti eolici (LCOE)

A partire dai dati di costo di investimento e O&M rilevati può essere stimato, per classe di potenza, un **costo medio di generazione LCOE (Levelized Cost Of Electricity)**

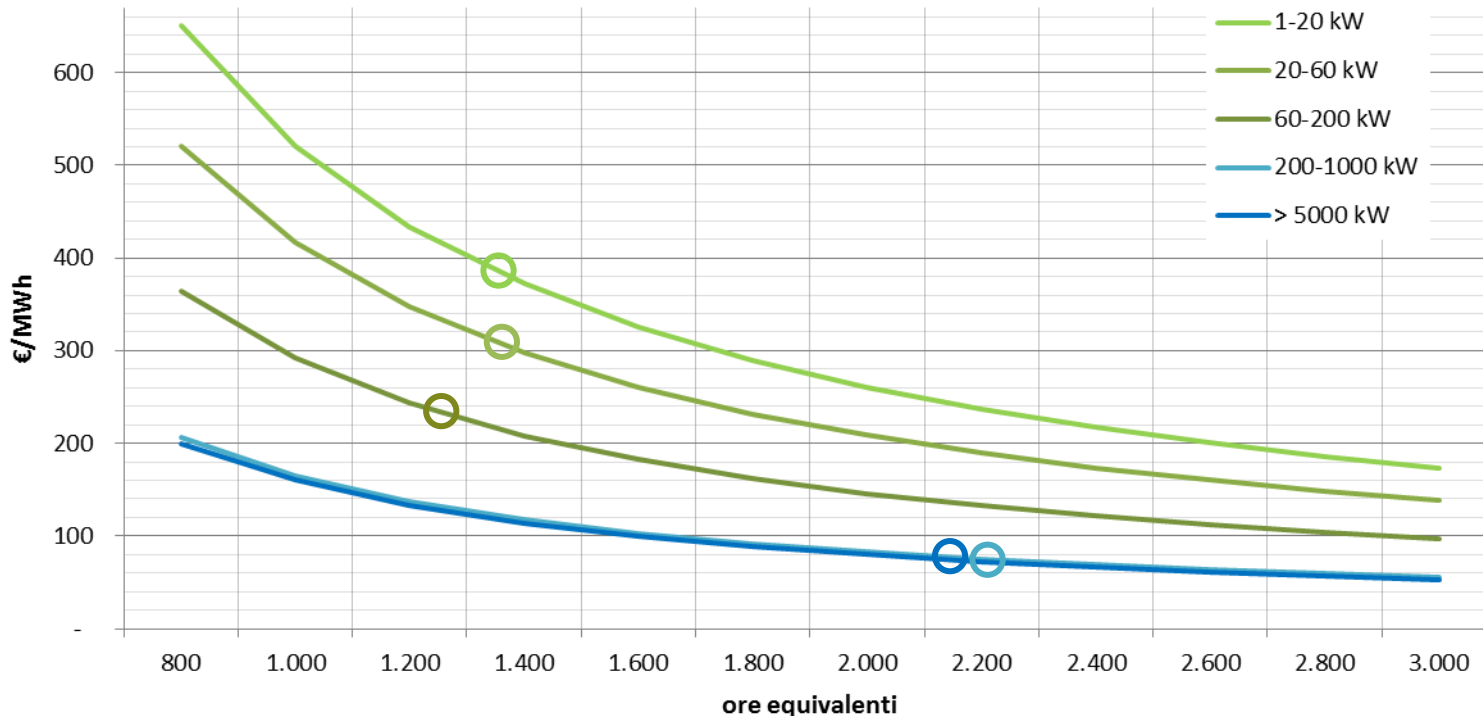
Formulazione:
$$LCOE = \frac{\sum_{t=1-p}^n \frac{I_t + O\&M_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1-p}^n \frac{q_t}{(1+i)^t}}$$

I: investimento
O&M: costi di esercizio e manutenzione
q: producibilità di impianto
i: tasso di attualizzazione
n: vita utile

Principali ipotesi:

- Vita utile: 20 anni
- Costi investimento e O&M: da analisi costi GSE
- Tasso di attualizzazione: 6%
- Decadimento produzione: 0,5% annuo
- Tasso di inflazione: 1,5%

LCOE medio degli impianti eolici in funzione della producibilità



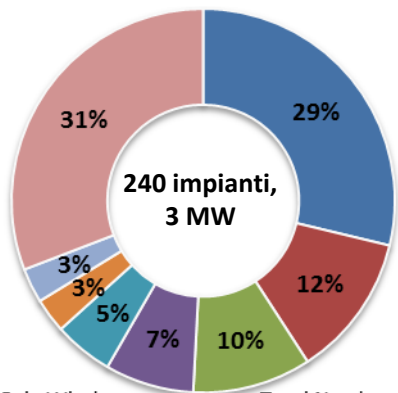
○ LCOE corrispondenti alle producibilità e ai costi **medi** riscontrati nel 2016 negli impianti incentivati FER-E (una migliore producibilità e un più efficiente livello dei costi conduce a valori sensibilmente più bassi)

Si riscontrano **differenze molto elevate** tra il costo di generazione dei piccoli impianti e quello dei grandi impianti, soprattutto se si considerano i **livelli medi di producibilità** riscontrati tra gli impianti incentivati (FER-E)

Ripartizione dei produttori degli aerogeneratori

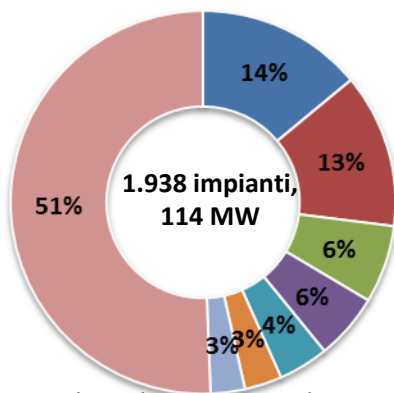
Analisi del mercato dei produttori di aerogeneratori nel campione di dati disponibile, relativo agli impianti realizzati nel biennio giugno 2015 - giugno 2016

da 1 a 20 kW



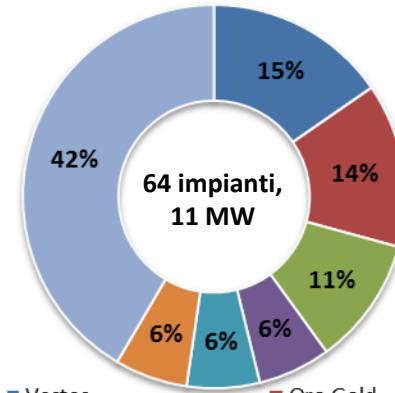
■ Gaia Wind
 ■ Solar & Finance
 ■ Deltatronic
 ■ WeCo srl
 ■ Tozzi Nord
 ■ Shandong Yaneng
 ■ JONICA IMPIANTI SRL
 ■ Altro

da 20 a 60 kW



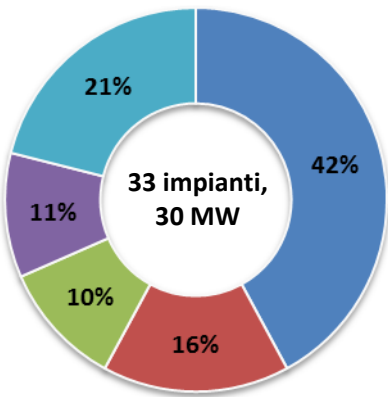
■ Rago Solar Tech.
 ■ Tozzi Nord
 ■ Ghrepower
 ■ Fontel Green Power
 ■ Northern Power
 ■ Espe
 ■ Ergo wind
 ■ Altro

da 60 a 200 kW



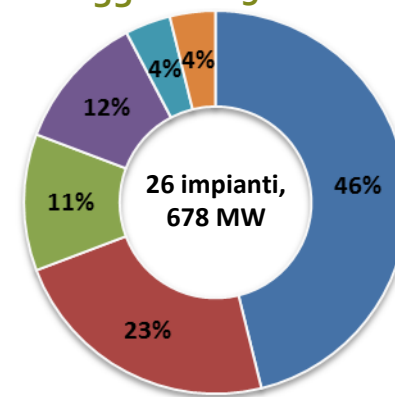
■ Vestas
 ■ Seva
 ■ Wind Turbine Italy
 ■ altro
 ■ Oro Gold
 ■ Simic
 ■ Windspeed Energie

da 200 a 1.000 kW



■ Leitwind
 ■ Enercon
 ■ Gamesa
 ■ Vestas
 ■ Altro

Maggiore di 5.000 kW



■ Vestas
 ■ Siemens
 ■ Nordex
 ■ Enercon
 ■ Senvion
 ■ Gamesa

- Il mercato del **mini eolico**, fino a 200 kW, presenta un'elevata **frammentazione**, nonostante siano presenti produttori con importanti quote di mercato
- Per impianti di **taglie maggiori**, si ha una **maggior concentrazione** del mercato degli aerogeneratori

Sommario

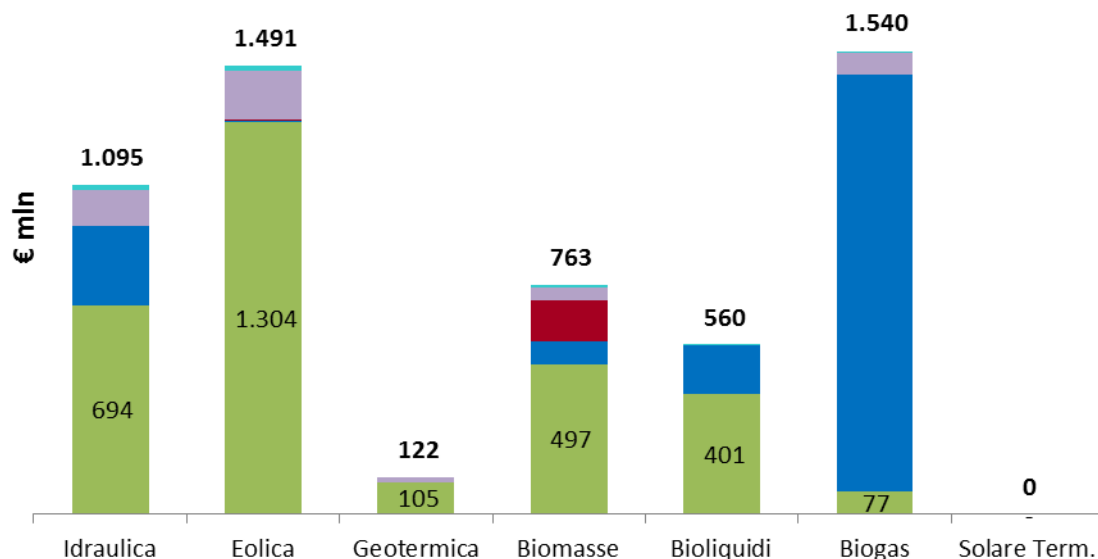
- Sviluppo dell'eolico: numerosità, potenza, ripartizione per taglia
- La producibilità degli impianti eolici incentivati: grande eolico, mini-eolico
- Impianti: costi e produttori
 - Costi di investimento e O&M
 - Il costo di generazione eolica (LCOE)
 - Gli aerogeneratori installati: analisi di mercato
- **Incentivazione dell'eolico**
 - Costo di incentivazione dell'eolico
 - Esiti dei DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016: accesso diretto, registri e aste
 - L'incentivazione dell'eolico in Europa
- **Altri punti di osservazione**
 - Il «valore» dell'energia eolica sul mercato elettrico
 - Le emissioni evitate grazie all'eolico
 - Le ricadute occupazionali
- **Prospettive future sulla base delle politiche attuali**
 - Scadenze attese dell'incentivazione di grandi impianti ex-CV
 - Incentivazione di nuovi impianti mediante i DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016

