



POLITECNICO
MILANO 1863



Renewable Energy Report 2018

Il futuro delle Rinnovabili in Italia

Energy & Strategy
10 Maggio 2018
Politecnico di Milano



Energy&Strategy



Energy&Strategy



energystrategy.it

I partner del Renewable Energy Report 2018

I partner della ricerca



I patrocinatori



Indice RER 2018

1

I numeri delle Rinnovabili in Italia

2

Le Rinnovabili in Europa: lo stato dell'arte e gli obiettivi di sviluppo

3

La Strategia Energetica Nazionale 2017: il quadro degli obiettivi per le fonti rinnovabili

4

La Strategia Energetica Nazionale 2017: l'analisi della fattibilità economica ed una proposta concreta di implementazione

5

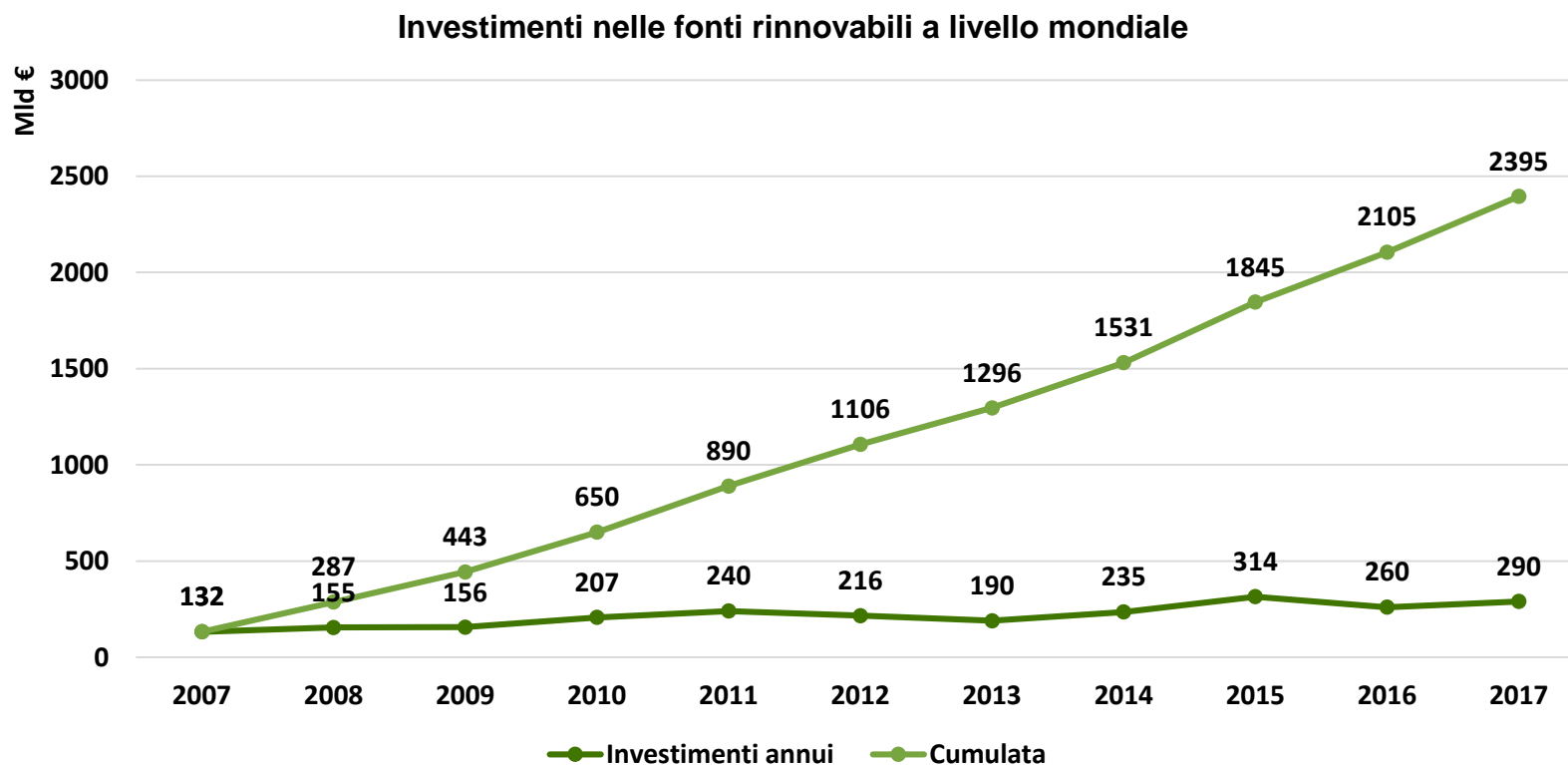
Revamping/Repowering survey: la prospettiva degli operatori del settore

6

Il potenziale di mercato delle Rinnovabili in Italia nel periodo 2018-2020

Gli investimenti globali in rinnovabili

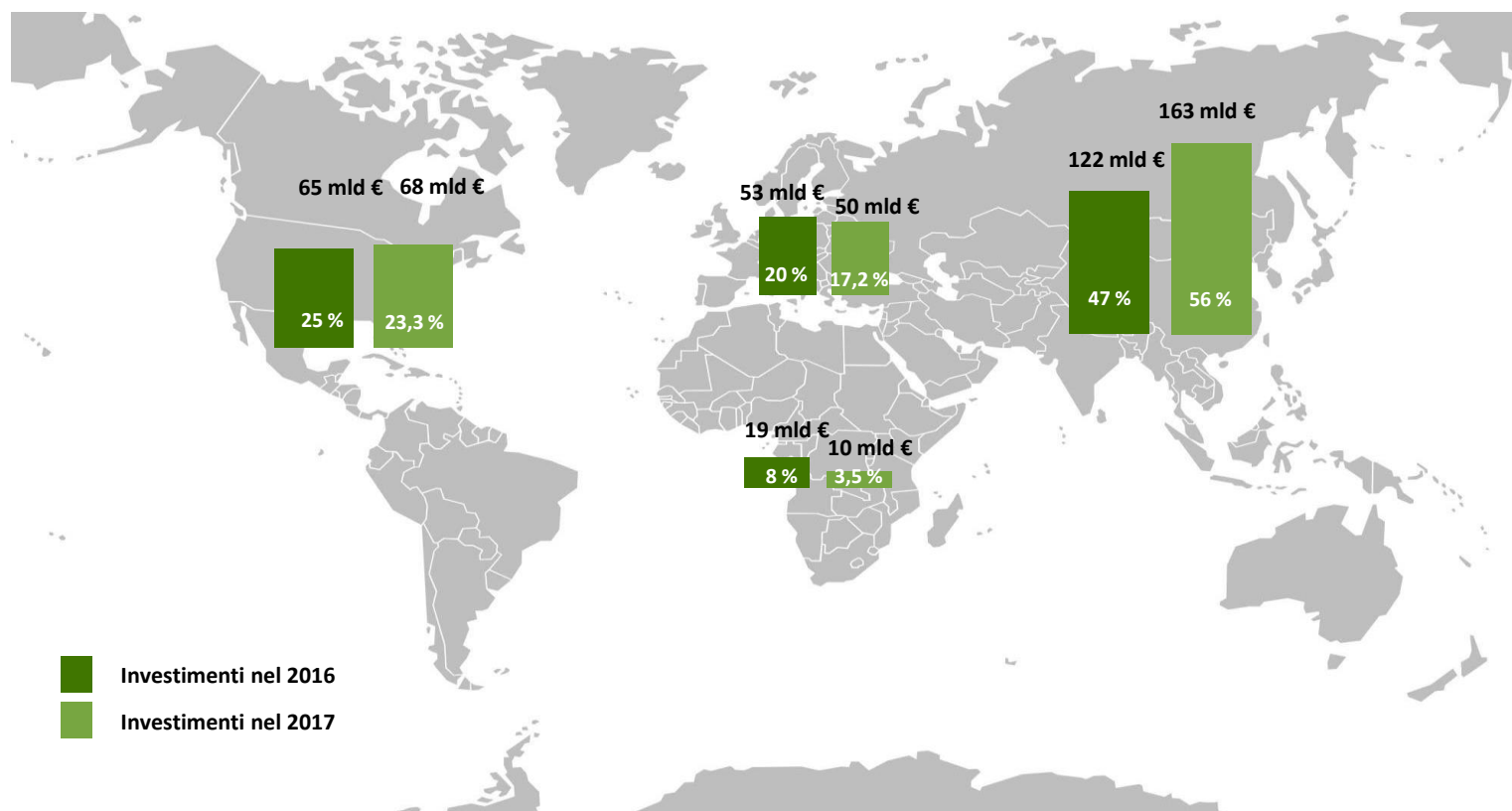
- Nel 2017 sono stati investiti per la realizzazione di nuovi impianti da fonti rinnovabili **circa 290 miliardi di € a livello globale**, in crescita **dell'11,5%** rispetto al **2016**, inferiori del **7,6%** rispetto al **2015** che aveva invece segnato **investimenti record**, oltre i **300 miliardi di €**.



Fonte: Bloomberg New Energy Finance

Gli investimenti globali in rinnovabili

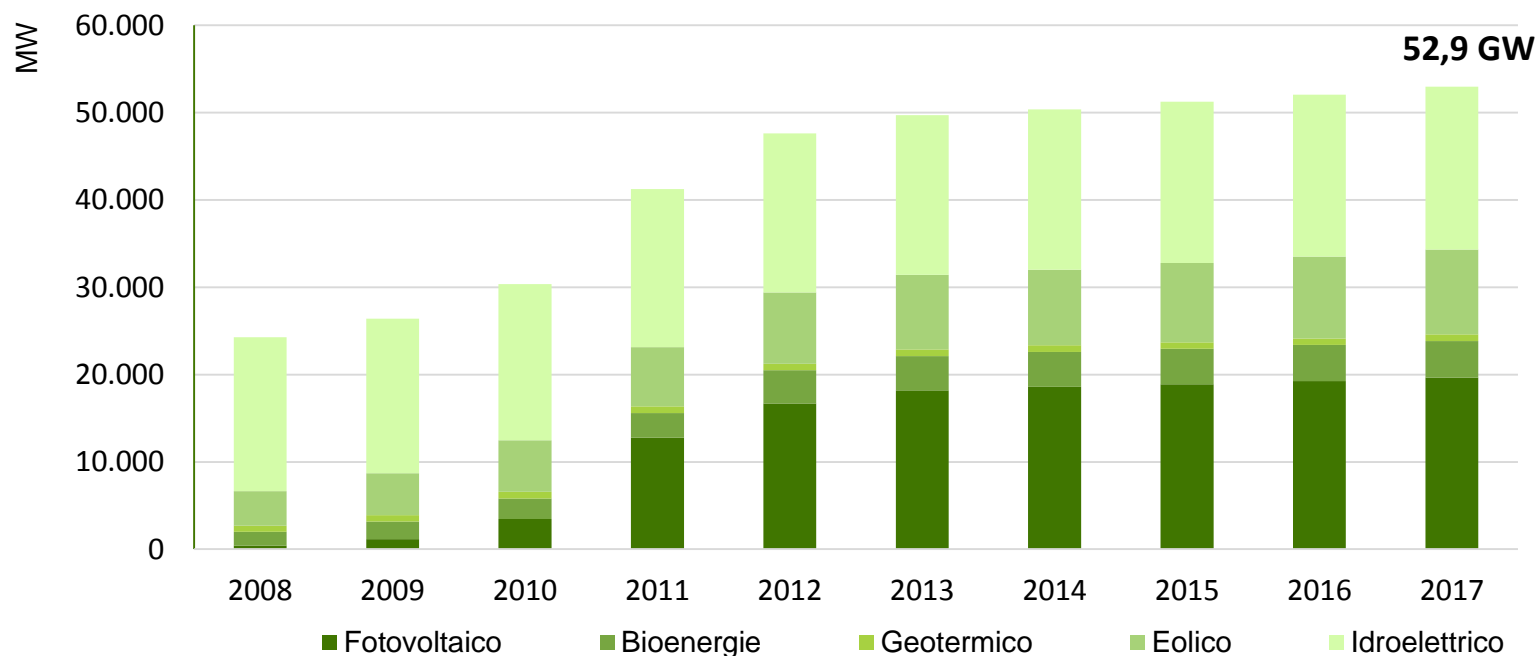
Variazione degli investimenti degli ultimi due anni suddivisi per area geografica



Fonte: Bloomberg New Energy Finance

L'andamento della potenza installata da rinnovabili in Italia dal 2008 al 2017

- La nuova potenza installata nel corso del 2017 è stata di circa 900 MW, di 120 MW superiore a quella installata nello stesso periodo del 2016 (+15%).
- Complessivamente la potenza installata da rinnovabili raggiunge quasi i 53 GW (36 GW se si esclude l'idroelettrico "storico").

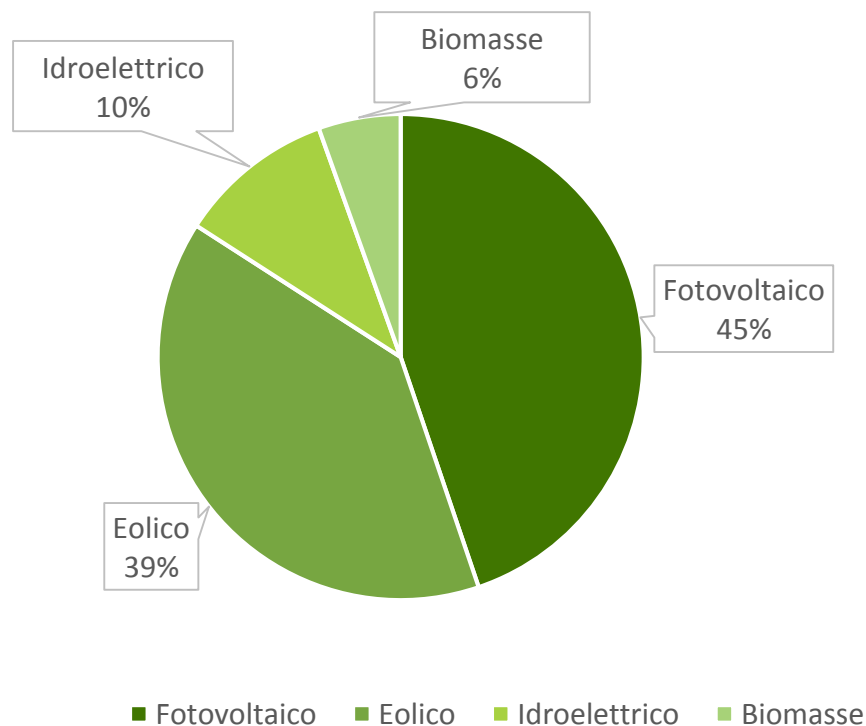


Fonte: Terna

La potenza installata da rinnovabili in Italia nel 2017: il quadro delle fonti

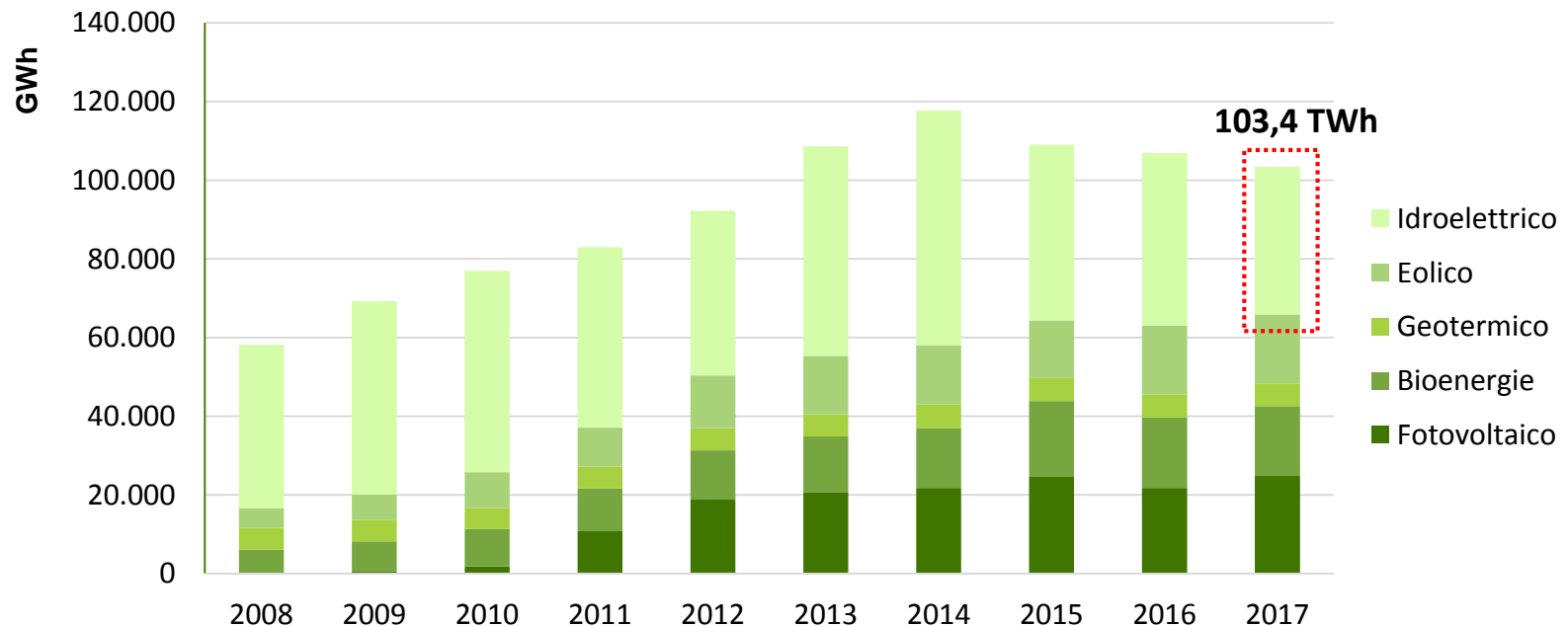
I circa 900 MW di potenza installata nel 2017 sono così suddivisi:

fotovoltaico **410 MW**, eolico con **360 MW**, idroelettrico con **95 MW**, biomasse **50 MW**.