Incentivazione dell'eolico: il **costo indicativo degli incentivi**

Il **contatore FER** aggiorna mensilmente il **costo indicativo cumulato annuo degli incentivi**, come previsto dal D.M. 23/6/2016 (art.27). Rappresenta una **stima indicativa del costo di incentivazione** dell'energia da FER (non fotovoltaica) nei 12 mesi successivi. Il GSE elabora anche uno scenario evolutivo del costo indicativo, a partire dal quale è calcolato il **costo indicativo medio degli incentivi, relativo al triennio successivo**, per il quale è previsto un tetto massimo di 5,8 miliardi di euro. Il contatore è aggiornato sul sito web del GSE (<http://www.gse.it/>), ove sono anche forniti dettagli sulla metodologia di calcolo.

Costo indicativo annuo al 30/06/2017 *

■ Conto Energia CSP ■ DM 23/6/2016 ■ DM 6/7/2012 ■ CIP6 ■ TO ■ lexCV



Contatore FER Elettriche Totale - 30 Giugno 2017

Incentivo ex Certificati Verdi [€ Mln]: **3.078,7**
 Tariffa Omnicomprensiva [€ Mln]: **1.893,1**
 CIP6 [€ Mln]: **136,1**
 DM 6/7/2012 [€ Mln]: **411,5**
 DM 23/6/2016 [€ Mln]: **51,9**
 Conto Energia Solare Termodinamico [€ Mln]: **0,2**
Costo indicativo annuo [€ Mln]: 5.572
Costo indicativo annuo medio [€ Mln]: 5.440

- Nel contatore al 30/06/2017, l'eolico incide per circa **1,49 € mld sul totale (5,57 € mld)**
- **Gran parte del costo** indicativo dell'eolico è **relativo all'incentivo sostitutivo dei CV, (1,30 € mld)**, seguito dal DM 6/7/2012 (163 € mln)

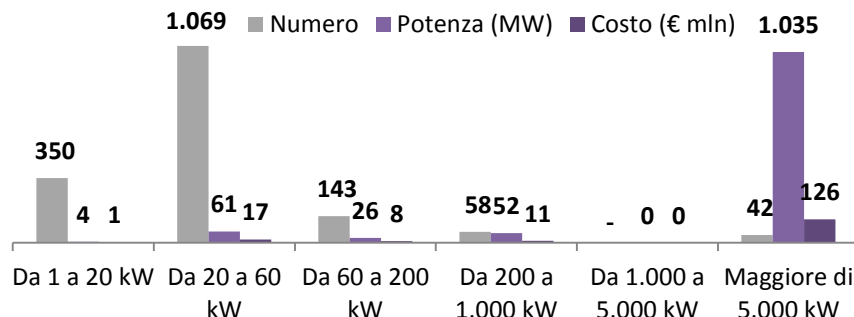
* Sul sito del GSE sono disponibili anche aggiornamenti successivi del contatore. Le analisi di dettaglio che seguono sono state svolte considerando la fotografia al 30 giugno 2017, coerentemente ad altre parti dello studio.

Incentivazione dell'eolico: focus **DM 6/7/2012** e **DM 23/6/2016**

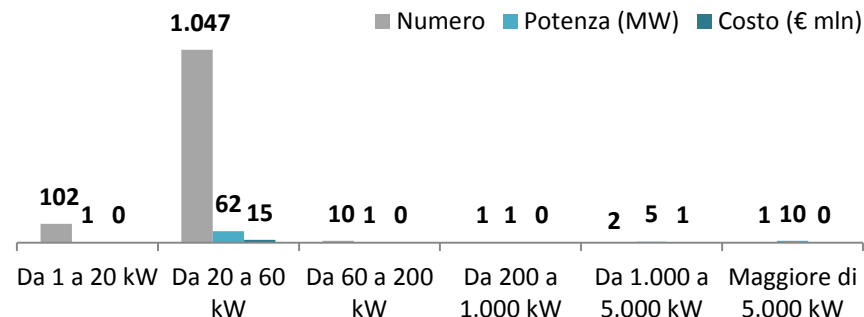
L'eolico è la fonte **maggiormente incentivata** ai sensi dei **DM 6/7/2012** e **DM 23/6/2016**. Sintesi delle iniziative entrate in **esercizio** e di quelle in **graduatoria** che al 30/6/2017 sono ancora a progetto e mantengono diritto all'incentivazione

IN ESERCIZIO

DM 6/7/2012

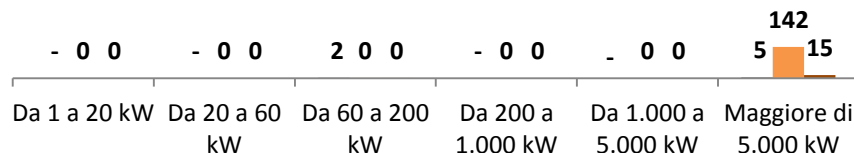


DM 23/6/2016

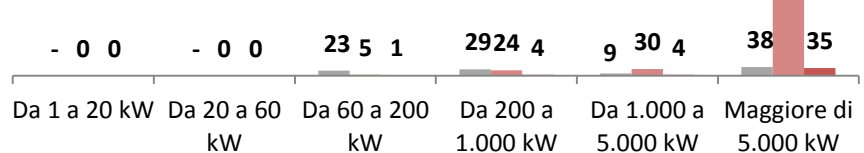


A PROGETTO

■ Numero ■ Potenza (MW) ■ Costo (€ mln)



■ Numero ■ Potenza (MW) ■ Costo (€ mln)



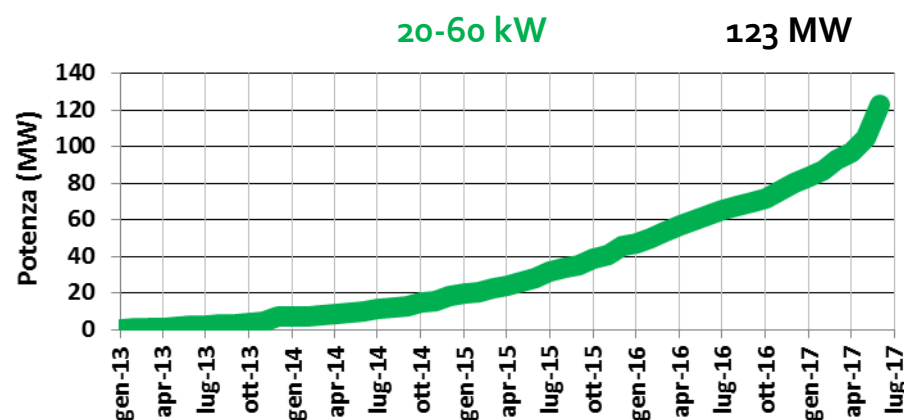
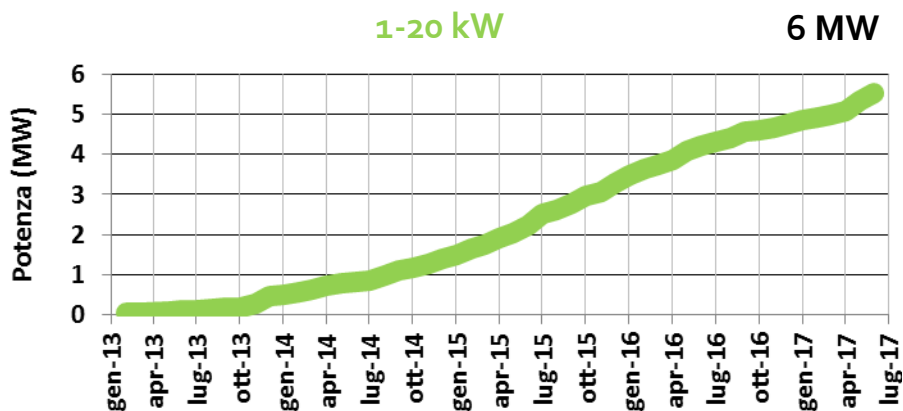
- In **esercizio**, il **maggior numero di iniziative** riguarda impianti di **piccola taglia**, che hanno meno incidenza in termini di potenza e costo. Risulta un costo di **180 € mln**, dovuto soprattutto al **grande eolico con DM 6/7/2012**
- A **progetto**, risulta una **potenza di 1.021 MW**, gran parte relativa a **grandi impianti con DM 23/6/2016**. Grazie alla **competitività delle ultime procedure d'asta**, il costo complessivo si limita a circa **59 € mln**

L'eolico nei DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016: **ACCESSO DIRETTO**

Evoluzione dell'eolico incentivato ad **accesso diretto** ai sensi dei DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016

Accesso diretto in esercizio al 30/06/2017

Classe di potenza	Numero impianti	Potenza [MW]	Potenza media [kW]	Costo indicativo annuo [€ mln]
1 kW-20 kW	458	6	12	2
20 kW - 60 kW	2.112	123	58	32
Totale	2.570	128	50	34