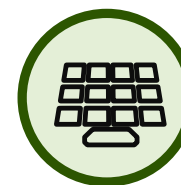
L'andamento della produzione elettrica da rinnovabili in Italia dal 2008 al 2017

- Nel 2017 le rinnovabili hanno contribuito al **36,2% della produzione** e alla **copertura del 32,4% della domanda** elettrica nazionale che ha superato i **320 TWh**. La **produzione da rinnovabili ha segnato un -3,3%, rispetto al 2016**, con **103,4 TWh prodotti**.
- A questo calo ha contribuito in particolare **l'idroelettrico** con un **-14,3%** a causa delle **scarse precipitazioni**. **L'idroelettrico ha raggiunto nel 2017 il valore più basso degli ultimi 10 anni** scendendo sotto i **40 TWh di produzione elettrica**



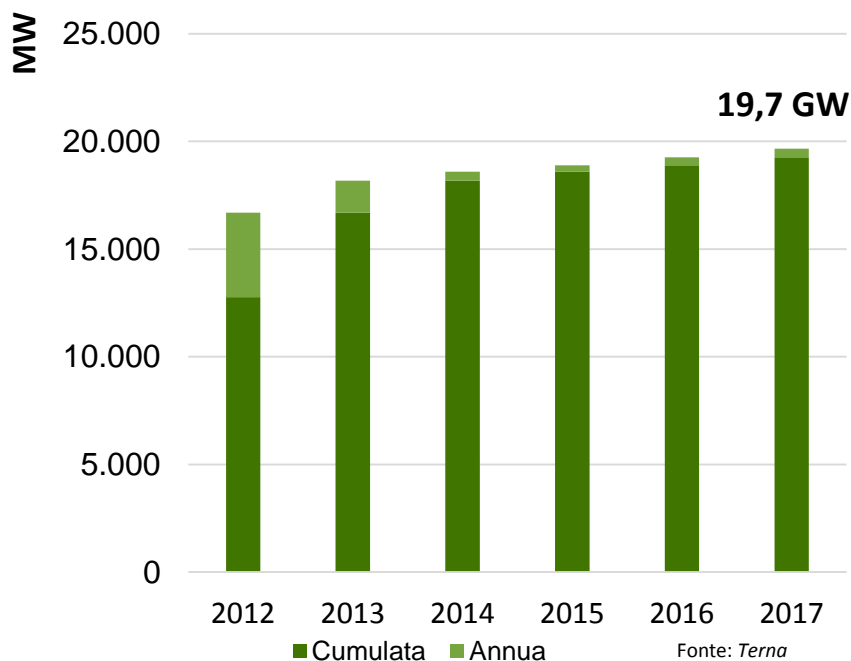
Fonte: Terna

Il Fotovoltaico in Italia: la potenza installata nel 2017

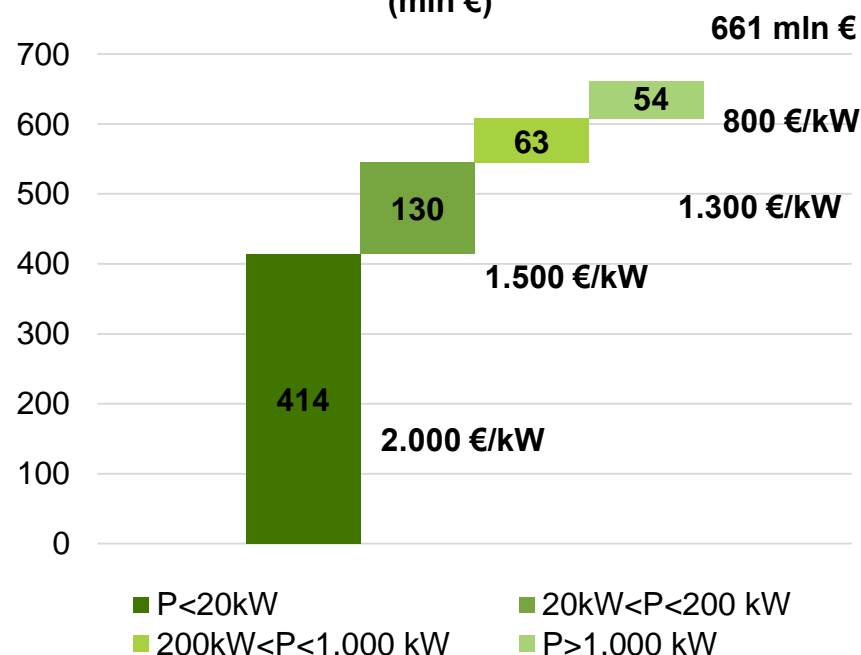


- Il volume complessivo di potenza fotovoltaica installata è di circa **19,7 GW** a fine **2017**, grazie alla **nuova potenza installata** pari a circa **410 MW**, in crescita di circa il **10,8% rispetto all'anno precedente**.
- Il valore del **mercato delle nuove installazioni** è stato pari nel **2017** a circa **661 mln €**. Il **mercato residenziale** ha pesato per oltre il **60% del totale**.

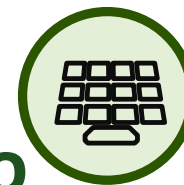
Potenza fotovoltaica installata in Italia



Mercato primario del fotovoltaico nel 2017
(mln €)

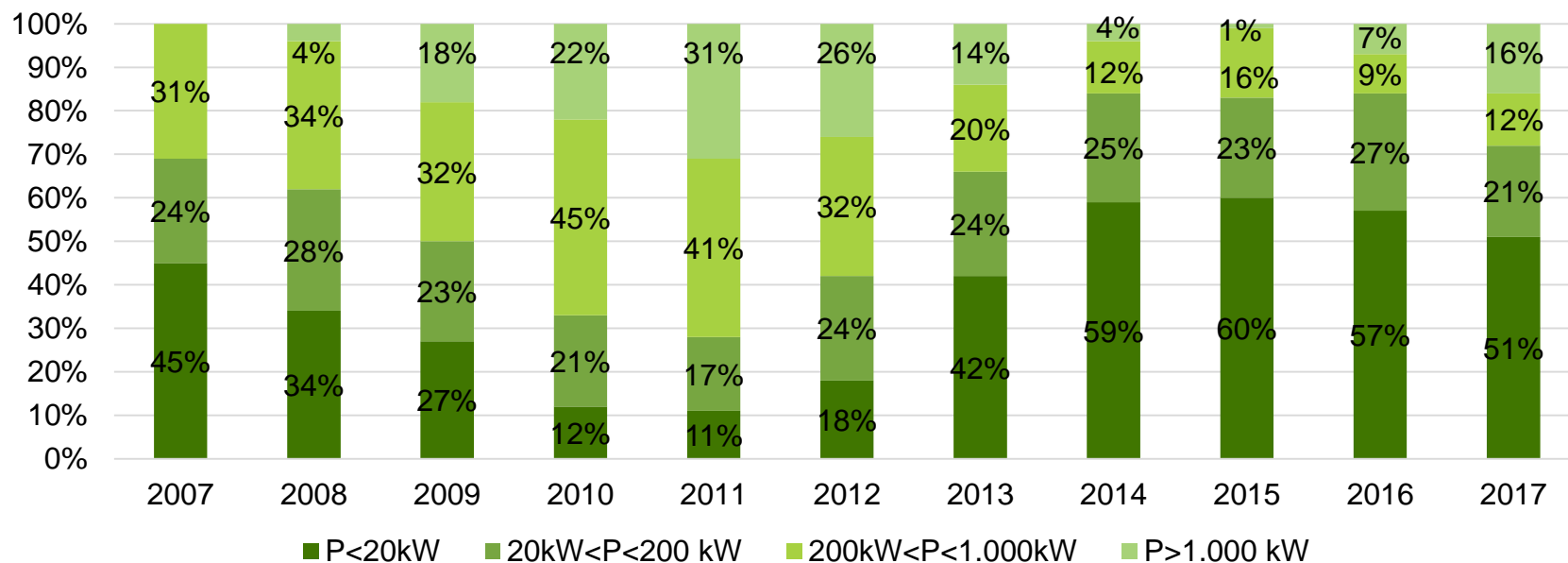


Il Fotovoltaico in Italia: la segmentazione per taglia di impianto



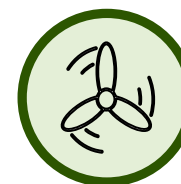
- E' interessante sottolineare il ritorno agli impianti di grande taglia.
- Il dato del **2017** (16% della potenza installata in impianti oltre 1 MW) è influenzato dall'ingresso di un **unico grande impianto fotovoltaico da 64 MW a Montalto**.

Segmentazione del nuovo installato per fasce di taglia



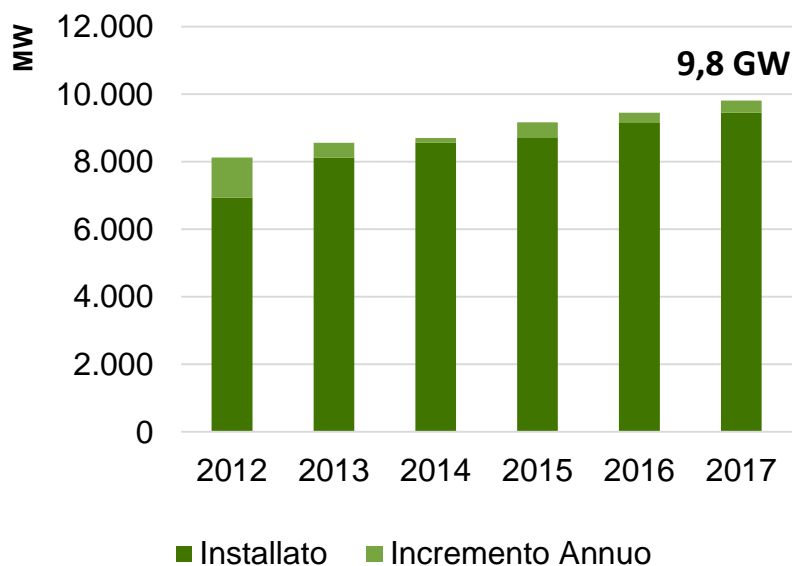
Fonte: Terna

L'Eolico in Italia: la potenza installata nel 2017

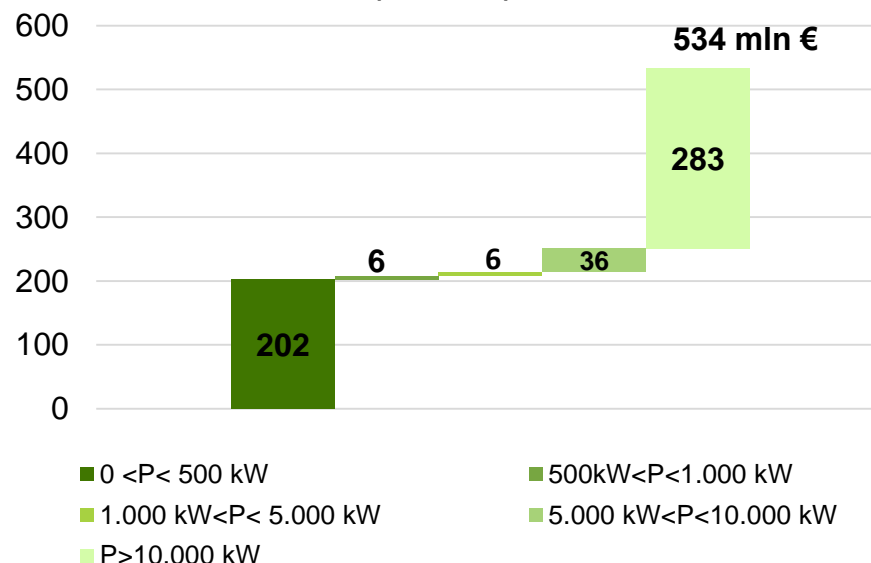


- Il volume complessivo di potenza eolica installata è giunta a oltre **9,8 GW** a fine **2017** con un **valore di nuove installazioni pari a circa 359 MW (+23,8% rispetto al 2016)**.
- Il valore del **mercato delle nuove installazioni** è stato pari a poco più di **534 mln €**. Gli impianti di taglia superiore ai 5 MW (217 MW di nuove installazioni in totale) coprono il **54% del totale**, ma hanno avuto un notevole incremento quelli inferiori ai 200 kW (soprattutto grazie all'accesso diretto all'incentivazione al di sotto dei **60 kW** fino al 31/12/2017).

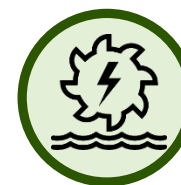
Potenza eolica installata in Italia



Mercato primario dell'eolico nel 2017
(in mln €)

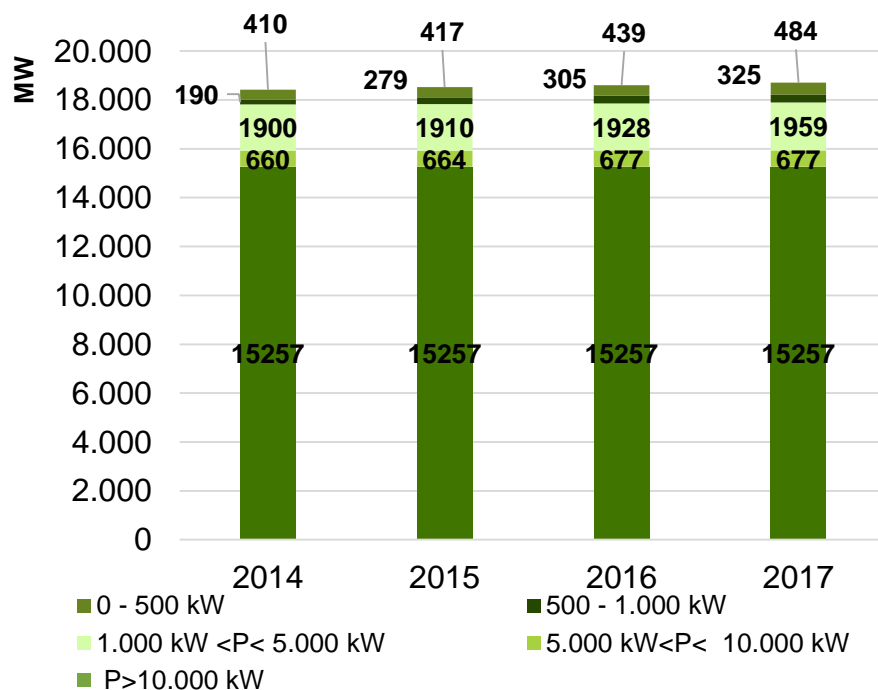


L'Idroelettrico in Italia: la potenza installata nel 2017



- Il volume complessivo di potenza idroelettrica installata è di **18,7 GW a fine 2017** con un **valore delle nuove installazioni pari a circa 95 MW**, volumi lievemente superiori rispetto al 2016.
- Il valore del **mercato delle nuove installazioni** è stato pari nel 2017 a circa **443 mln €**, in larga parte (**il 61% del totale**) appunto attribuibile agli impianti di piccola taglia (inferiori ai 500 kW).

Potenza idroelettrica installata in Italia

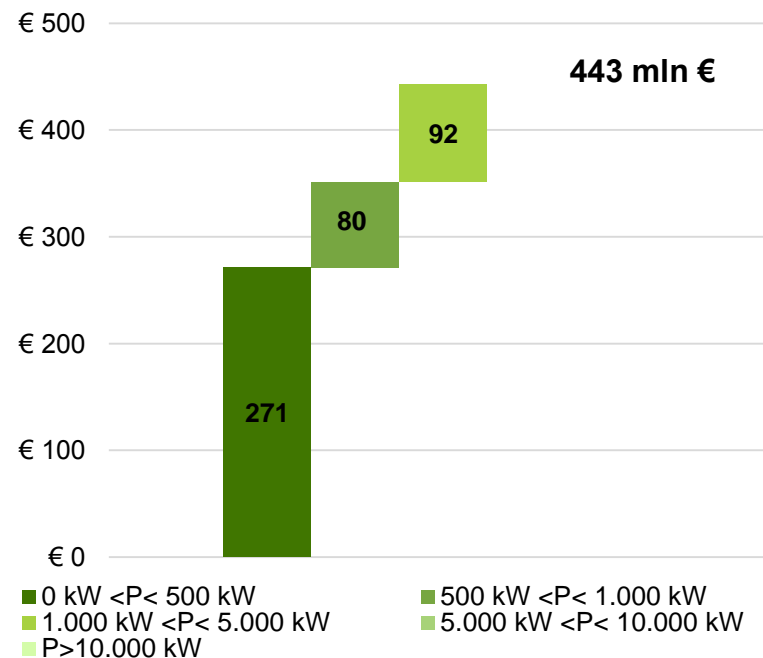


14/05/2018

Fonte: Terna

Energy&Strategy

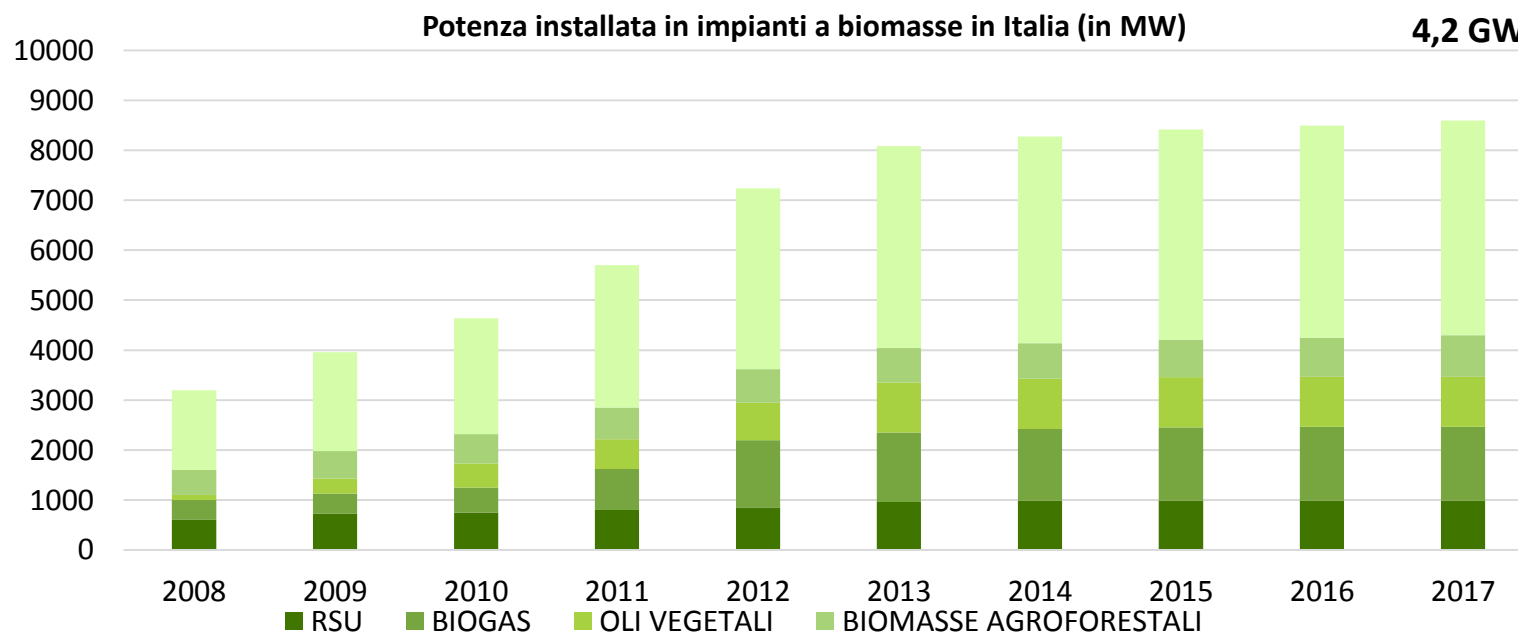
Mercato primario dell'idroelettrico nel 2017
(in mln €)



Le Biomasse in Italia: la potenza installata nel 2017










- La **potenza cumulata**, sommando le quattro diverse tipologie di biomassa, ha **superato, al termine del 2017, i 4,2 GW**, con una **crescita complessiva quindi di «soli» 50 MW nel 2017**, rispetto ai **40 MW** del 2016.
- Lo «**stallo**» delle nuove installazioni è quindi evidente e continua ormai dal 2014. Sarà interessante vedere quali impatti produrrà il **nuovo decreto**, relativo al **supporto degli impianti per la produzione del biometano con destinazione d'uso trasporti** entrato in vigore a inizio marzo 2018, sulle future installazioni.



Fonte: Terna

Il benchmark sulle rinnovabili in Europa

Sintesi relativa ai mix energetici per la produzione elettrica (2017)

PAESE	FOTOVOLTAICO	EOLICO	IDROELETTRICO & POMPAGGI	BIOMASSE	GEOTERMICO	PETROLIO	CARBONE	GAS	NUCLEARE	
	9%	6%	14%	6%	2%	<div>37%</div>	6%	12%	45%	0%
	6%	16%	3%	8%	0%	<div>33%</div>	4%	37%	13%	12%
	5%	18%	8%	2%	0%	<div>33%</div>	13%	17%	16%	21%
	4%	11%	9%	6%	0%	<div>30%</div>	2%	23%	20%	25%
	3%	15%	3%	8%	0%	<div>29%</div>	1%	7%	41%	21%
	2%	5%	10%	2%	0%	<div>19%</div>	1%	1%	7%	72%
	0%	8%	1%	6%	0%	<div>15%</div>	3%	77%	5%	0%



La Strategia Energetica Nazionale 2017: il quadro degli obiettivi per le fonti rinnovabili



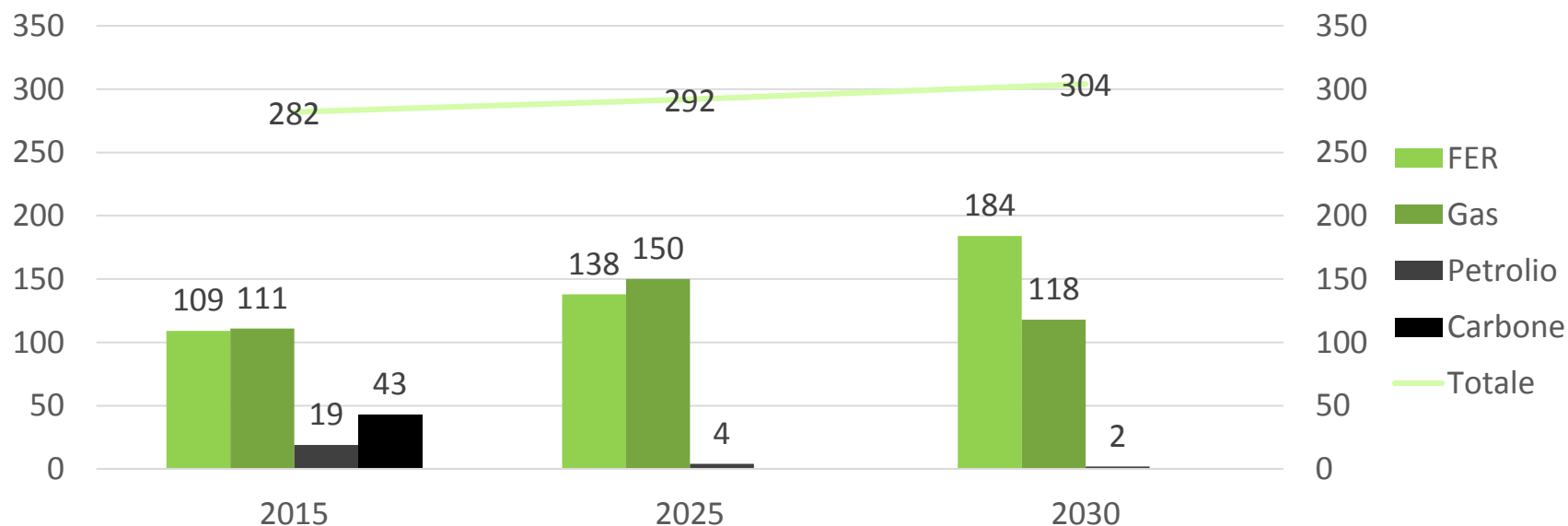
Lo scenario *SEN*

- Lo scenario *SEN* prevede al **2030**:
 - **Una riduzione dei consumi primari di 20 Mtep**, guidata dalla riduzione dei consumi di carbone e prodotti petroliferi
 - **FER al 55% dei consumi elettrici, che vanno a incidere per il 28% sul totale dei consumi di energia**
 - **Produzione elettrica da FER pari a 184 TWh**
 - **PUN a 72 €/MWh**

Il mix energetico atteso della produzione di energia elettrica nello scenario *SEN*

- Carbone e petrolio praticamente sono previsti scomparire già dal 2025 dal mix, sostituiti da un uso maggiore di gas e soprattutto FER. È interessante notare come, dopo un aumento iniziale, il **gas torni quasi ai livelli attuali, mentre le FER aumentino del 70% rispetto al 2015.**

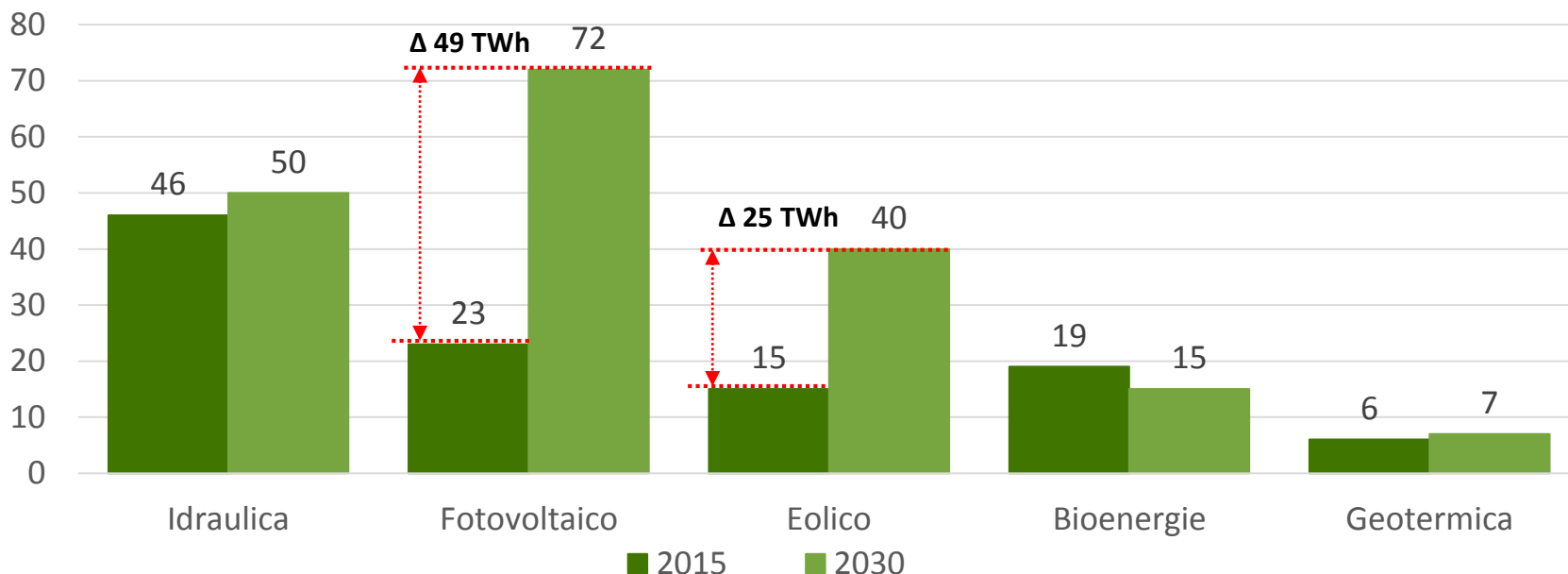
Generazione elettrica per fonte (TWh)



Il mix energetico atteso della produzione di energia elettrica nello scenario *SEN*

- Tra le diverse fonti rinnovabili vi è però una **grande differenza in termini di sviluppo atteso**: **eolico e fotovoltaico sono previsti in grande aumento (x2,5 il primo, x3 il secondo rispetto ai dati odierni)**, idroelettrico e geotermico sono stabili, le biomasse in calo.

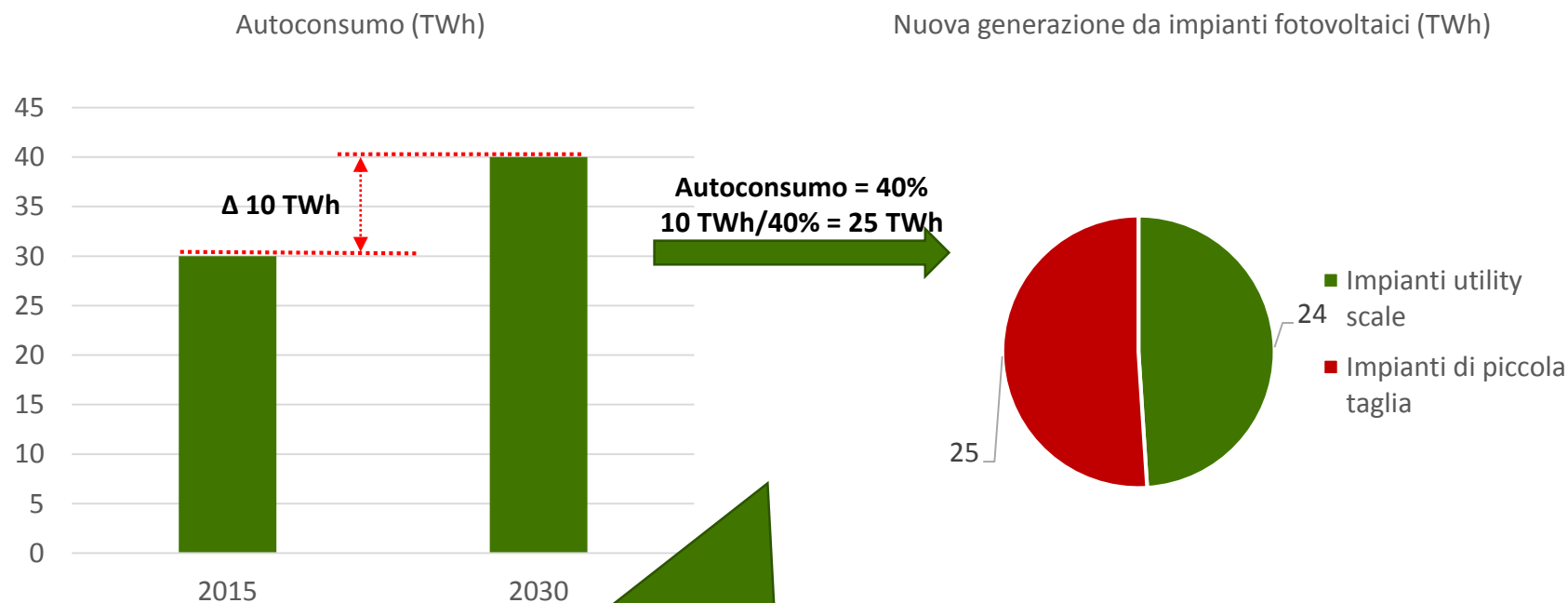
Evoluzione generazione da fonti rinnovabili (TWh)



La nuova potenza installata da fotovoltaico: le ipotesi di calcolo



- L'**autoconsumo** comprende generazione distribuita e cogenerazione ad alto rendimento (CAR) e attualmente è stimato in circa **30 TWh**. Nella **SEN** è previsto in aumento di **10 TWh al 2030**.