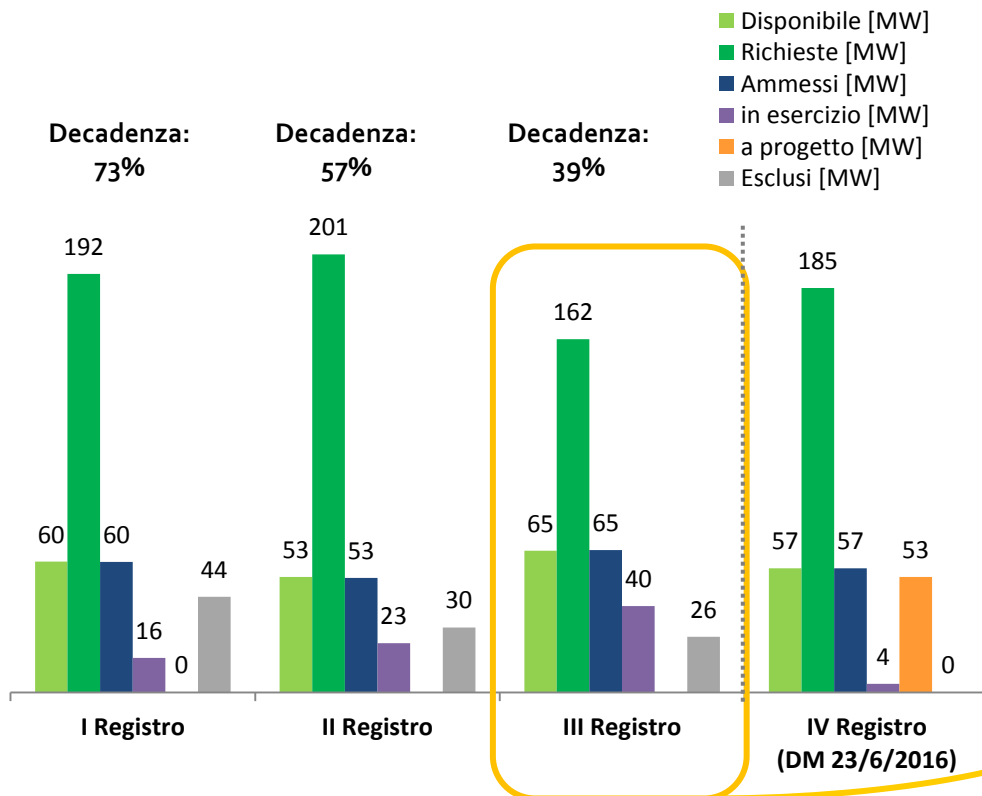


Per entrambe le classi di potenza considerate si osserva una **progressiva crescita delle installazioni**, particolarmente accentuata nella classe **20-60 kW**, con l'installazione di **oltre 2.100 turbine, per lo più da 60 kW**. Si osserva un picco di installazioni a giugno 2017, ultimo mese per beneficiare delle tariffe del DM 6/7/2012

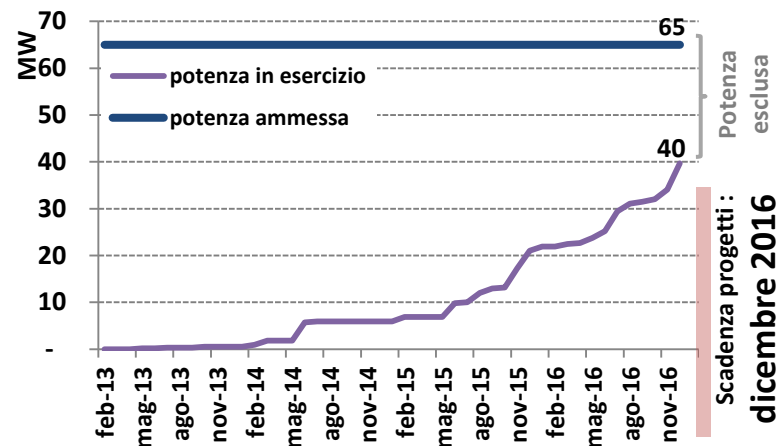
- Classe 1-20 kW: 458 impianti, taglia media 12 kW
- Classe 20-60 kW: 2.112 impianti, gran parte da 60 kW

L'eolico nei DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016: **REGISTRI**

Esiti dei 4 **registri eolici**: è indicata la potenza disponibile a bando, le richieste effettuate, la potenza ammessa in posizione utile, la parte di quest'ultima che al 30/6/2017 risulta entrata in esercizio, quella che non risulta in esercizio ma mantiene il diritto all'incentivazione, e infine la potenza esclusa dall'incentivazione per scadenza dei termini o altro



Evoluzione degli impianti in esercizio del III registro

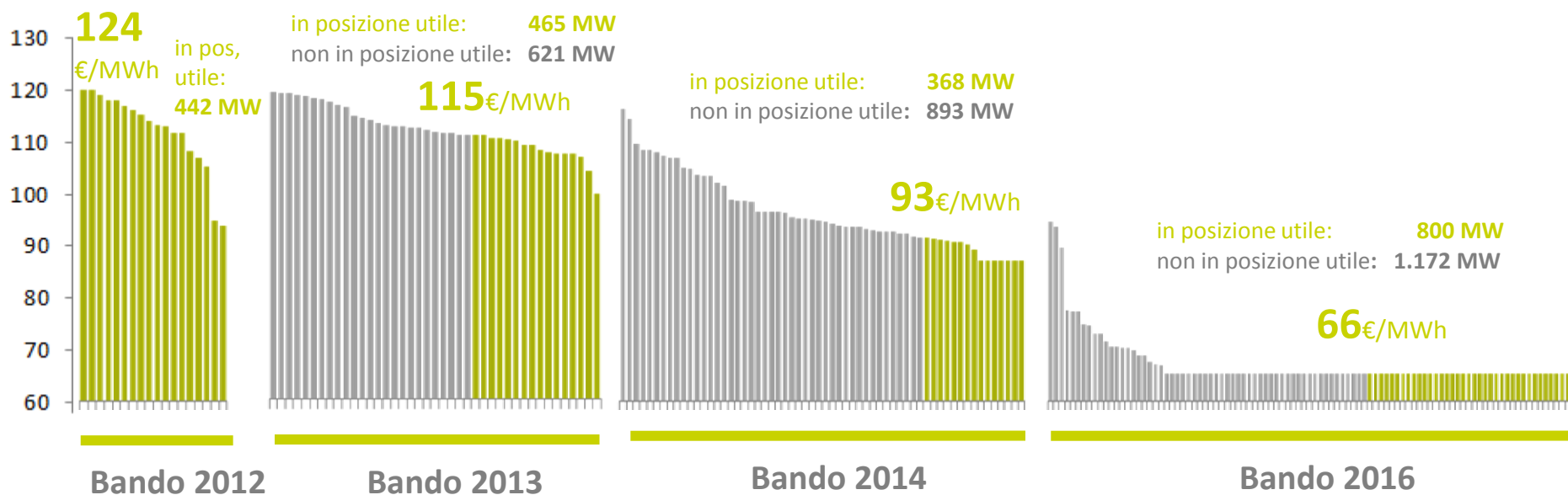


- **Elevatissima richiesta rispetto alla disponibilità in tutti i contingenti** (fino al 400%)
- **Elevata decadenza del diritto di accesso** (scadenza termini, respingimenti, rinunce) ma decrescente nel tempo. Nel I e II registro la potenza esclusa è ben maggiore di quella entrata in esercizio.

L'eolico nei DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016: **ASTE**

Nel DM 6/7/2012 e nel DM 23/6/2016 i contingenti disponibili per impianti > 5 MW aventi determinati requisiti tecnici ed economici sono stati assegnati mediante procedure di asta a ribasso, gestite dal GSE

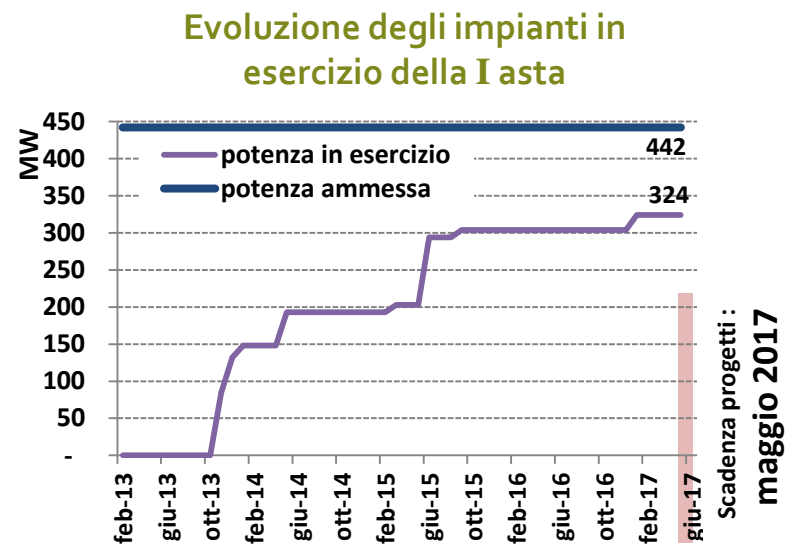
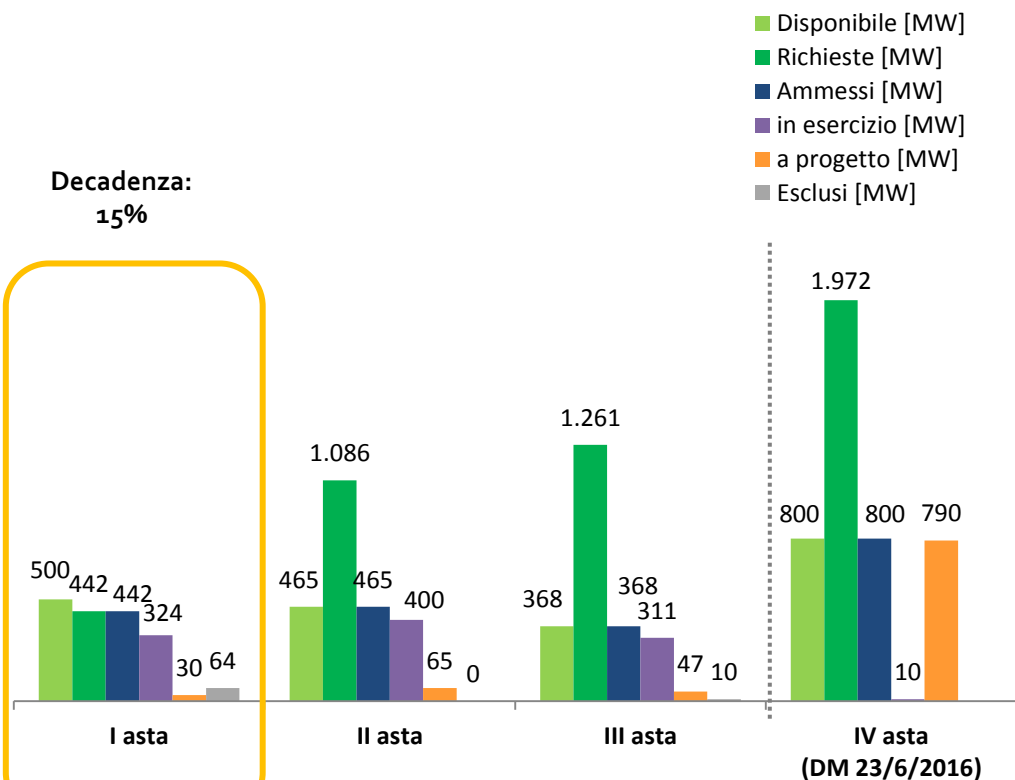
Aste eolico on shore: tariffe assegnate e offerte non in posizione utile [€/MWh]



- Tempo iniziale per acquisire confidenza con il meccanismo ad asta: il bando 2012 non è stato completamente assegnato, e qualsiasi riduzione di offerta, anche minima, è risultata aggiudicataria del diritto all'incentivo
- **Progressivo aumento di competitività**, fino al punto che nel bando 2016 (DM 23/6/2016) solo le offerte con il **massimo di riduzione** (40%, pari a 66 €/MWh) sono risultate aggiudicatarie, e gran parte della capacità è rimasta esclusa. Questo determina una **significativa riduzione del costo di incentivazione per unità di MWh**, e quindi crescente efficienza del sistema di supporto

L'eolico nei DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016: **ASTE**

Esiti delle 4 **aste eoliche**: è indicata la potenza disponibile a bando, le richieste effettuate, la potenza aggiudicataria dell'asta, la parte di quest'ultima che al 30/6/2017 risulta entrata in esercizio, quella che non risulta in esercizio ma mantiene il diritto all'incentivazione, e infine la potenza esclusa dall'incentivazione



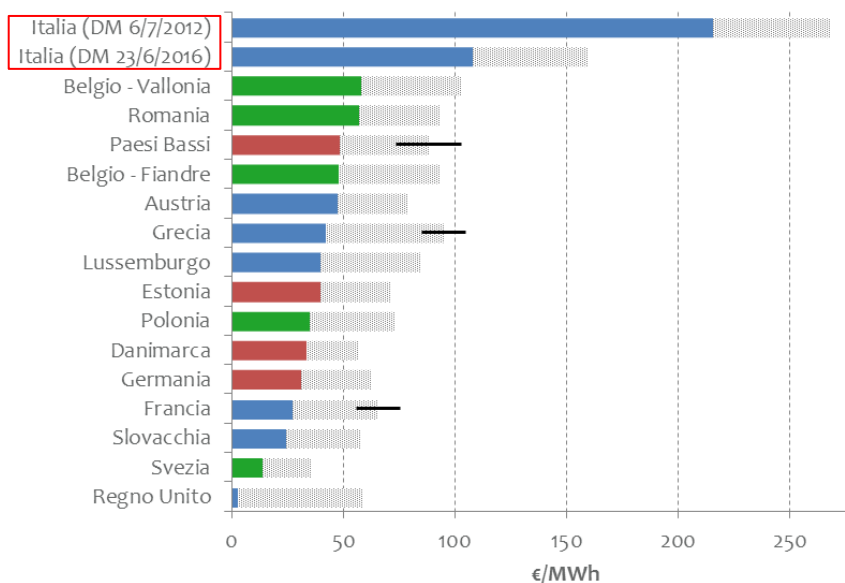
- Elevata richiesta rispetto alla disponibilità, eccetto il I Bando
- Bassa decadenza dei progetti (circa il 15% nel I bando, l'unico già scaduto), verosimilmente grazie alla presenza di significativi requisiti economici per la partecipazione alle aste (capitalizzazione, fideiussione)

Confronto livelli **incentivazione** impianti eolici in **Europa**

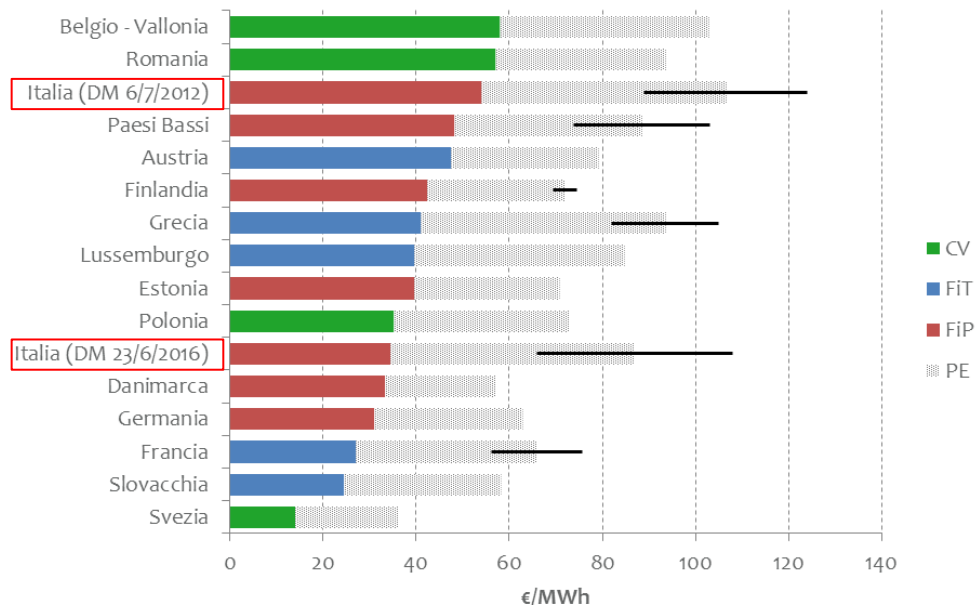
Il D.lgs. 28/2011 incarica il GSE di analizzare i **sistemi incentivanti adottati nei Paesi europei per lo sviluppo delle FER-E**. A tale scopo è stata elaborata una metodologia che permette di effettuare il confronto tra meccanismi di diverse tipologie, durate e ammontare.

Confronto dei livelli di incentivazione per i nuovi impianti eolici *on-shore* nel 2016

Impianti eolici 200 kW



Impianti eolici 10 MW



Note: La lunghezza totale di ogni barra rappresenta il valore della remunerazione totale normalizzata su 20 anni (con un tasso di sconto del 6,5%). La parte colorata indica la componente incentivante (con colore diverso a seconda si tratti di *Feed-in-Tariff*, *Feed-in-Premium* o Certificati Verdi), mentre in grigio chiaro è rappresentata la valorizzazione dell'energia. Le linee nere indicano la variabilità della remunerazione tra i valori minimi e massimi ottenibili per le diverse fattispecie impiantistiche, considerando eventuali bonus o riduzioni d'asta.

In particolar modo per i **piccoli impianti l'Italia risulta garantire le remunerazioni maggiori**.

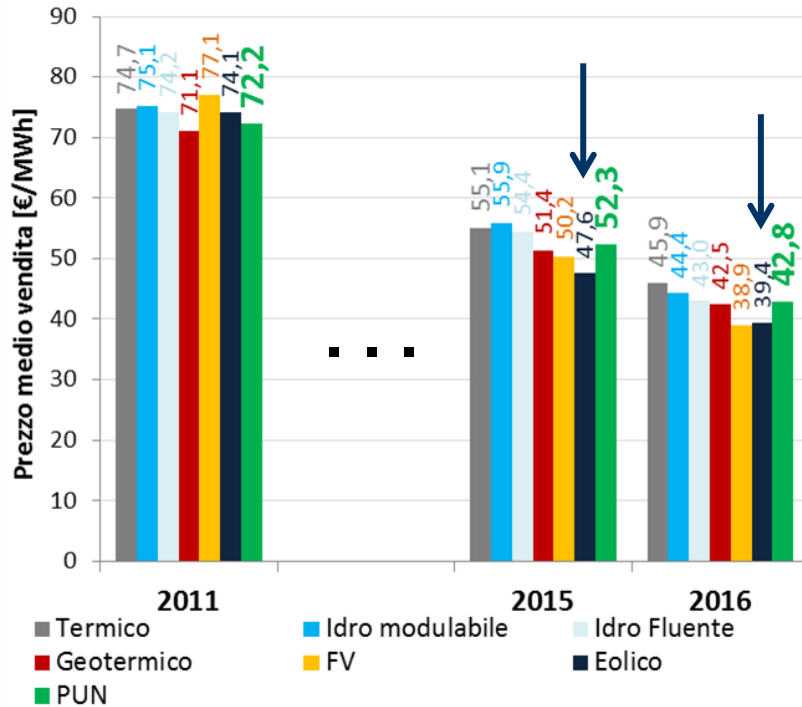
Sommario

- Sviluppo dell'eolico: numerosità, potenza, ripartizione per taglia
- La producibilità degli impianti eolici incentivati: grande eolico, mini-eolico
- Impianti: costi e produttori
 - Costi di investimento e O&M
 - Il costo di generazione eolica (LCOE)
 - Gli aerogeneratori installati: analisi di mercato
- Incentivazione dell'eolico
 - Costo di incentivazione dell'eolico
 - Esiti dei DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016: accesso diretto, registri e aste
 - L'incentivazione dell'eolico in Europa
- **Altri punti di osservazione**
 - Il «valore» dell'energia eolica sul mercato elettrico
 - Le emissioni evitate grazie all'eolico
 - Le ricadute occupazionali
- Prospettive future sulla base delle politiche attuali
 - Scadenze attese dell'incentivazione di grandi impianti ex-CV
 - Incentivazione di nuovi impianti mediante i DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016