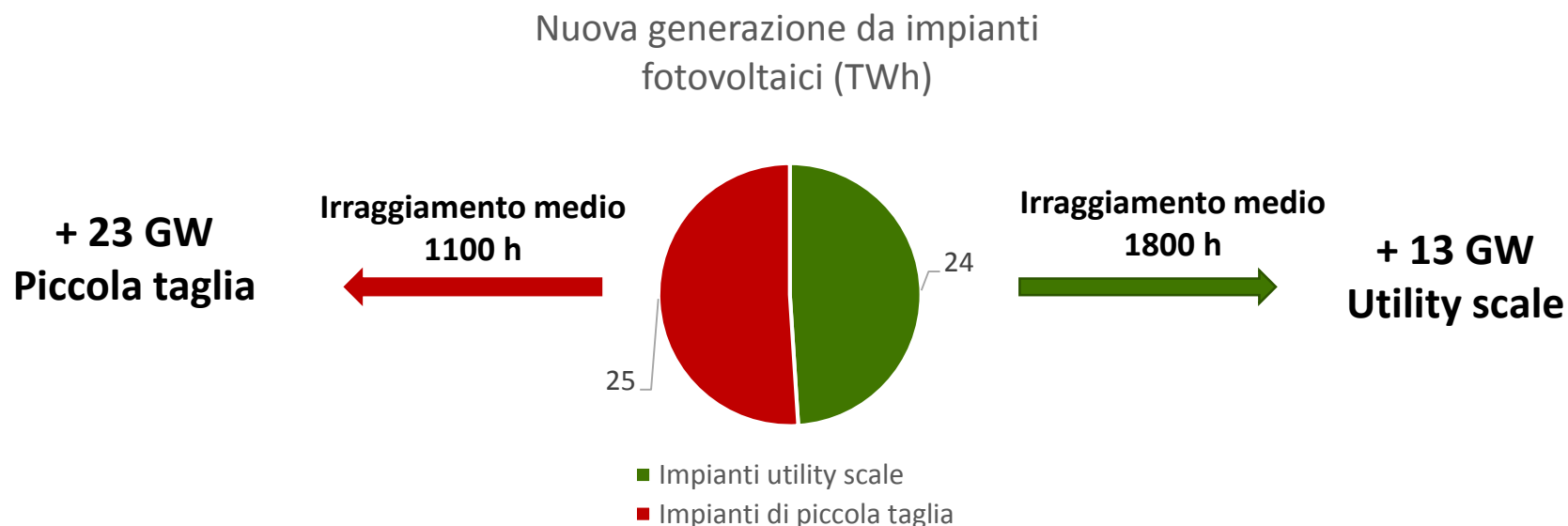


Si è ipotizzato che la **totalità** dei **10 TWh** aggiuntivi provenga dalla generazione distribuita, e in particolare impianti fotovoltaici di piccola taglia (<1 MW) con un auto-consumo medio del 40%.

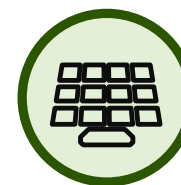
La nuova potenza installata da fotovoltaico: le ipotesi di calcolo



- Per calcolare la nuova potenza da installare sono state fatte assunzioni riguardo **all'irraggiamento medio**. Questo è stato posto pari a **1100 h annue** per gli impianti di piccola taglia e a **1800 h annue** per quelli utility scale (con tracker monoassiale).

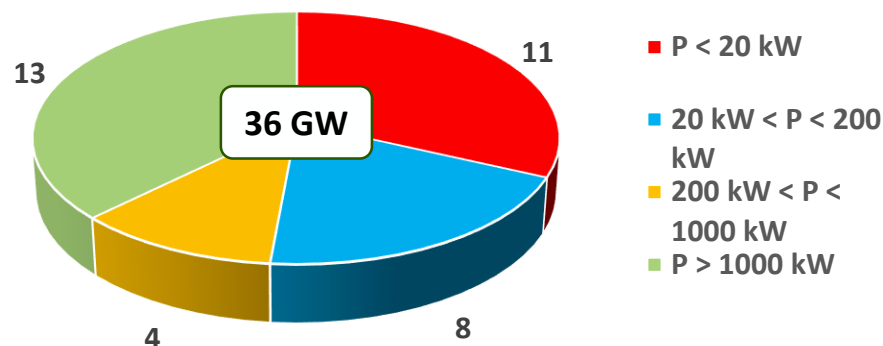


La nuova potenza installata da fotovoltaico: i numeri



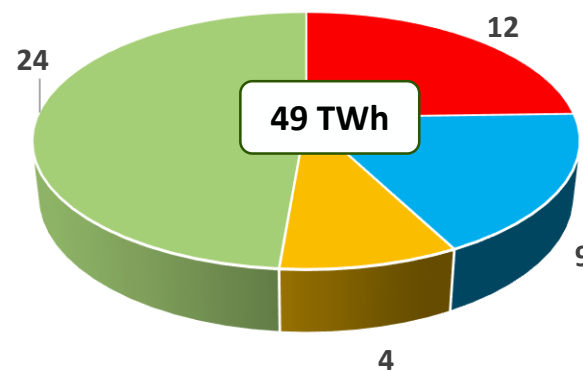
- Complessivamente la nuova potenza da installare da qui al 2030 per raggiungere gli obiettivi di produzione della SEN deve essere nell'intorno di 36 GW, ossia quasi il doppio di quella già presente alla fine del 2017.

Nuova potenza installata dal 2018 al 2030 (GW)



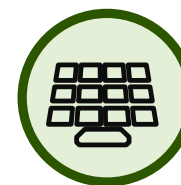
2,8 GW all'anno (circa sette volte tanto le installazioni attuali):
1 GW da impianti utility scale (> 1 MW)
1,8 GW da impianti di piccola e media taglia (< 1 MW)

Produzione aggiuntiva da FV al 2030 (TWh)

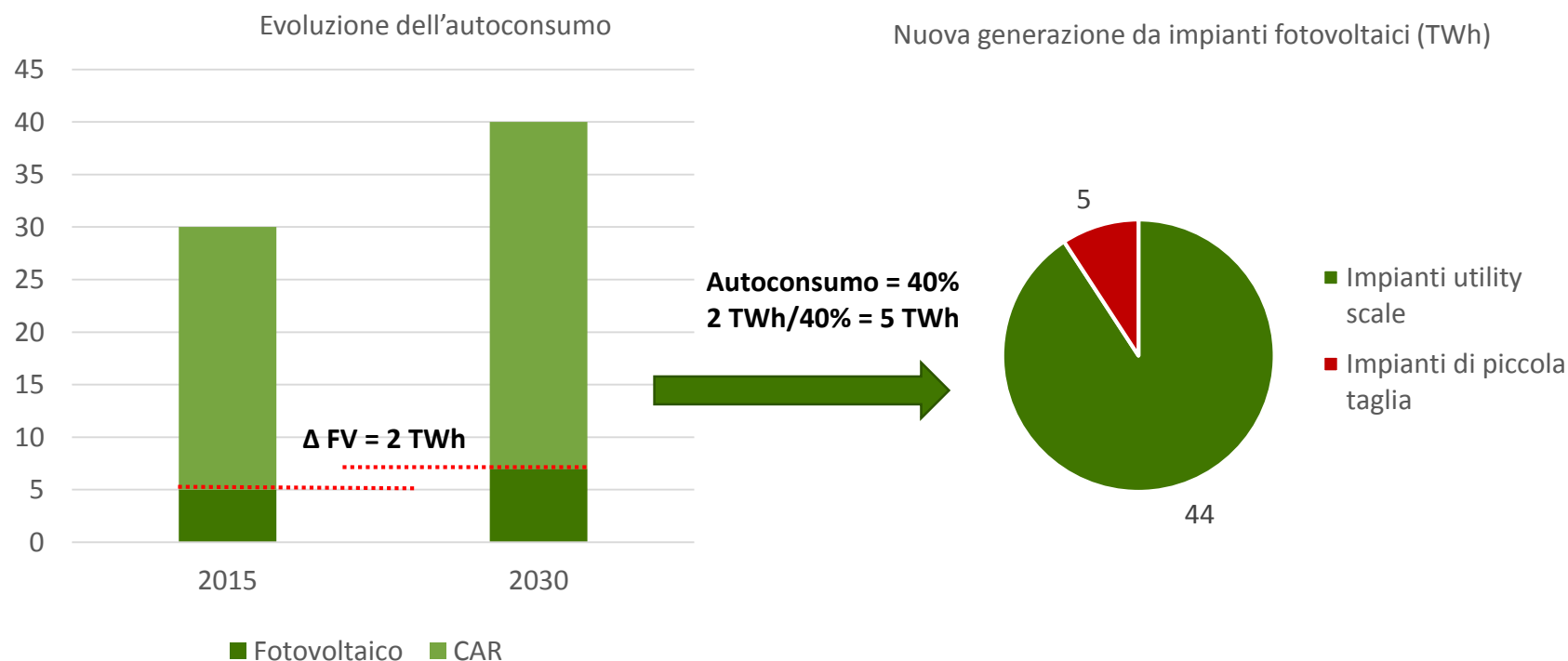


La generazione da impianti «utility scale» dovrà essere dominante rispetto alle altre, con gli impianti residenziali (sotto 20 kW) in crescita a ritmi di circa 850 MW l'anno (oggi 200 MW)

La nuova potenza installata da fotovoltaico: le ipotesi di calcolo



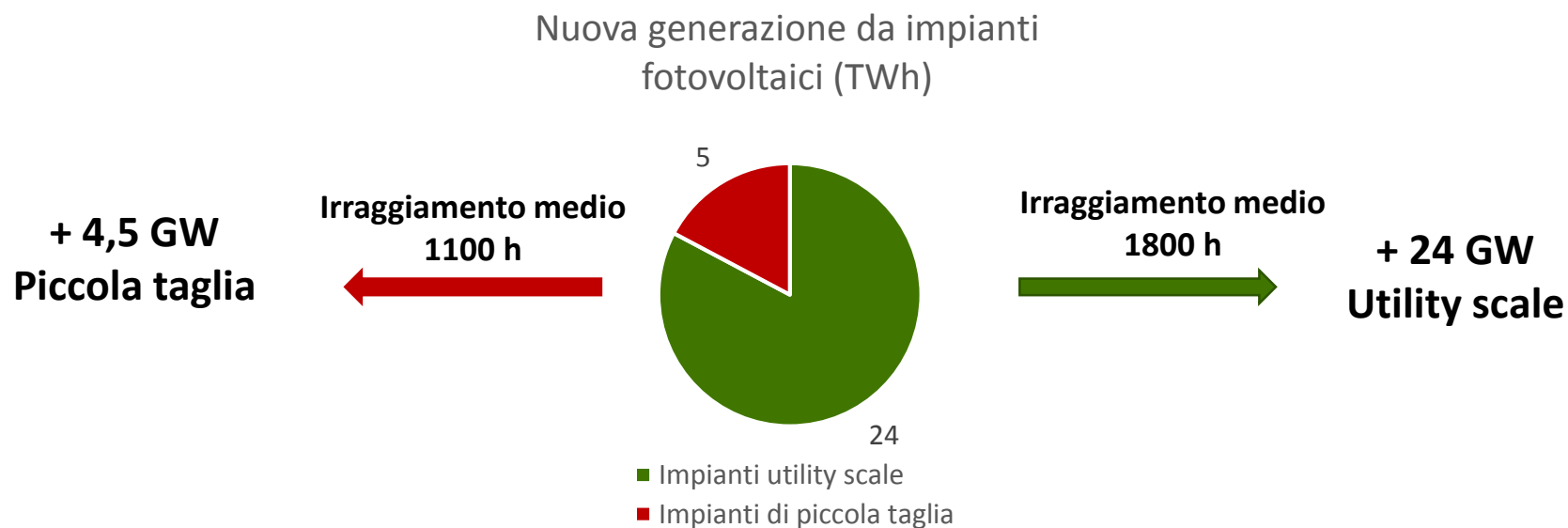
- Se invece si considera **un'evoluzione più coerente con la situazione «as-is»**, dove **25 TWh dei 30 TWh** odierni di autoconsumo sono ottenuti grazie alla cogenerazione, si ottiene che solamente poco meno di **2 TWh dei 10 TWh aggiuntivi previsti verranno da fotovoltaico**, lasciando alla **cogenerazione la quota restante**.



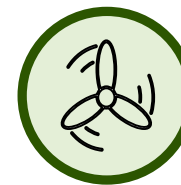
La nuova potenza installata da fotovoltaico: le ipotesi di calcolo



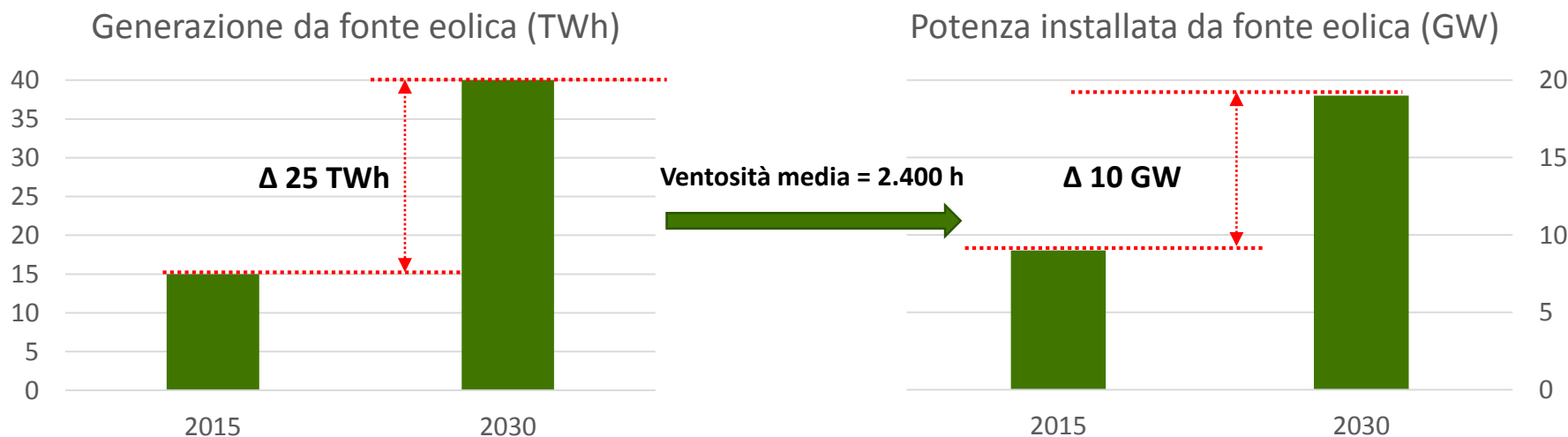
- In questo secondo caso la nuova potenza da installare sarebbe molto più «sbilanciata» verso gli impianti utility scale di grande taglia.