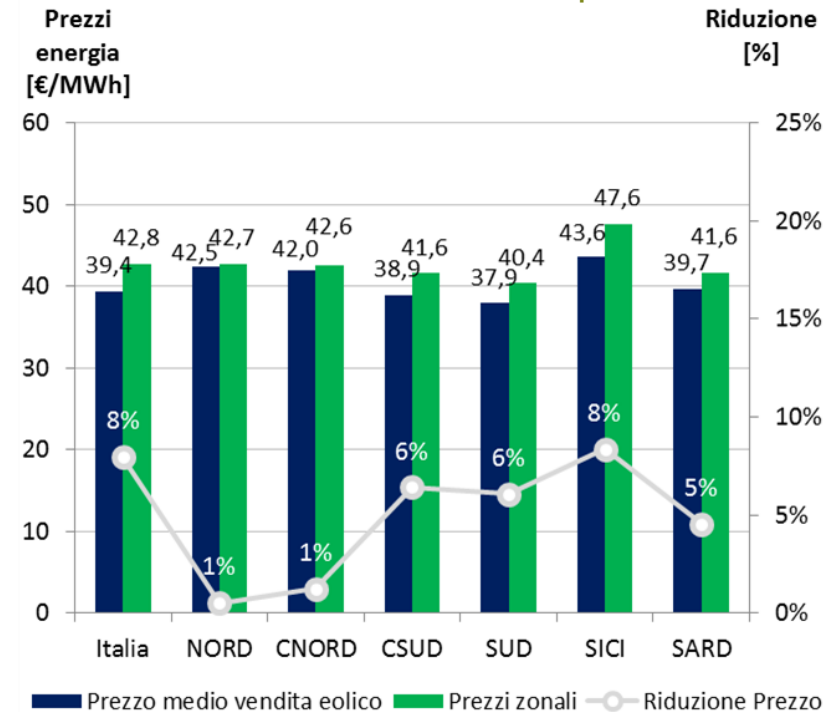
Valore dell'energia eolica sul mercato elettrico

In un'ottica di progressiva riduzione dell'incentivazione, è sempre più rilevante determinare il **valore dell'energia eolica sul mercato elettrico**. Combinando le serie storiche sul mix di generazione elettrica (fonte Terna) e l'andamento orario dei prezzi registrati sul Mercato del Giorno Prima (fonte GME), è possibile determinare i «prezzi medi di vendita» dell'energia per fonte e zona di mercato.

Andamento dei prezzi medi di vendita dell'energia per fonte



Prezzi medi di vendita 2016 da fonte eolica per zona di mercato

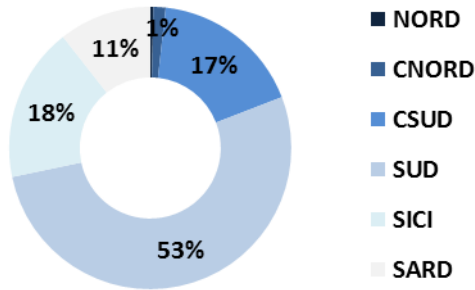


- La **discesa dei prezzi** di mercato dell'elettricità verificatasi dal 2011 al 2016 è stata ancora più marcata per le FER non programmabili la cui energia è valorizzata a prezzi mediamente inferiori al PUN
- Nel **2016**, il **prezzo medio di valorizzazione dell'energia eolica** è stato pari a **39,4 €/MWh**, quasi l'**8%** inferiore al **PUN (42,8 €/MWh)**
- A livello zonale, il **prezzo medio dell'energia eolica** varia da un minimo di **37,9 €/MWh** al **SUD** a un massimo di **43,6 €/MWh** in **SICILIA**. In tutti i casi il prezzo dell'energia eolica è inferiore al prezzo medio di mercato (riduzione tra l'1% e l'8%)

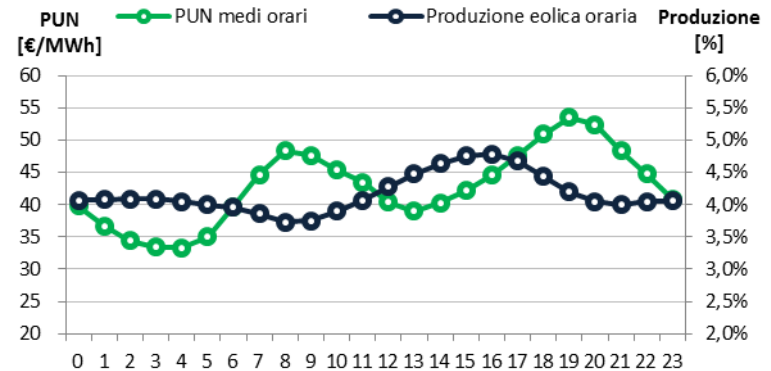
Distribuzione della produzione eolica e prezzi di mercato

Il prezzo di valorizzazione dell'energia eolica dipende principalmente dalla **distribuzione geografica degli impianti** e dal **profilo di produzione rispetto al profilo dei prezzi**, sia a livello orario, sia a livello stagionale

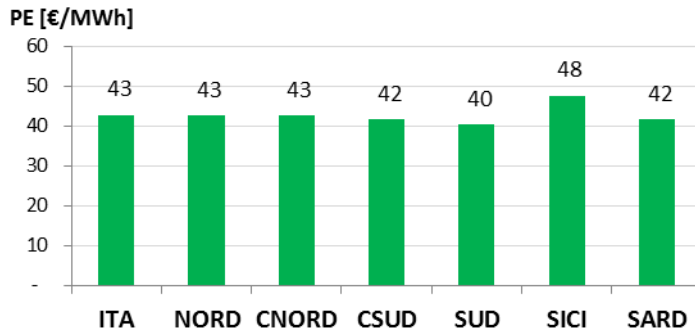
Produzione eolica nelle zone di mercato (2016)



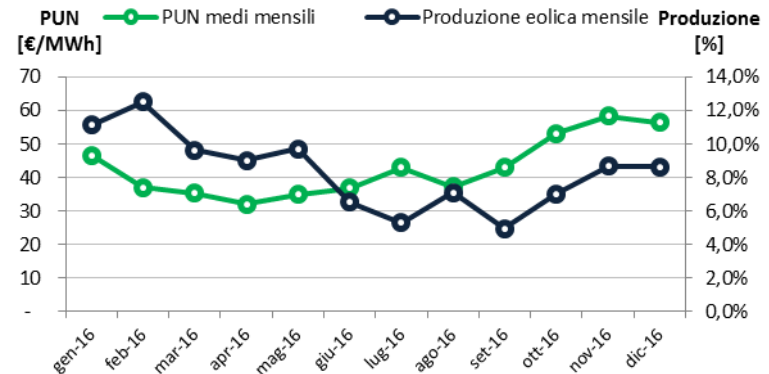
Produzione oraria eolica vs PUN orario (2016)



Prezzi zionali mercato elettrico (2016)



Produzione mensile eolica vs PUN mensile (2016)

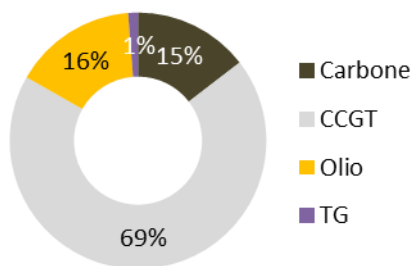


- Circa metà della produzione eolica si concentra nella zona di mercato SUD con prezzi meno remunerativi rispetto alle restanti zone
- I picchi di prezzo nelle ore mattutine e in tarda serata non corrispondono alle ore di elevata producibilità eolica
- La produzione eolica si concentra in inverno con prezzi sotto media e in primavera dove i prezzi sono generalmente ai minimi annuali

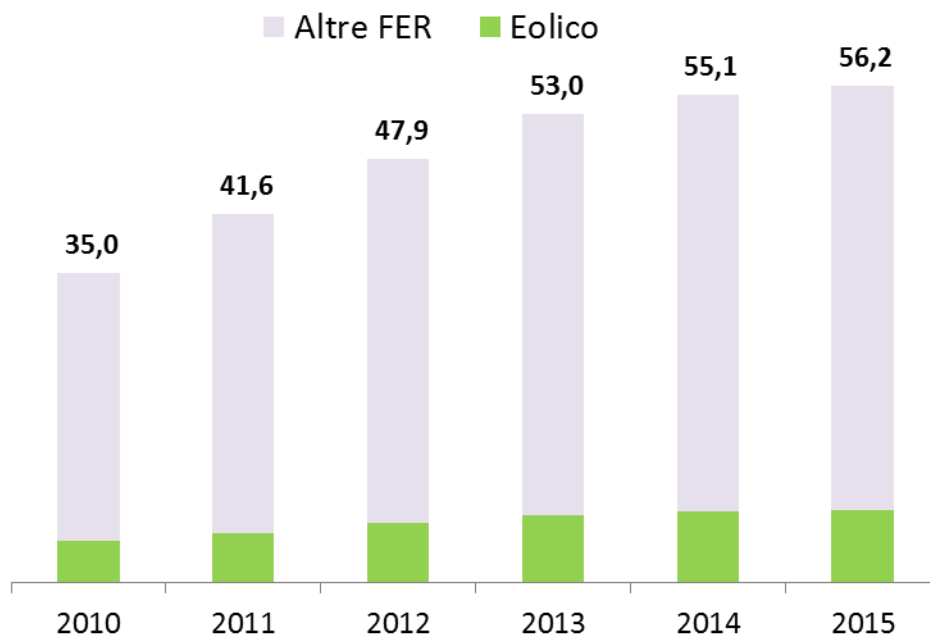
Risparmi di **gas serra** associati alla produzione eolica

- Sulla base dei dati di mercato GME (indici di tecnologia marginale ITM) è possibile ricostruire il **mix di tecnologie fossili sostituite dalla fonte eolica** (prevalenza CCGT 69%)
- **Ogni MWh di energia elettrica prodotta da fonte eolica** consente di risparmiare **536 kg di CO₂** nella sola fase di **esercizio** degli impianti
- Tra le rinnovabili elettriche l'eolico è tra le fonti che presentano mediamente i **maggiori risparmi di gas serra** per unità energetica prodotta
- Nel 2015 la produzione eolica ha consentito di evitare l'emissione di **8,2 MtCO₂** pari al 15% del totale delle emissioni evitate da rinnovabili nel settore elettrico