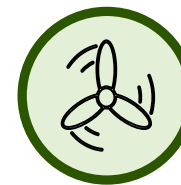
La nuova potenza installata da eolico: le ipotesi di calcolo



- Per quanto riguarda l'eolico invece, la situazione è differente in quanto trova **la sua principale applicazione in impianti di grande taglia**.

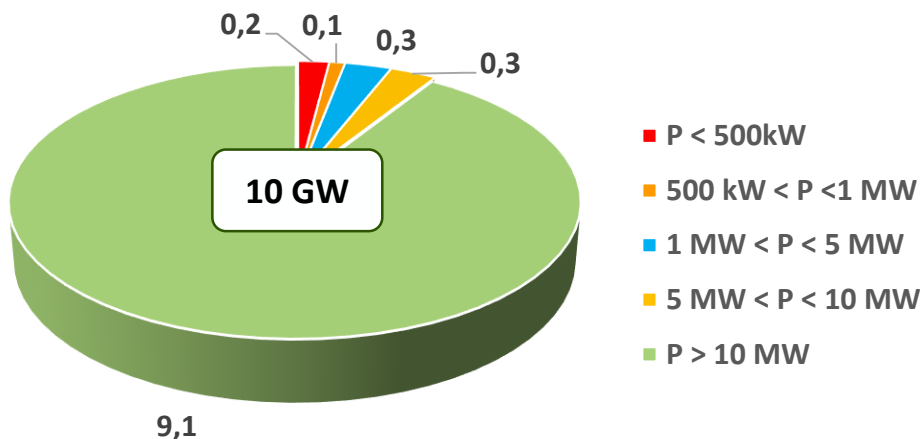


La nuova potenza installata da eolico: i numeri

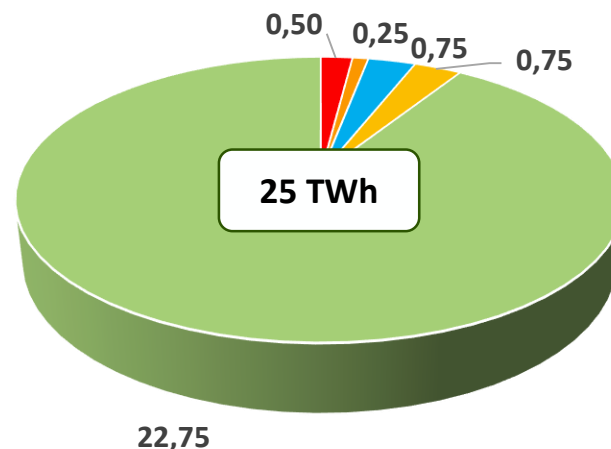


- Complessivamente la nuova potenza da installare da qui al 2030 per raggiungere gli obiettivi di produzione della SEN deve essere nell'intorno di **10 GW**, ossia circa pari a quella presente alla fine del 2017.

Nuova potenza installata dal 2018 al 2030 (GW)



Nuova produzione da eolico al 2030 (TWh)

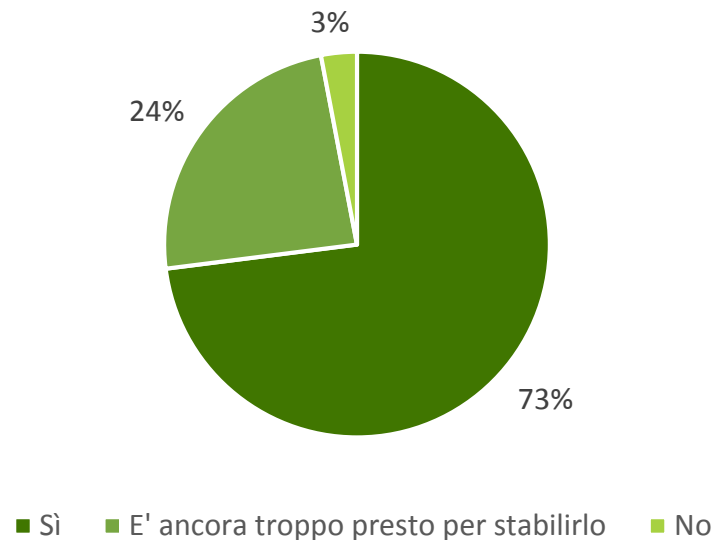


Per raggiungere questi obiettivi bisognerà installare **circa 770 MW all'anno** (più del doppio di ora), quasi totalmente riferiti a impianti di grande taglia.

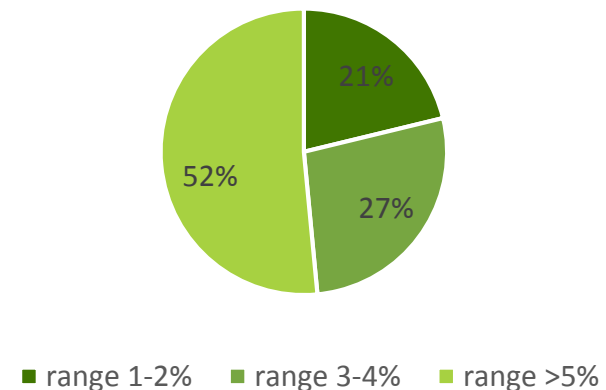
Le opportunità legate al *revamping*: la survey

- La grande maggioranza del campione ha riportato incrementi della produttività anche piuttosto marcati (> 5%).

Le prestazioni dell'impianto, in termini di
produzione, sono aumentate?



Di quanto?

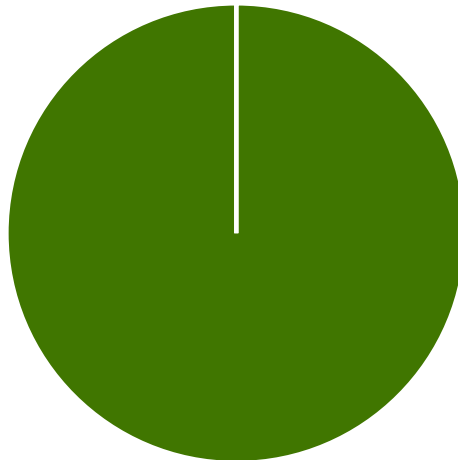


Le opportunità legate al *revamping*

I principali operatori di mercato

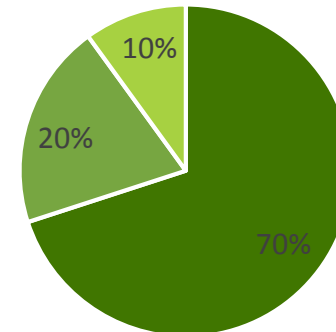
- Focalizzando l'analisi sui *player* più «rappresentativi» del mercato (i primi 10 per base installata in Italia nella loro categoria).
- In questo caso il **100% del campione ha riscontrato un aumento di prestazione e per circa il 70% questo è superiore al 5%.**

Le prestazioni dell'impianto, in termini di produzione, sono aumentate?



■ Sì ■ E' ancora troppo presto per stabilirlo ■ No

Di quanto?



■ > 5% ■ 3-4% ■ 1-2%



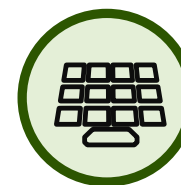
POLITECNICO
MILANO 1863



La Strategia Energetica Nazionale 2017: l'analisi della fattibilità economica degli investimenti



La metodologia: le ipotesi per il fotovoltaico



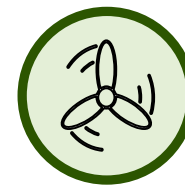
Ipotesi Fotovoltaico	Residenziale	Commerciale	Industriale	Utility scale
Potenza (kW)	4,5	20	200	1.000 – 30.000
CAPEX (€/kW)	1.800 – 2.000	1.500 – 1.700	1.300 – 1.500	700 – 1.000
Irraggiamento (h/annue)	1.000 – 1.200	1.000 – 1.200	1.000 – 1.200	1.600 – 2.000***
O&M (€/kW)	/	25	25	20
Assicurazione (%)	/	1,5%	0,75%	0,5%
Autoconsumo (%)	35%	60%	60%	/
Profilo di consumo (kWh/anno)	4.000	50.000	500.000	/
Costi di connessione (€)	250	500	5.000	/ – 1.500.000*
Detrazioni fiscali (su 10 anni)	50%	50%	/	/
Degr. Prestazioni (%/anno)	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
Scambio sul posto	Sì	Sì	Sì	/
Leva finanziaria	/	/	50%	70%
k_e (costo del capitale proprio)**	1%	7%	7%	7%
k_d (costo del capitale di debito)**	/	/	3,5%	3,5%

*I costi di connessione per gli impianti da 1 MW sono stati inclusi nel CAPEX, mentre per gli impianti da 30 MW sono stati considerati i costi di allacciamento alla rete in alta tensione, pari a 1,5 M€.

**Per gli investimenti *unlevered* è stato utilizzato solamente il k_e mentre per quelli *levered* è stato considerato anche il k_d

*** Valori di irraggiamento ottenuti tramite tracker mono-assiale

La metodologia: le ipotesi per l'eolico

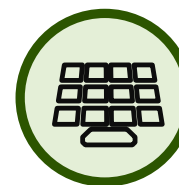


- Per quanto riguarda l'eolico si sono considerati **impianti utility scale**.

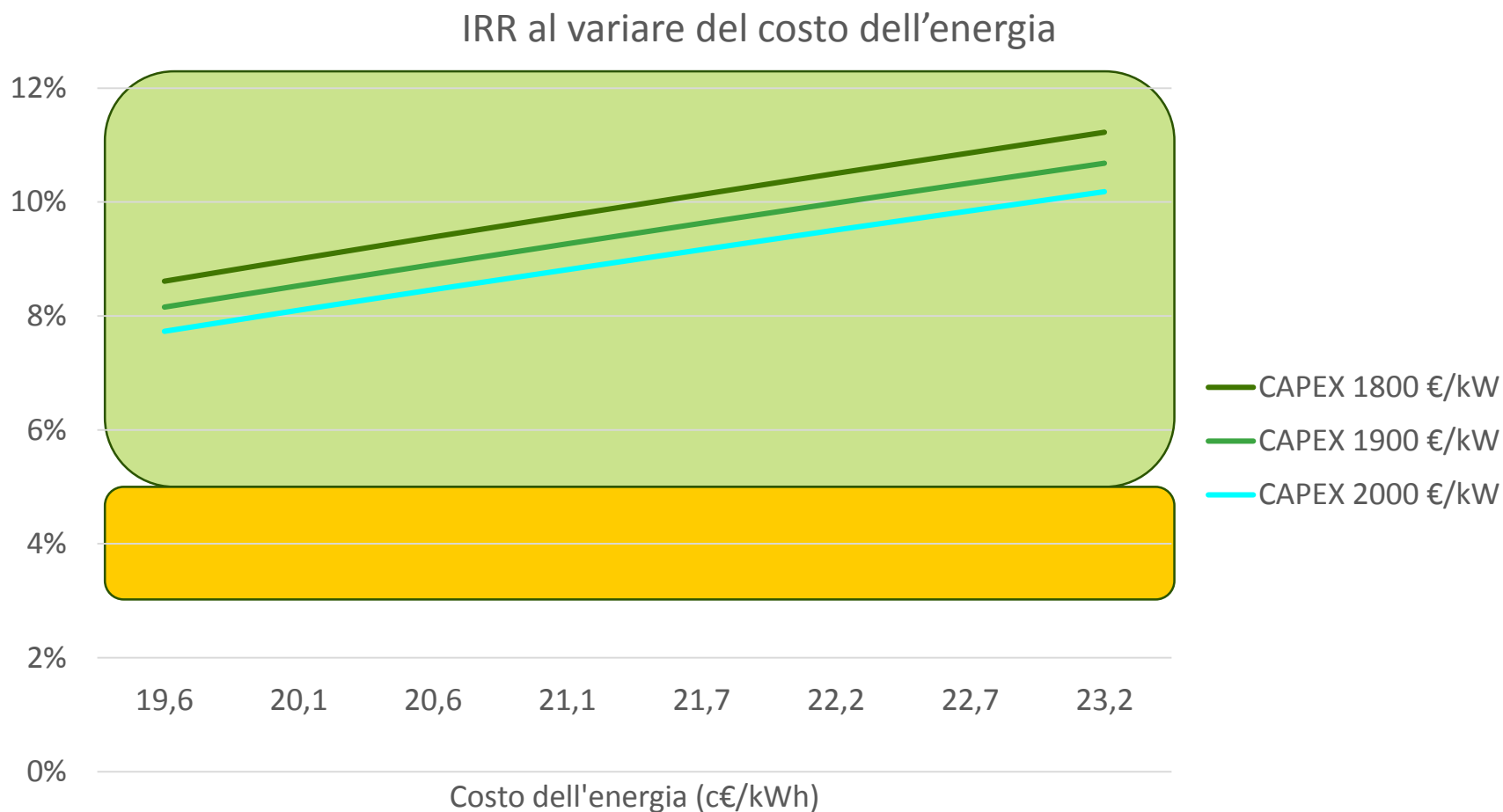
Ipotesi Eolico	Utility scale	
Potenza (MW)	10	30
CAPEX (€/kW)	1.200 – 1.400	1.100 – 1.300
Ventosità (h/annue)	2.200 – 2.600	
O&M (€/kW)	25	20
Altri OPEX* (€/kW)	25	25
Leva finanziaria	50%	
k_e (costo del capitale proprio)**	7%	
k_d (costo del capitale di debito)**	3,5%	

*Negli altri OPEX sono incluse l'assicurazione, eventuali royalties per le amministrazioni locali e costi per l'utilizzo del suolo

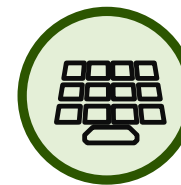
I risultati dell'analisi: il fotovoltaico residenziale al CENTRO



- Rendimento dell'investimento per un **impianto residenziale** nella zona **Centro** al variare del costo dell'energia per il cliente finale (in c€/kWh).