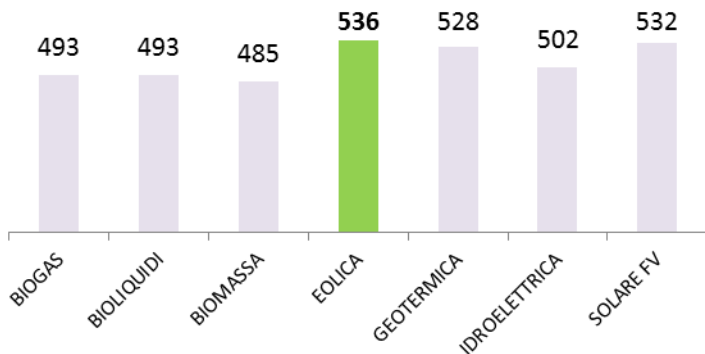
Mix fossile sostituito da fonte eolica



Emissioni evitate di GHG da FER-E [MtCO₂]



Fattori emissivi di risparmio GHG [kgCO₂eq/MWh]

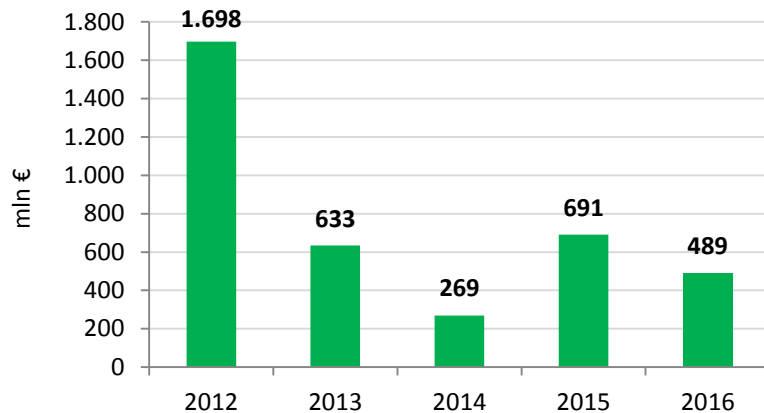


Stima ricadute economiche e occupazionali dell'eolico

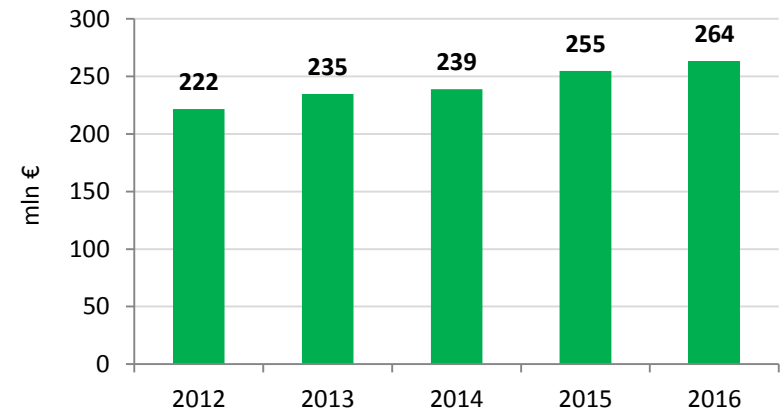
Il D.lgs. 28/2011 incarica il GSE di stimare le ricadute economiche e occupazionali connesse alla diffusione delle FER.

Il GSE effettua tale monitoraggio utilizzando per le stime una metodologia, sviluppata ad hoc, basata sulle matrici delle interdipendenze settoriali.

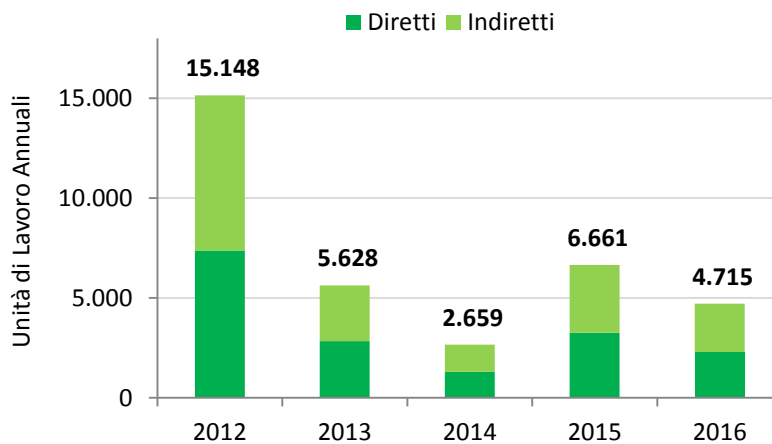
Investimenti in nuovi impianti



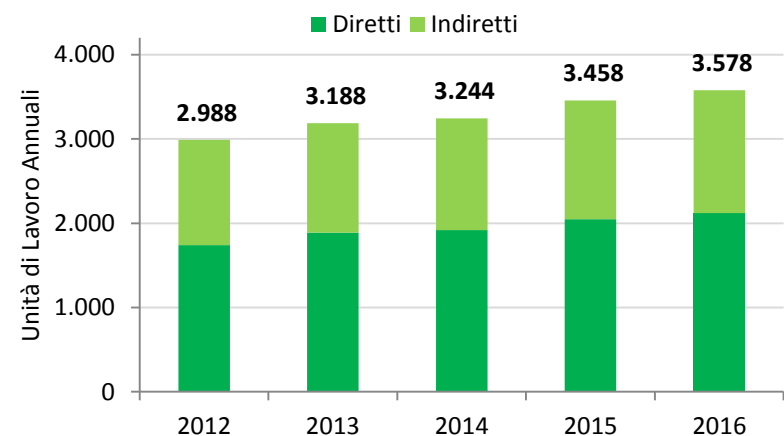
Spese di esercizio e manutenzione su tutto il parco installato



Ricadute occupazionali temporanee
(relative a investimenti in nuovi impianti)



Ricadute occupazionali permanenti
(relative a esercizio e manutenzione di tutto il parco installato)

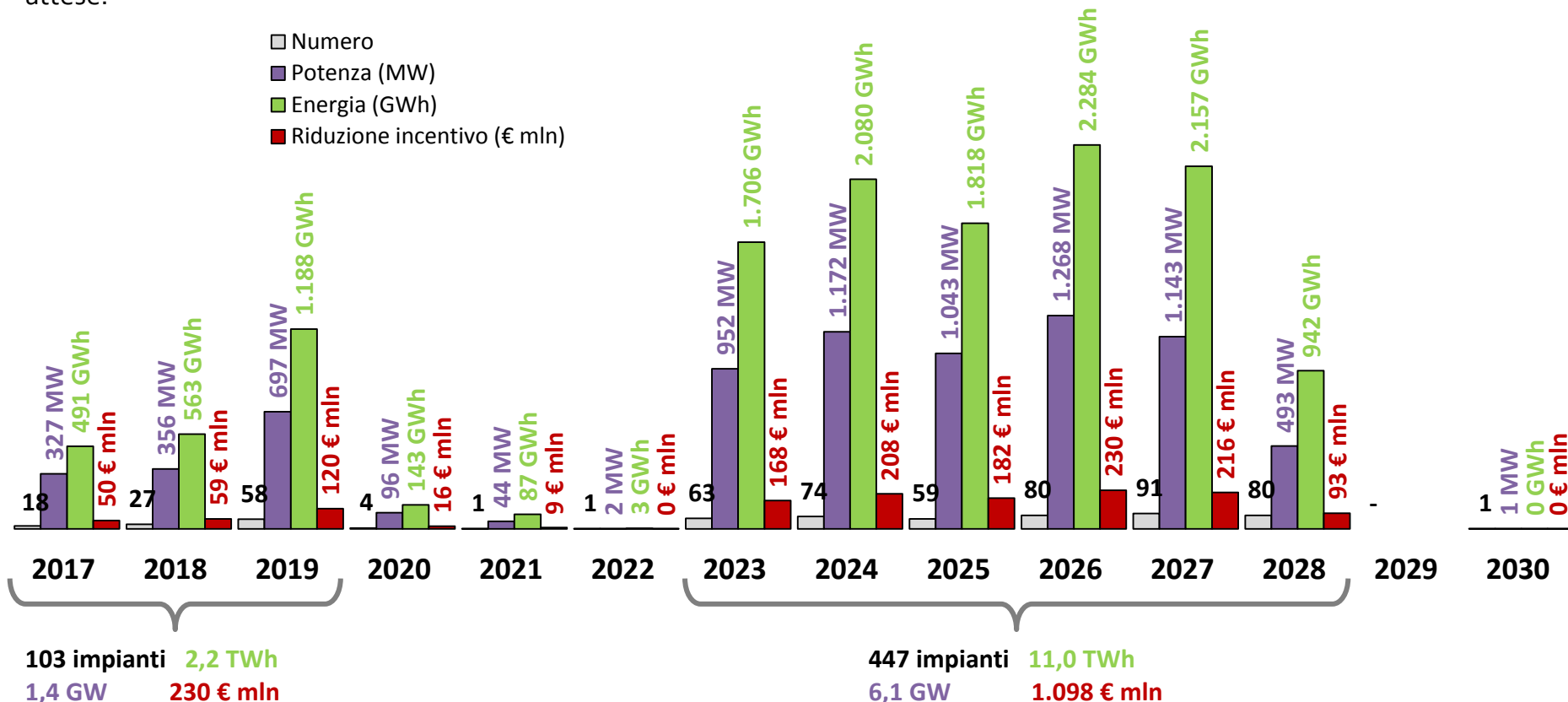


Sommario

- Sviluppo dell'eolico: numerosità, potenza, ripartizione per taglia
- La producibilità degli impianti eolici incentivati: grande eolico, mini-eolico
- Impianti: costi e produttori
 - Costi di investimento e O&M
 - Il costo di generazione eolica (LCOE)
 - Gli aerogeneratori installati: analisi di mercato
- Incentivazione dell'eolico
 - Costo di incentivazione dell'eolico
 - Esiti dei DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016: accesso diretto, registri e aste
 - L'incentivazione dell'eolico in Europa
- Altri punti di osservazione
 - Il «valore» dell'energia eolica sul mercato elettrico
 - Le emissioni evitate grazie all'eolico
 - Le ricadute occupazionali
- **Prospettive future sulla base delle politiche attuali**
 - Scadenze attese dell'incentivazione di grandi impianti ex-CV
 - Incentivazione di nuovi impianti mediante i DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016

Impianti eolici incentivati (exCV) in **scadenza**

Buona parte dell'eolico incentivato beneficia dell'incentivo sostitutivo dei CV. Parte di tali impianti è vicina al **termine del periodo di incentivazione**: entro il **2030** termina l'incentivo per **557** impianti, **7,6 GW** corrispondenti ad una produzione media di **13,5 TWh** e aventi un costo indicativo di incentivazione di **1,35 € mld.** Di seguito l'evoluzione nel tempo della scadenze attese.

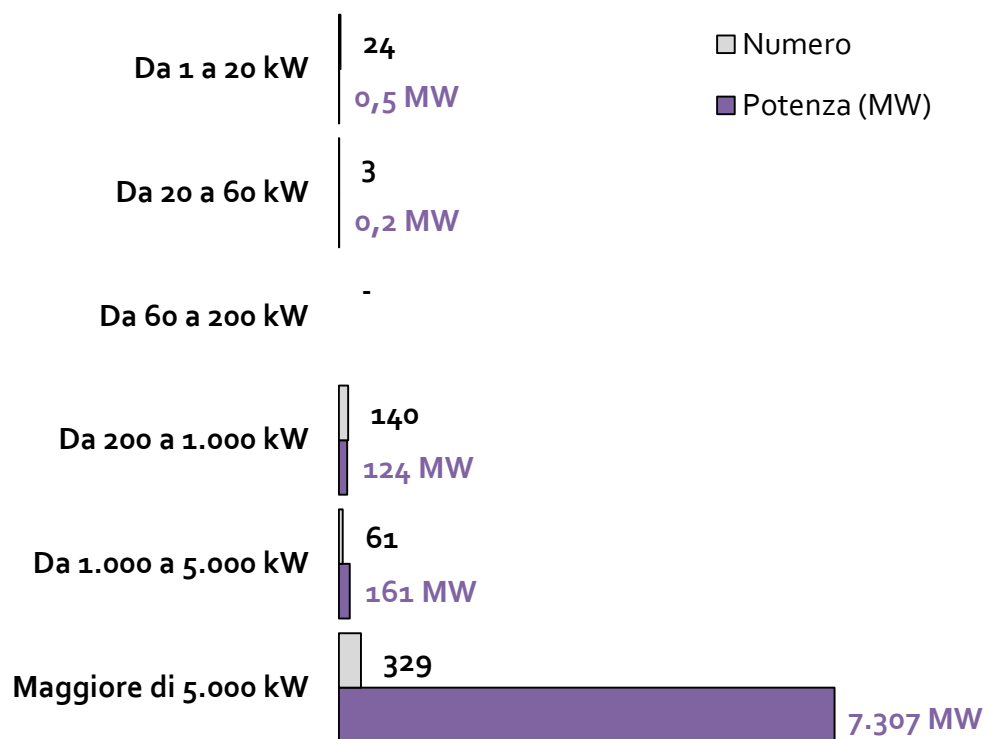


- Dal **2017** al **2019** si prevede la scadenza di circa **100** impianti per **1,4 GW** complessivi, con una riduzione del costo di incentivazione di circa **230 € mln**
- Dal **2023** al **2028** ha luogo la maggior parte delle scadenze (circa 450 impianti, **6,1 GW**, 1.100 € mln di riduzione del costo)

Impianti eolici incentivati (exCV) in **scadenza**

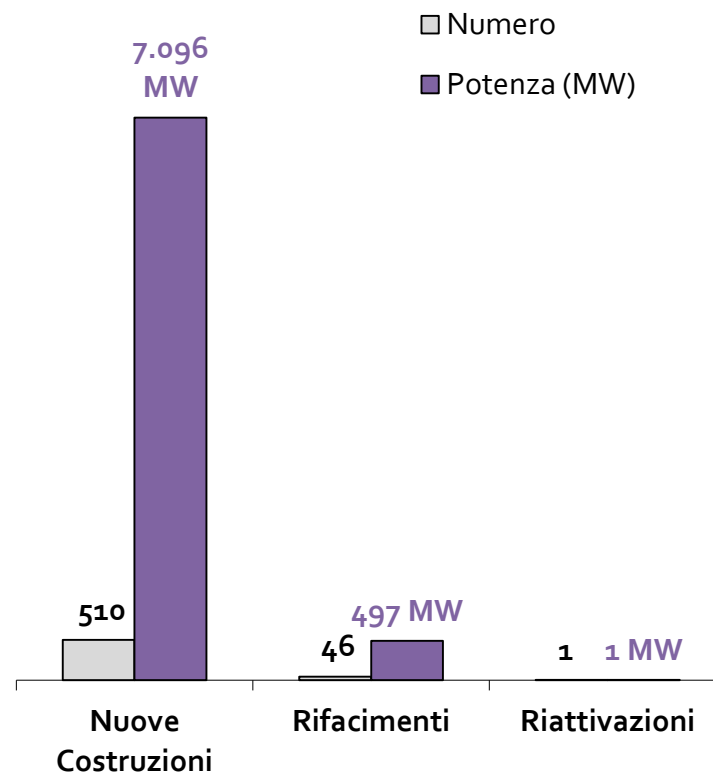
La grande **maggioranza** degli impianti ex CV in scadenza entro è costituita da impianti di **grandi dimensioni**: gli impianti **maggiori di 1 MW** costituiscono il **70% del numero** totale degli impianti in scadenza entro il 2030 e il **96% della loro potenza**.

Impianti in scadenza per classe di potenza



Prevalenza grandi impianti

Impianti in scadenza per categoria



Prevalenza nuove costruzioni

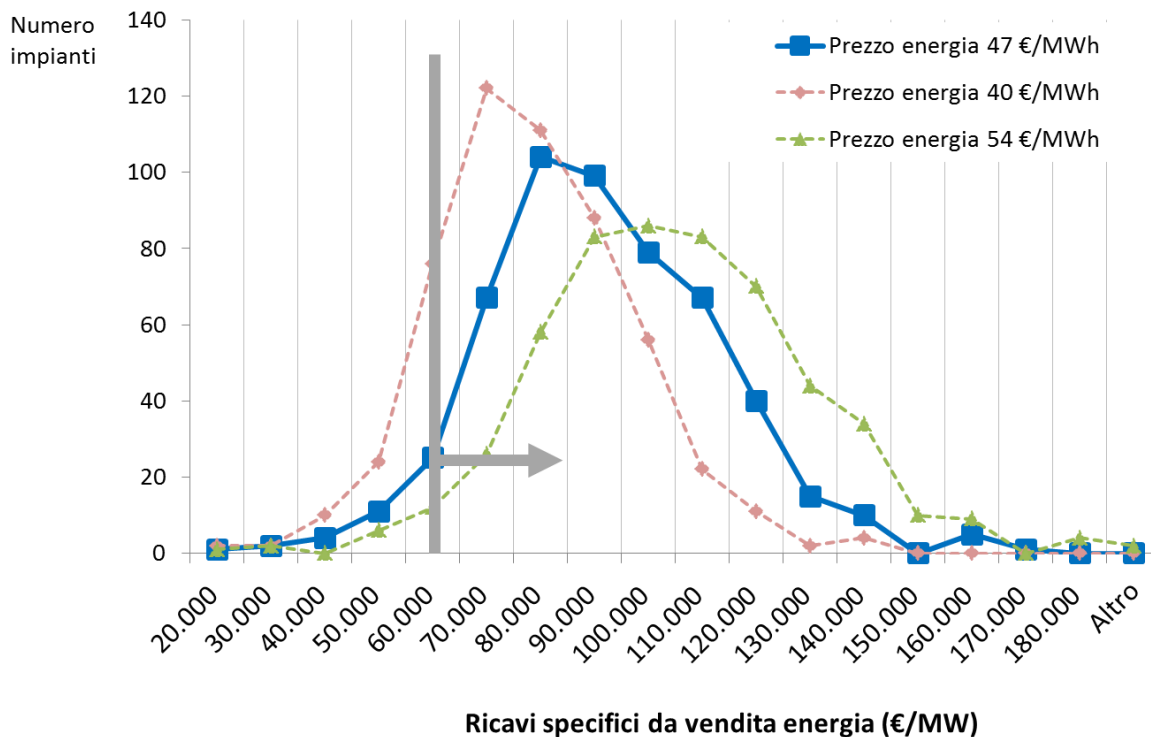
Quale futuro per gli impianti in scadenza? **Scenari di convenienza**

Si possono fare alcune ipotesi di massima sulla **convenienza economica media dell'esercizio degli impianti al termine del periodo di incentivazione** (impianti ex CV, prevalentemente di grandi dimensioni).

A tal fine, in primo luogo si sono valutati i possibili **ricavi dalla vendita della produzione eolica** nel periodo successivo all'incentivazione. Ipotesi:

- producibilità pari a quella risultante per tali impianti nell'ultimo triennio (2014-2016)
- prezzo dell'energia di 47 €/MWh, con sensitività $\pm 15\%$ (da 40 a 54 €/MWh)

Distribuzione dei ricavi specifici (€/MW) dalla vendita di energia a mercato degli impianti in scadenza entro il 2030



Nell'ambito di questa simulazione si ipotizza che possano esserci margini di convenienza economica se almeno:

Ricavi da vendita \geq costi O&M (+margine).