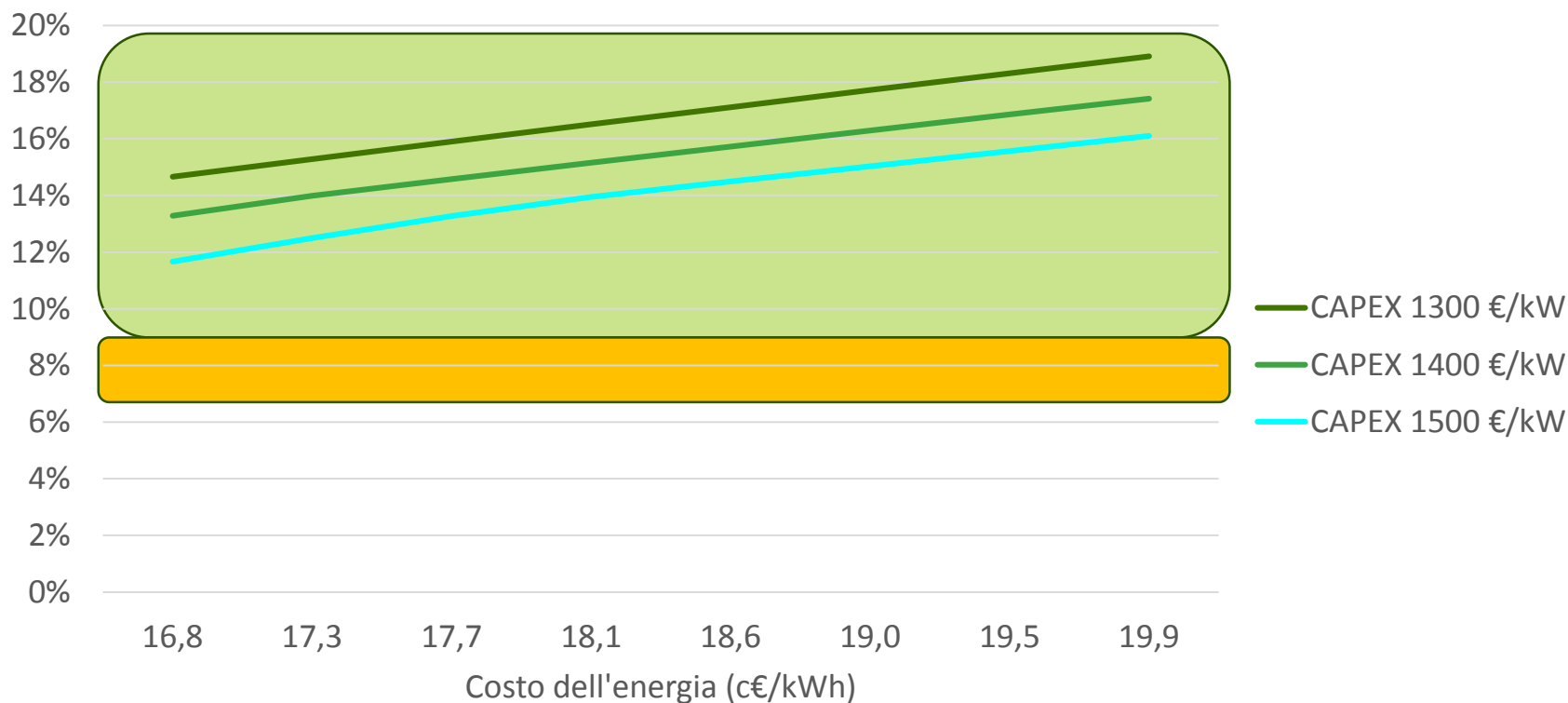


I risultati dell'analisi: il fotovoltaico industriale al CENTRO



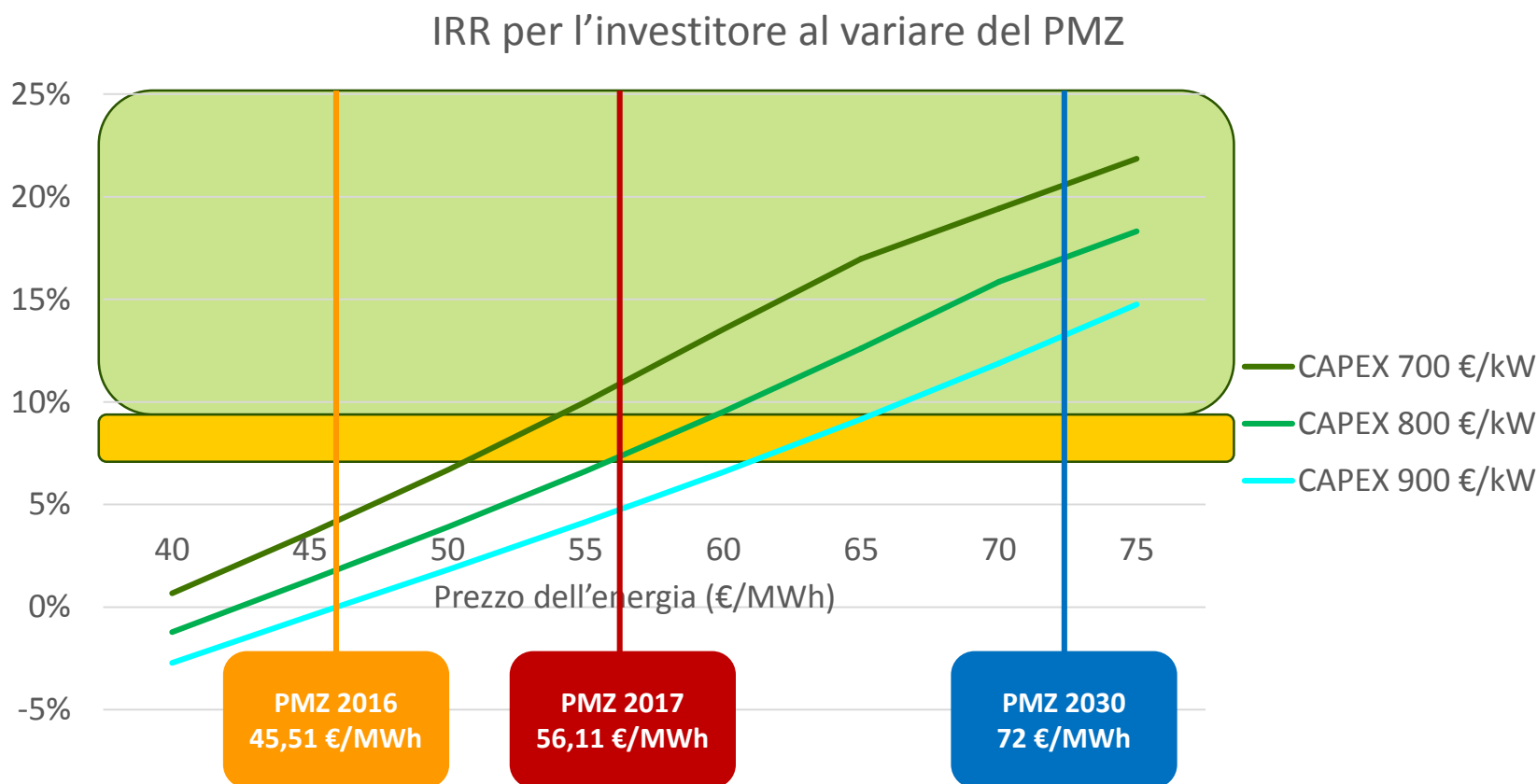
- Rendimento dell'investimento per un **impianto industriale levered** nella zona **Centro** al variare del costo dell'energia per il cliente finale (in c€/kWh).

IRR per l'investitore al variare del costo dell'energia

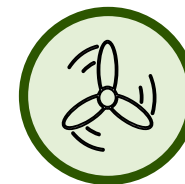


I risultati dell'analisi: il fotovoltaico di grande taglia (30 MW) al CENTRO

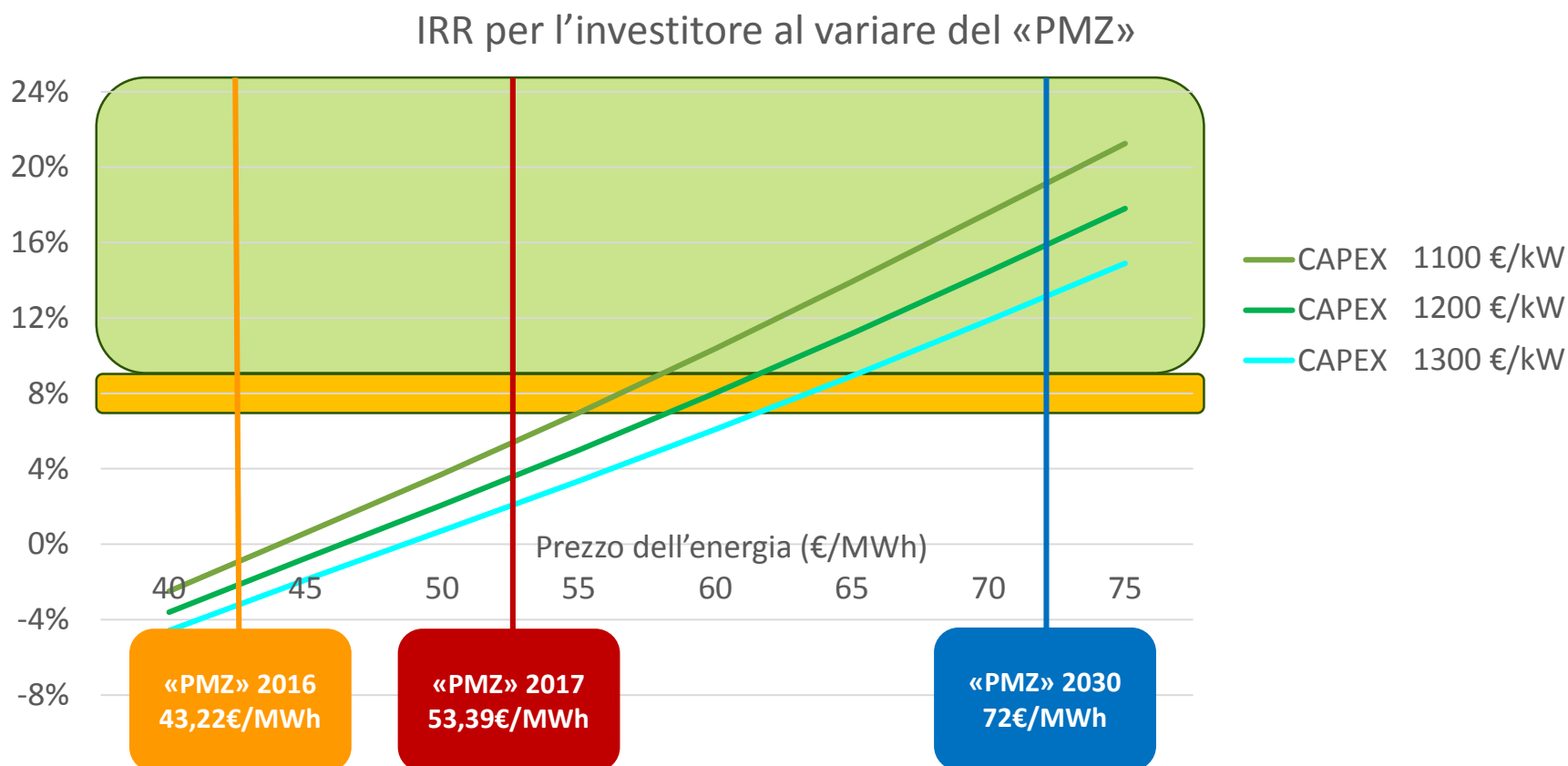
- Rendimento dell'investimento per un **impianto utility scale levered a 30 MW** nella zona **Centro** al variare del prezzo zonale (in €/MWh).



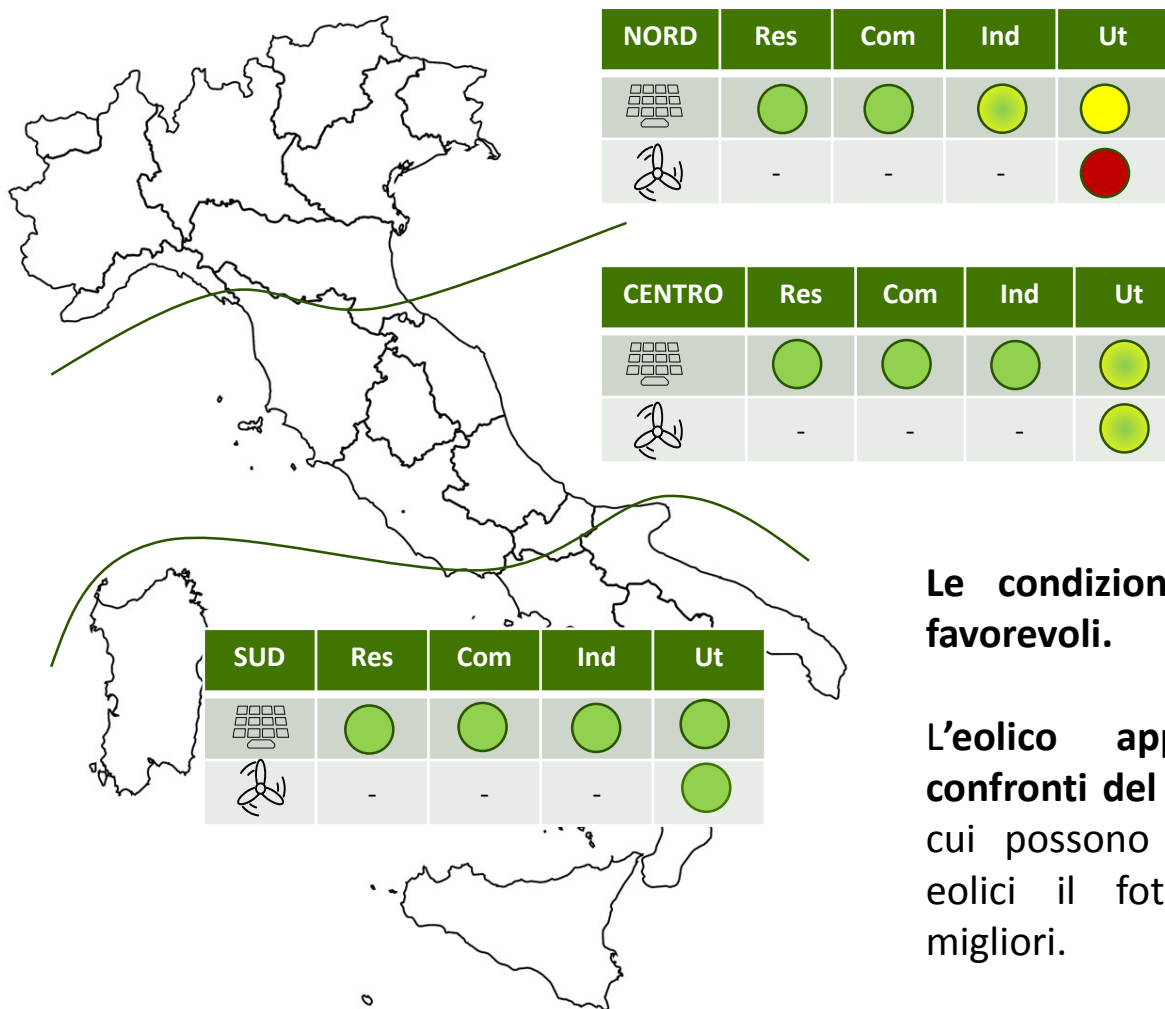
I risultati dell'analisi: l'eolico di grande taglia (30 MW) a 2.400h



- Rendimento dell'investimento per un **impianto utility scale levered da 30 MW** ventosità pari **2.400 h/anno** al variare del prezzo zonale (in €/MWh).



La sostenibilità economica degli investimenti in rinnovabili: un quadro d'insieme



Legenda	Profittabilità
	Non profittevole
	In alcuni casi
	In molti casi

Le condizioni di redditività appaiono favorevoli.

L'eolico appare svantaggiato nei confronti del fotovoltaico: nelle zone in cui possono essere installati impianti eolici il fotovoltaico ha rendimenti migliori.

L'analisi della sostenibilità economica degli investimenti in rinnovabili nello scenario SEN: l'effetto dei contract for difference a due vie

I costi del meccanismo del *contract for difference* a due vie









- Attualmente la tipologia di contratto esistente è quella del ***contract for difference semplice***, ovvero con un prezzo fissato e pagamento della differenza nel caso il prezzo dell'energia scenda sotto questo valore.
- Nella SEN e nella nuova bozza del decreto relativo alle rinnovabili sono stati ipotizzati invece **contratti «a due vie»**.
- Sono stati analizzati gli impatti dei **contratti per differenza «a due vie»** e in particolare le ricadute che questi hanno per la **redditività degli impianti** e per i **costi sostenuti dallo Stato (collettività)**.
- Sono stati analizzati due casi di contratto a due vie: uno in cui il prezzo fisso è stato posto pari a **50 €/MWh**, molto competitivo, il secondo in cui è stato posto pari a **60 €/MWh**, più favorevole per gli impianti. La **durata dei contratti** è stata posta pari a **20 anni**.

I costi del meccanismo del *contract for difference* a due vie: le ipotesi

- L'analisi è stata effettuata solamente per gli impianti di taglia maggiore, pari a **30 MW**, sia **eolici che fotovoltaici**, questi ultimi solo nella configurazione con tracker, e a **CAPEX intermedi (800 €/kW per il FV e 1.200 €/kW per l'eolico)**.
- Per quanto riguarda il **fotovoltaico l'analisi è stata fatta per zona** (Nord, Centro e Sud) con i rispettivi irraggiamenti; per quanto riguarda **l'eolico si è ipotizzato un solo valore di ore di funzionamento annuale, pari a 2.400 ore annue**.

	Fotovoltaico	Eolico
CAPEX (€/kW)	800	1200
OPEX (€/kW)	20	45
Ore funzionamento	[1600;2000]	2400
Leva finanziaria	70%	70%
k_e (costo del capitale proprio)	7%	7%
k_d (costo del capitale di debito)	3,5%	3,5%

I costi del meccanismo del *contract for difference* a due vie

		CFD a due vie			
		Strike price 50 €/MWh		Strike price 60 €/MWh	
Scenario di prezzo	Impianto	IRR	Entrate/Uscite a Impianto per lo Stato* (€)	IRR	Entrate/Uscite a Impianto per lo Stato* (€)
PUN stabile	FV Nord 	3,7%	2.940.083	6,2%	- 2.195.698
	FV Centro 	4,7%	1.060.498	10,9%	- 4.717.256
	FV Sud 	8,1%	1.860.185	16,0%	- 4.559.542
	Eolico 	4,2%	4.248.187	7,8%	- 3.913.442
PUN in crescita	FV Nord 	3,6%	7.217.571	7,7%	2.081.790
	FV Centro 	6,2%	5.742.660	11,8%	- 35.094
	FV Sud 	9,7%	7.716.222	16,5%	1.296.495
	Eolico 	5,1%	11.011.302	8,5%	2.849.674

*Per determinare l'entrata o uscita per lo Stato si è calcolata la differenza tra la tariffa aggiudicata, 50 o 60 €/MWh, e il PMZ, indicativamente pari a 50-55 €/MWh nel caso di PUN stabile e in aumento fino a 65-70 €/MWh nel caso di PUN in crescita.

I costi del meccanismo del *contract for difference* a due vie: i risultati

		CFD a due vie	
		Strike price: 50 €/MWh	Strike price: 60 €/MWh
Scenario di prezzo	Impianto	Entrate/Uscite Totali per lo Stato* (M€)	Entrate/Uscite Totali per lo Stato* (M€)
PUN stabile	FV Nord 155 impianti	456	- 340
	FV Centro 129 impianti	137	- 609
	FV Sud 160 impianti	289	
	Eolico 303 impianti	1.394	
	TOT	2.275	
PUN in crescita	FV Nord 155 impianti	1.119	
	FV Centro 129 impianti	741	
	FV Sud 160 impianti	1.235	207
	Eolico 303 impianti	3.614	935
	TOT	6.709	1.461

Con uno **strike price** di 50 €/MWh entrambi gli scenari di prezzo sono molto sfavorevoli ai proprietari di impianti, producendo un surplus per lo Stato di 2,3 miliardi di € nel primo caso e di 6,7 miliardi di € nel secondo.

*Il costo totale è stato ottenuto moltiplicando il costo unitario per impianto per il numero di impianti presenti in ogni zona. Questo è stato stimato partendo dalle indicazioni fornite nel capitolo 3.

I costi del meccanismo del *contract for difference* a due vie: i risultati

		CFD a due vie	
		Strike price: 50 €/MWh	Strike price: 60 €/MWh
Scenario di prezzo	Impianto	Entrate/Uscite Totali per lo Stato* (M€)	Entrate/Uscite Totali per lo Stato* (M€)
PUN stabile	FV Nord 155 impianti	456	- 340
	FV Centro 129 impianti	137	- 609
	FV Sud 160 impianti		- 730
	Eolico 303 impianti		- 1.285
	TOT		- 2.963
PUN in crescita	FV Nord 155 impianti		323
	FV Centro 129 impianti		- 5
	FV Sud 160 impianti		207
	Eolico 303 impianti	3.614	935
	TOT	6.709	1.461

Con uno *strike price* di 60 €/MWh gli impianti ottengono rendimenti accettabili, mentre la spesa per lo Stato è profondamente diversa nei due scenari: nel caso di PUN stabile l'esborso è di quasi 3 miliardi di €, mentre se il PUN aumentasse avrebbe un surplus di 1,5 miliardi di €.

*Il costo totale è stato ottenuto moltiplicando il costo unitario per impianto per il numero di impianti presenti in ogni zona. Questo è stato stimato partendo dalle indicazioni fornite nel capitolo 3.

I limiti del meccanismo del *contract for difference* a due vie

Emergono alcuni problemi e limiti legati all'applicazione del CFD a due vie:

- **la dipendenza così forte dall'andamento del prezzo dell'energia**, anche se intrinseca al modello, genera un significativo **fattore di rischio** (per entrambe le parti, **sia gli investitori privati sia per lo Stato**).
- la conseguente difficile estensione del meccanismo ai **PPA Corporate** ossia con controparte privata, che appaiono soffrire dei medesimi limiti, con l'aggiunta di un **«rischio controparte»**.

Un commento sulle aste neutre

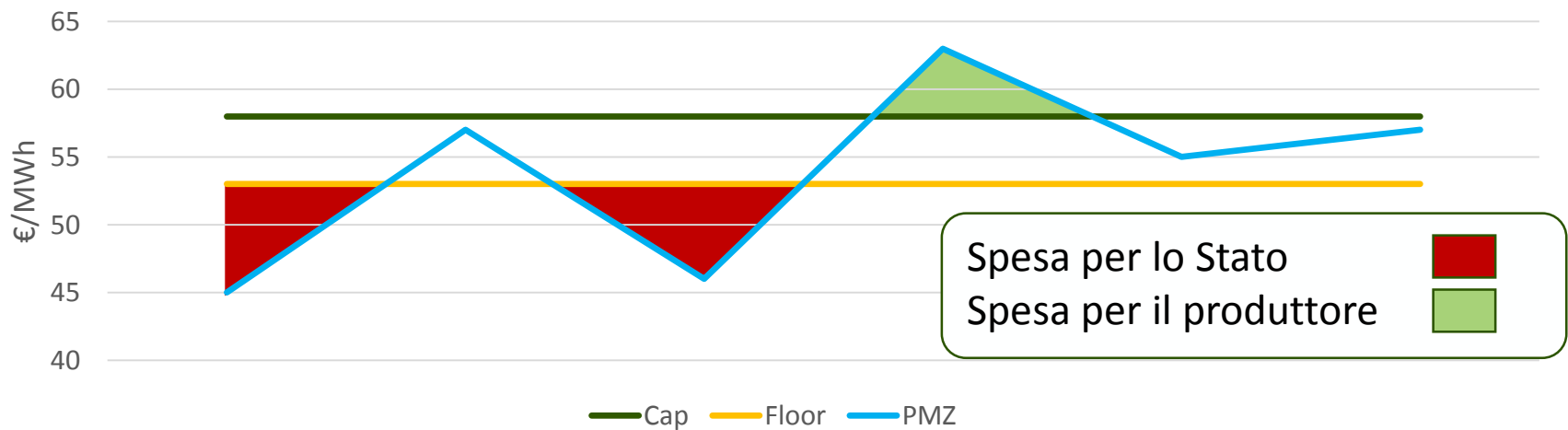
- **L'eolico (2.400 ore annue) appare svantaggiato nei confronti del fotovoltaico:** nelle zone in cui possono essere installati impianti eolici il fotovoltaico ha rendimenti migliori. **Se questo valore fosse più alto** (almeno pari a 2.600 ore) **un impianto eolico sarebbe pienamente competitivo.**
- **La naturale integrazione tra le due fonti riguardo la produzione** (FV di giorno ed eolico di notte generando di fatto una produzione «stabile») potrebbe essere «minacciata» dalle **aste neutre** che, nella maggior parte dei casi, vedrebbero in vantaggio il fotovoltaico.
- **Se dalle aste emergesse nettamente «vincitore» il fotovoltaico** vi sarebbe un eccesso di **produzione nelle ore centrali del giorno**, soprattutto nei mesi primaverili ed estivi con conseguente **abbassamento dei prezzi dell'energia** e un **maggior esborso** per quanto riguarda i *CFD* da parte **dello Stato.**

La proposta di un *contract for difference* con «banda di oscillazione»

Una proposta: un *contract for difference* «con banda di oscillazione»









- Quando il **PMZ** (in azzurro) è inferiore al *floor* (nell'esempio sottostante posto a **53 €/MWh**) lo **Stato** è tenuto a **corrispondere la differenza al produttore** (segnata in rosso)
- Quando invece il **PMZ** (nell'esempio sottostante posto a **58 €/MWh**) sale sopra al *cap* è il **produttore** a dover corrispondere la **differenza allo Stato** (in verde)
- Quando il PMZ è compreso tra *floor* e *cap* il proprietario riceve il PMZ

Contract for difference con banda















Una proposta per un *contract for difference* «con banda di oscillazione»

- La tabella di seguito riporta i risultati dell'analisi per il singolo impianto:

Scenario di prezzo	Impianti	CFD a due vie semplice				CFD a due vie con banda	
		Strike price 50 €/MWh		Strike price 60 €/MWh		Floor = 53 €/MWh Cap = 58 €/MWh	
		IRR	Entrate/uscite a Impianto per lo Stato (€)	IRR	Entrate/uscite a Impianto per lo Stato (€)	IRR	Entrate/uscite a Impianto per lo Stato (€)
PUN stabile	FV Nord 	3,7%	2.940.083	6,2%	- 2.195.698	3,6%	312.267
	FV Centro 	4,7%	1.060.498	10,9%	- 4.717.256	7,0%	- 1.404.822
	FV Sud 	8,1%	1.860.185	16,0%	- 4.559.542	11,8%	- 1.237.670
	Eolico 	4,2%	4.248.187	7,8%	- 3.913.442	5,3%	- 168.067
PUN in crescita	FV Nord 	3,6%	7.217.571	7,7%	2.081.790	3,6%	3.762.974
	FV Centro 	6,2%	5.742.660	11,8%	- 35.094	9,2%	2.234.707
	FV Sud 	9,7%	7.716.222	16,5%	1.296.495	13,7%	3.497.071
	Eolico 	5,1%	11.011.302	8,5%	2.849.674	6,9%	5.301.980

Una proposta per un *contract for difference* «con banda di oscillazione»

- La tabella di seguito riporta i risultati dell'analisi per lo Stato:

Scenario di prezzo	Impianti	CFD a due vie semplice		CFD a due vie con banda
		Strike price 50 €/MWh	Strike price 60 €/MWh	Floor = 53 €/MWh Cap = 58 €/MWh
		Entrate/Uscite Tot per lo Stato (M€)	Entrate/Uscite Tot per lo Stato (M€)	Entrate/Uscite Tot per lo Stato (M€)
PUN stabile	FV Nord 155 impianti 	456	- 340	48
	FV Centro 129 impianti 	137	- 609	- 181
	FV Sud 160 impianti 	289	- 730	- 198
	Eolico 303 impianti 	1.394	- 1.285	- 55
	TOT  	2.275	- 2.963	- 386
PUN in crescita	FV Nord 155 impianti 	1.119	323	583
	FV Centro 129 impianti 	741	- 5	288
	FV Sud 160 impianti 	1.235	207	560
	Eolico 303 impianti 	3.614	935	1.740
	TOT  	6.709	1.461	3.171

Una proposta per un *contract for difference* «con banda di oscillazione»

- Il CFD «con banda di oscillazione», ha l'effetto di **mitigare il rischio tra le due parti: se fissata adeguatamente, la «banda» può portare a risultati positivi sia per lo Stato che per i proprietari di impianti** e può quindi più facilmente **portare il mercato verso la necessaria maturità dei PPA.**
- Bisogna inoltre considerare che i risultati sono fortemente «ancorati» **alla situazione attuale di costi**: una riduzione dei **CAPEX** nelle due tecnologie può migliorare le redditività degli investimenti.
- Il CFD «con banda di oscillazione» è un **possibile strumento, certo non l'unico, per il raggiungimento degli obiettivi della SEN e più in generale il rilancio del «sistema delle rinnovabili».**



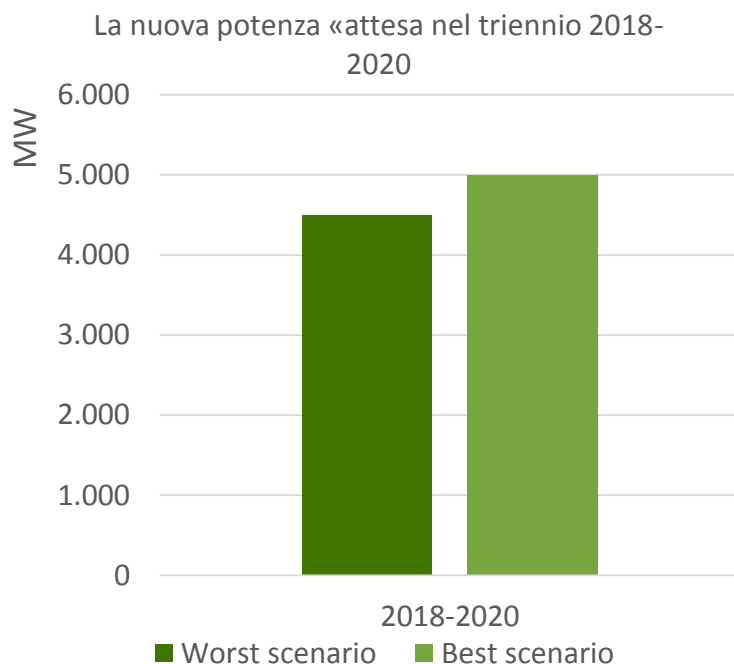
POLITECNICO
MILANO 1863



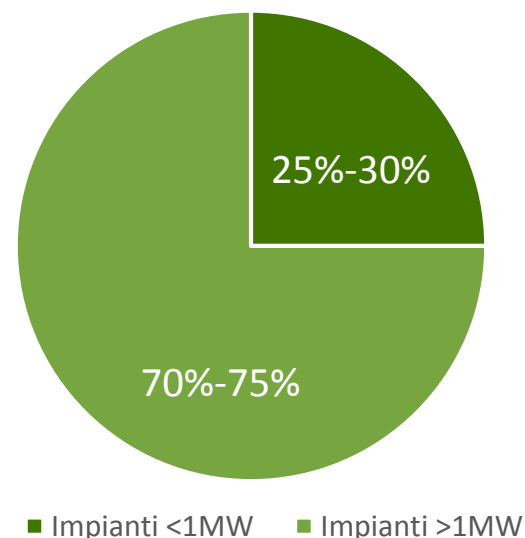
Il potenziale di mercato delle Rinnovabili in Italia nel periodo 2018-2020



Il «mercato primario» del fotovoltaico nel periodo 2018-2020



Segmentazione per taglia di impianto

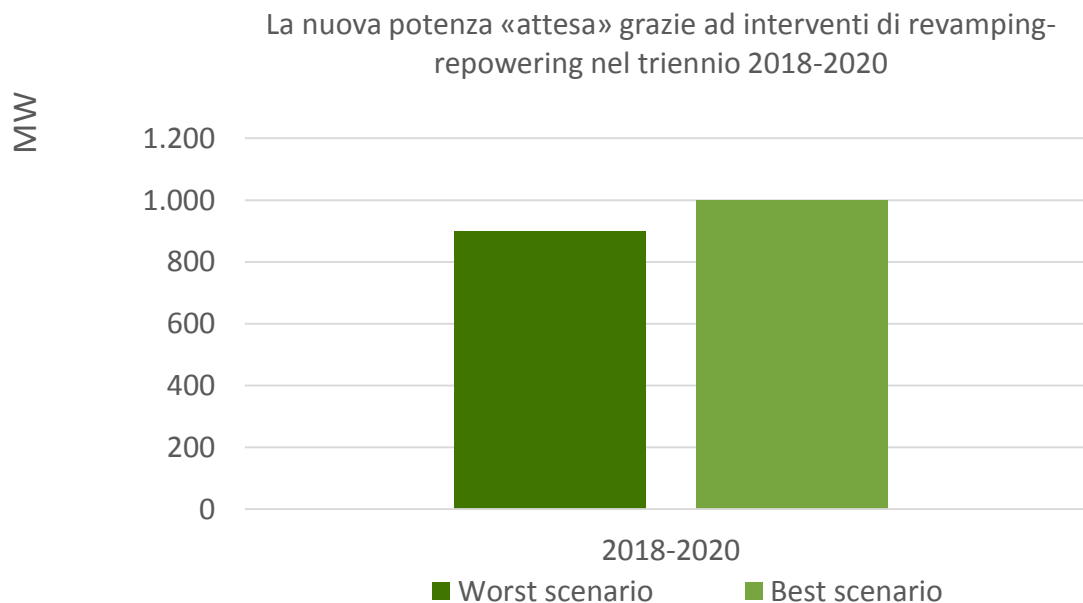


- Le attese sono **nell'ordine dei 4,5 – 5 GW nel triennio** (pari a circa **1,5 GW all'anno**), in grande parte ascrivibile ad **impianti di taglia medio-grande (sopra 1 MW)**, anche non supportate da incentivi.
- **Gli impianti sotto il MW saranno invece trainati dalle piccole installazioni (sotto i 20 kW)** e potrebbero raggiungere **quota 1 – 1,2 GW nel triennio, beneficiando delle detrazioni fiscali.**

Il revamping/repowering del fotovoltaico nel periodo 2018-2020

Ulteriore *linfa* potrà venire dal **revamping/repowering** degli impianti fotovoltaici. **Complessivamente pare possibile arrivare a ulteriori 900 MW – 1 GW di potenza «equivalente» nel triennio:**

- il **repowering** nella **quota massima consentita dal documento tecnico di riferimento (DTR FV 2016)**, pari a **circa 350 MW**.
- il **revamping** nella **misura del 3% del parco installato**, contribuendo al recupero del deterioramento produttivo cui va inevitabilmente incontro l'installato.