I costi di O&M sono generalmente non molto dipendenti dai livelli di producibilità

Esempio:

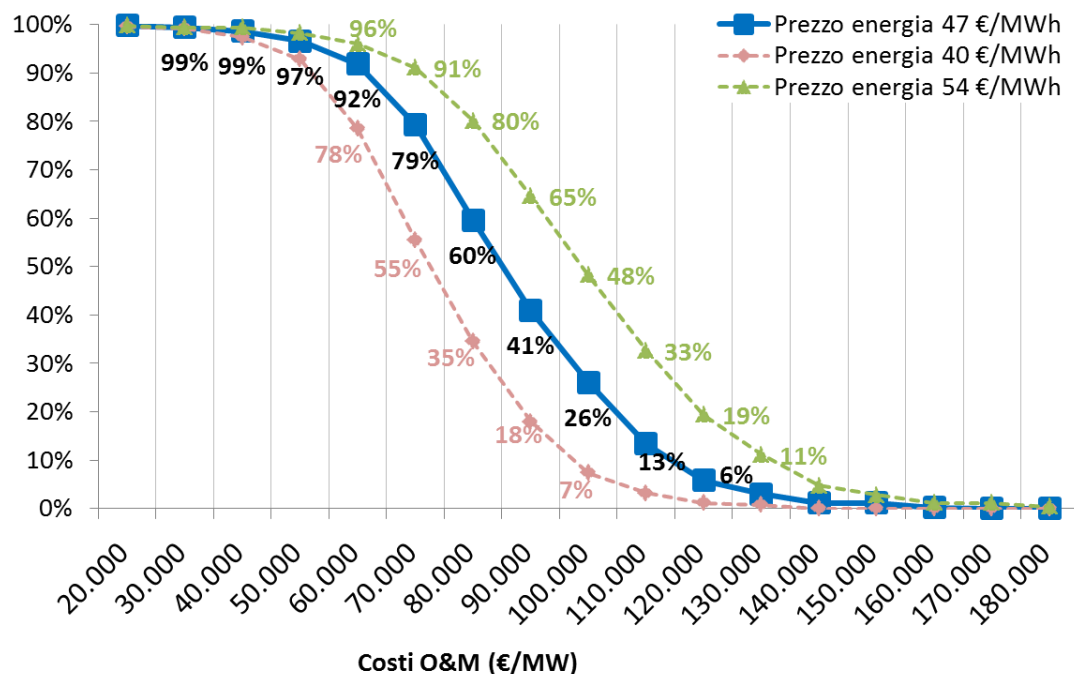
facendo riferimento alla figura accanto, se costi O&M = 60.000 €/MW*, risulterebbero avere margini di convenienza economica tutti gli impianti della distribuzione alla *destra* di 60.000 €/MW (barra grigia)

* I costi di O&M degli impianti più nuovi di grandi dimensioni si aggirano intorno ai 30.000 €/MW. Si ritiene che i costi di O&M degli impianti in età avanzata, al termine del periodo di incentivazione, possano essere maggiori di quelli degli impianti nuovi

Quale futuro per gli impianti in scadenza? **Scenari di convenienza**

Assumendo che possano esserci margini di convenienza economica se ricavi da vendita di energia \geq costi O&M (+margine), a partire dalla distribuzione dei ricavi può essere stimata la **percentuale di impianti che potrebbero avere convenienza economica all'esercizio in funzione dei costi di O&M**, data la producibilità degli stessi e diversi valori del prezzo dell'energia.

Probabilità cumulata della convenienza/sopravvivenza al variare dei costi di O&M



Esempio:

se costi O&M= 60.000 €/MW, risulterebbero avere margini di convenienza economica:

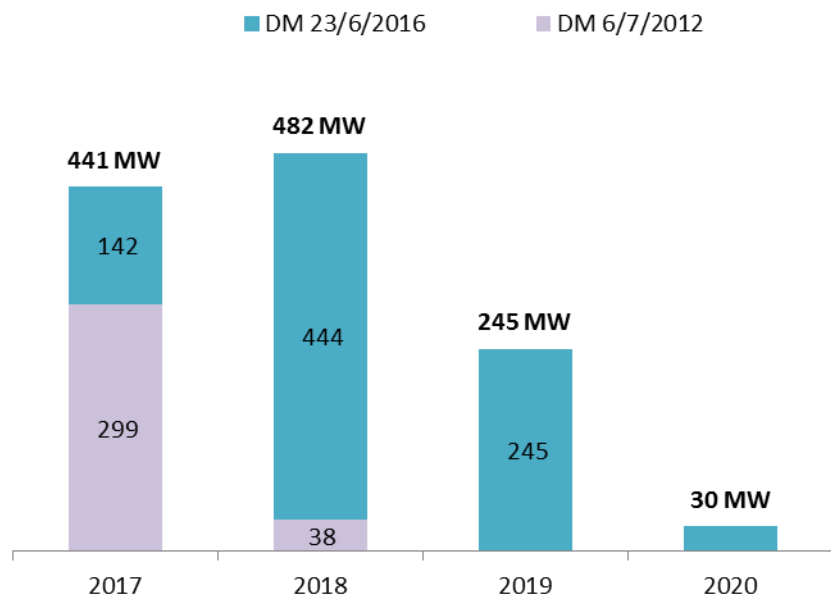
- il 92% degli impianti se P. energia=47 €/MWh
- il 96% degli impianti se P. energia=54 €/MWh
- il 78% degli impianti se P. energia=40 €/MWh

- I costi di O&M di impianti aventi oltre 10-15 anni di vita potrebbero essere anche significativamente maggiori rispetto alla prima fase di esercizio, tuttavia **semberebbero esserci buone probabilità di convenienza economica nell'esercizio della maggior parte dei grandi impianti eolici al termine del periodo di incentivazione**, almeno per alcuni anni
- Cionondimeno, un opportuno ammodernamento degli stessi potrebbe consentire l'**ottimizzazione** dello sfruttamento della risorsa eolica e conseguentemente un incremento della produzione di energia

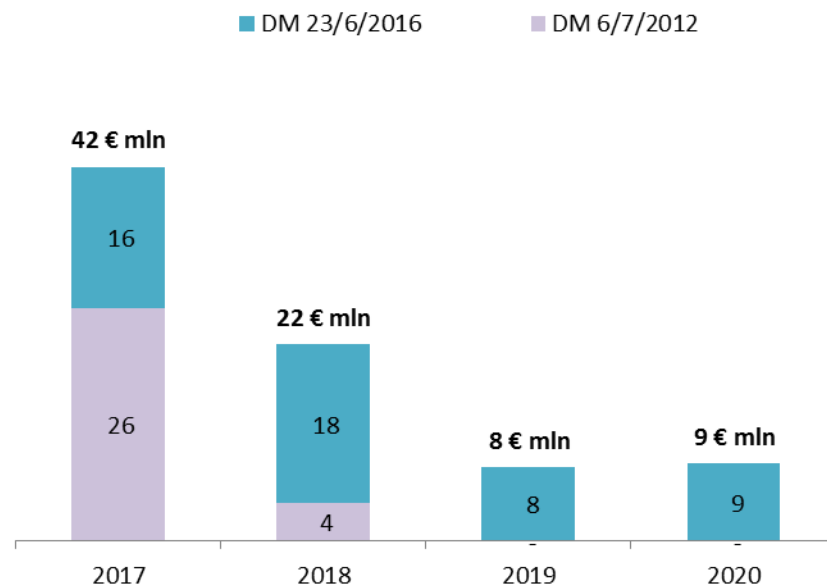
Entrata in esercizio di **nuovi impianti** eolici incentivati

Nei prossimi anni è attesa l'entrata in esercizio di nuovi impianti eolici: si tratta degli impianti ad **asta e registro ai sensi del DM 23/6/2016**, e di quelli ad **asta ai sensi del DM 6/7/2012 non ancora in esercizio**. Di seguito una stima indicativa della potenza attesa fino al 2020 e del relativo costo indicativo. La stima tiene conto delle ipotesi sulla **graduale entrata in esercizio degli impianti aventi diritto all'incentivazione**, e della **probabile decadenza di una parte di essi** sulla base dello storico osservato, secondo la metodologia di calcolo del contatore FER.

Stima della nuova potenza eolica incentivata in esercizio



Stima del costo di incentivazione della nuova potenza eolica



- Nel **2017** si prevede l'incentivazione di circa **440 MW** di eolico (250 MW già in esercizio al 30/6/2017), di cui circa un terzo relativi al DM 23/6/2016. A tali impianti corrisponde un costo di incentivazione di poco più di **40 € mln**
- Nel **2018, 2019 e 2020** si attende l'entrata in esercizio di quasi **760 MW**, per lo più afferenti al DM 23/6/2016, cui corrisponde un costo di incentivazione totale di quasi **40 € mln**

Considerazioni conclusive

- **Sviluppo dell'eolico incentivato.** Negli ultimi 3 anni si è avuta una rilevante crescita di impianti di piccola taglia soprattutto da 60 kW, ma anche 20 kW e 200 kW. Nel complesso, al 30 giugno 2017, risultano oltre 3.150 impianti incentivati fino a 200 kW. In termini di potenza, c'è una netta prevalenza (94%) di impianti grandi, principalmente incentivati exCV
- **La producibilità degli impianti eolici incentivati.** Il grande eolico mostra producibilità sostanzialmente omogenea e piuttosto stabile, con un incremento per gli impianti più nuovi. La producibilità degli impianti mini eolici mostra invece un miglioramento rispetto al passato, ma i valori medi risultano ancora moderati.
- **Impianti: costi e produttori.** L'analisi dei costi di investimento mostra un trend decrescente all'aumentare della potenza di impianto, e valori compresi tra 1,5 € mln/MW e 5,0 € mln/MW. Il costo di generazione (LCOE) risulta quindi molto diverso per taglia, soprattutto se si considerano i livelli medi di producibilità effettivamente riscontrati tra gli impianti incentivati. In termini di mercato degli aerogeneratori, il minieolico, in particolare fino a 200 kW, presenta un'elevata frammentazione
- **Incentivazione dell'eolico: la situazione ad oggi.** Il costo indicativo di incentivazione dell'eolico incide per circa 1,5 € mld sul totale (5,57 € mld) del costo indicativo cumulato annuo degli incentivi per le fonti non fotovoltaiche. Con riferimento ai DM 6/7/2012 e DM 23/6/2016, l'accesso diretto ha mostrato una grande crescita (oltre 2.500 impianti, per lo più da 60 kW). Nei registri si è evidenziata una elevatissima richiesta rispetto ai contingenti disponibili, ma anche una elevata decadenza del diritto di accesso. Anche tra le aste si è avuta un'elevata richiesta rispetto alla disponibilità, con offerte di riduzione crescenti, e una buona percentuale di entrata in esercizio degli aggiudicatari.
- **Ricadute ambientali ed occupazionali dell'energia eolica.** Si stima che la produzione eolica abbia consentito di evitare l'emissione in atmosfera di 8,2 milioni di tonnellate annue di CO₂, pari al 15% del totale delle emissioni evitate da rinnovabili nel settore elettrico. Si valuta che nel 2016 siano stati realizzati investimenti in nuovi impianti eolici per circa 4,90 milioni di euro; si stima che la gestione «permanente» di tutto il parco degli impianti in esercizio attivi quasi 3.600 unità lavorative annue.
- **Prospettive future sulla base delle politiche attuali.** Nel periodo 2017 – 2019 sono in scadenza oltre 100 impianti con incentivo ex-CV per circa 1.400 MW complessivi, con una riduzione attesa del costo di incentivazione di circa 230 € mln. Viceversa nel periodo 2017-2020 si prevede l'ingresso di circa 1.200 MW di nuovi impianti incentivati, con costo di incentivazione di circa 80 € mln.