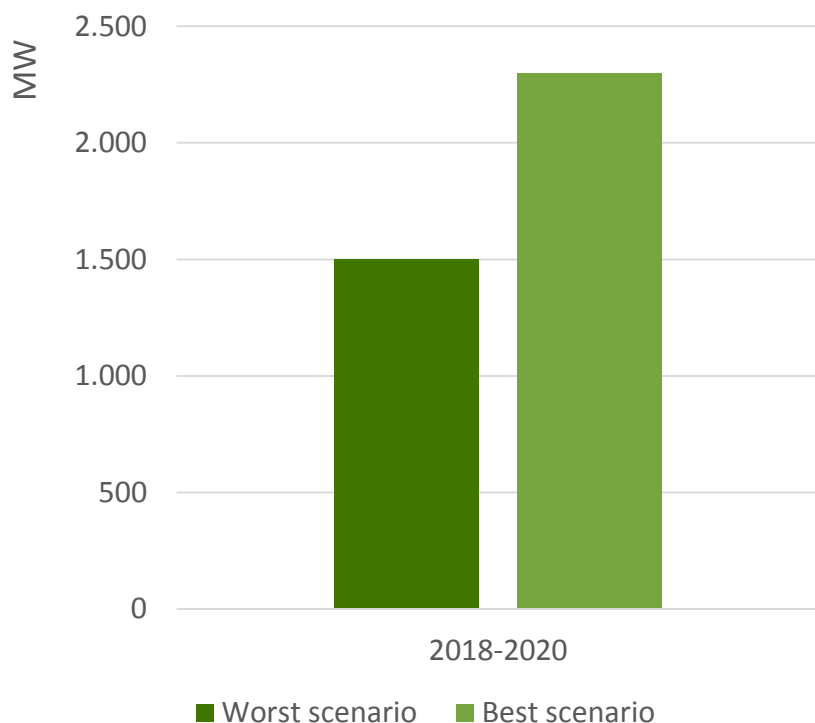


*Come potenza «equivalente» si intende l'aumento di potenza possibile previsto dal documento tecnico di riferimento, entro il quale l'incentivo viene mantenuto, e la potenza necessaria per recuperare la produzione persa annualmente dovuto al decadimento naturale delle componenti *core* dell'impianto.

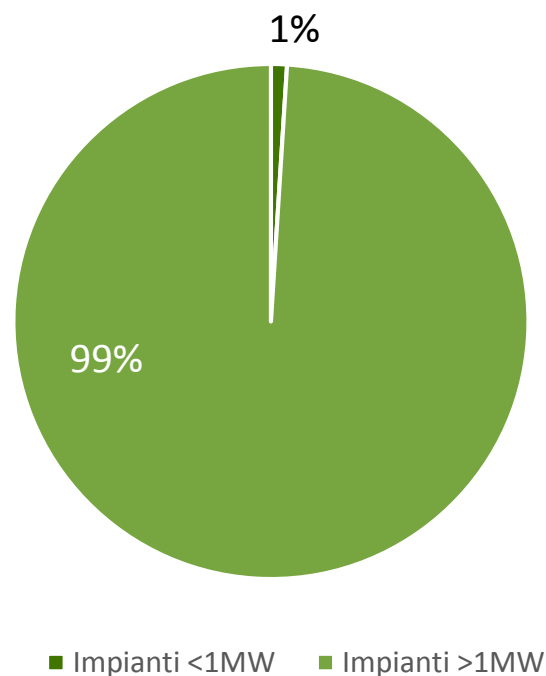
Il «mercato primario» dell'eolico nel periodo 2018-2020

Il potenziale di mercato complessivo per il triennio 2018 – 2020 per l'installazione di nuovi impianti eolici è stimabile in **1,5 – 2,2 GW nel triennio** (pari a circa **600 MW all'anno**).

La nuova potenza «attesa nel triennio 2018-2020

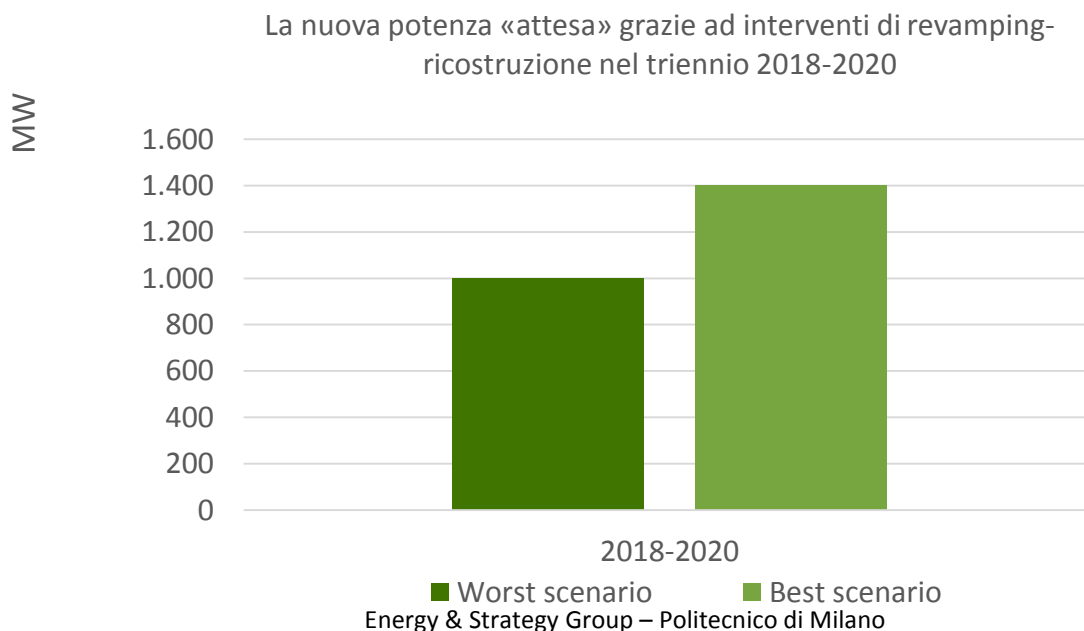


Segmentazione per taglia di impianto



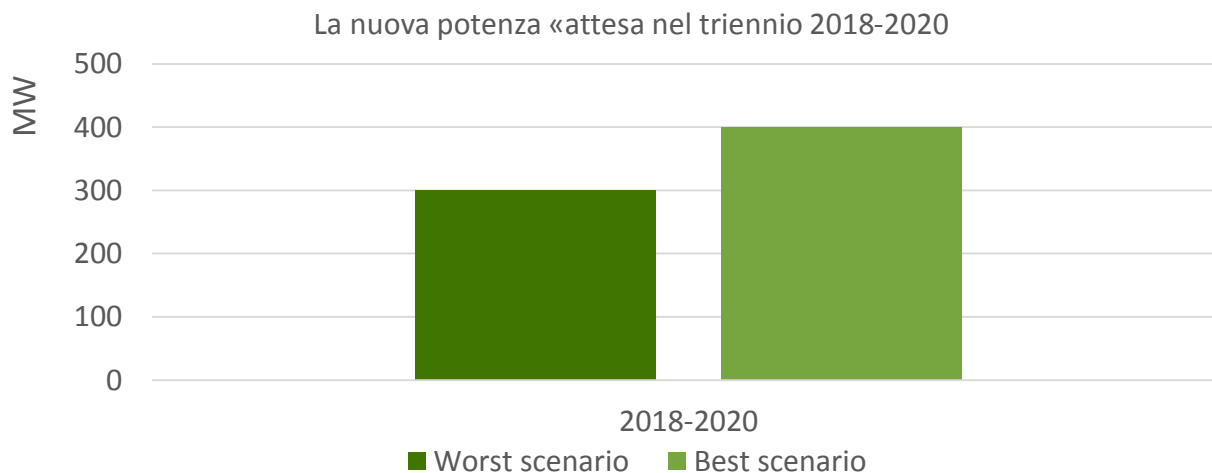
Il revamping/repowering dell'eolico nel periodo 2018-2020

- Il **revamping/repowering** degli impianti eolici potrebbe portare ad **ulteriori 1 – 1,4 GW di potenza «equivalente» nel triennio.**
- Il **70%-80% di questi interventi sarà presumibilmente di ricostruzione completa** (con la sostituzione delle vecchie «macchine» con turbine di potenza tra i **3 ed i 3,5 MW** l'una), mentre la parte restante sarà comunque soggetta ad interventi «pesanti» di risistemazione.



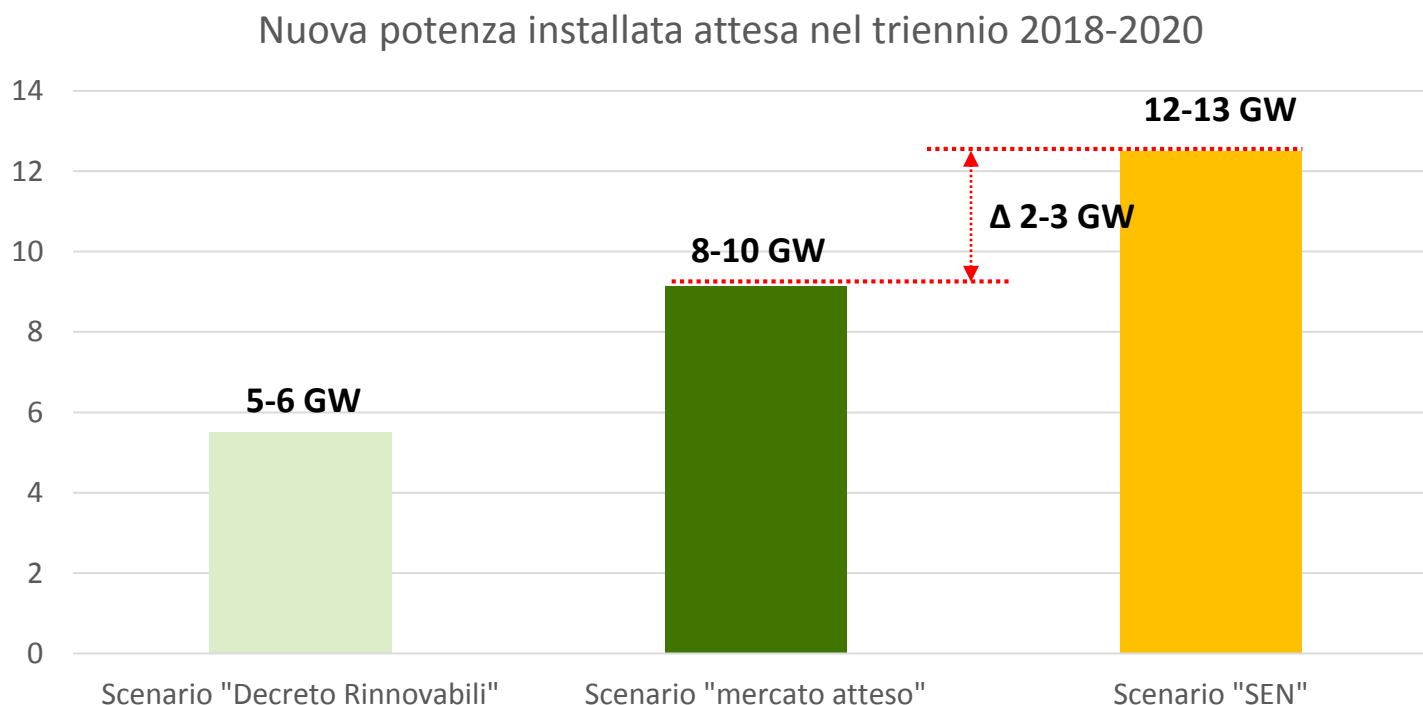
Il «mercato primario» delle altre rinnovabili nel periodo 2018-2020

- **Le altre rinnovabili** giocheranno un ruolo da «gregario», contribuendo nel complesso per **una nuova potenza installata che non andrà oltre i 400 MW** (quindi tra i 100 ed i 130 MW complessivi all'anno).
- A differenza delle altre fonti **non si prevede che dal mercato dell'efficientamento degli impianti** possa arrivare **nuova capacità installata** se non in **termini esigui (nell'ordine dei 50-70 MW)** in ambito idroelettrico e geotermoelettrico.



Il «mercato primario» delle fonti rinnovabili nel periodo 2018-2020: una visione d'assieme

- Il mercato atteso delle installazioni da rinnovabili può essere quindi stimato nel prossimo triennio tra gli 8 ed i 10 GW complessivi, di cui circa il 25% derivante da interventi di *revamping/repowering*.
- Il fotovoltaico rappresenterà oltre il 55% del totale del nuovo installato, seguito dall'eolico con circa il 35%.



Il «mercato primario» delle fonti rinnovabili nel periodo 2018-2020: una visione d'assieme

- Il bicchiere «mezzo pieno» riguarda la distanza (tra i 2 ed i 4 GW) tra la somma dei contingenti previsti dal Decreto nel periodo 2018-2020 ed il mercato atteso. Segno del fatto che esiste un mercato delle nuove installazioni da fonti rinnovabili che in parte **non dipende da sistemi di supporto.**
- Il bicchiere «mezzo vuoto» riguarda invece il ritardo di 2-3 GW che si accumulerebbe nel prossimo triennio rispetto agli obiettivi SEN.
- Se è vero quindi che ci si attende un «salto» nelle installazioni annuali (3 GW contro i quasi 900 del 2017, +330%), **non è ancora sufficiente a garantirci il raggiungimento dell'ambizioso scenario SEN**

Il «mercato primario» delle fonti rinnovabili nel periodo 2018-2020: una visione d'assieme

- Quali gli spunti di riflessione al fine di aumentare le installazioni?
- Garantire in maniera più efficace di come si sia ipotizzato sino ad ora l'accompagnamento di fotovoltaico ed eolico verso forme pure di mercato.
- Gestire la delicata questione delle aste neutre, che pare come visto privilegiare il fotovoltaico, ma che forse non tiene in debito conto la diversità tra le diverse fonti e la loro capacità di distribuire la produzione
- Auspicare l'uscita dall'incertezza politica e legislativa, che ci fanno commentare una SEN ed un Decreto Rinnovabili (ancora in bozza) elaborate da un Governo non più in carica e con una elevata probabilità di essere riviste (anche pesantemente) da chi ne prenderà il posto.

Il gruppo di lavoro

- **Vittorio Chiesa** – *Direttore Energy&Strategy Group*
- **Davide Chiaroni** – *Responsabile della ricerca*
- **Federico Frattini** – *Responsabile della ricerca*
- **Damiano Cavallaro** – *Project Manager*
 - **Martino Bonalumi**
 - **Francesca Capella**

Cristian Pulitano

Giulia Besozzi

Laura Casolo Ginelli

Andrea Di Lieto

Simone Franzò

Marco Guiducci

Luca Manelli

Vito Maria Manfredi Latilla

Davide Perego

Anna Temporin

Andrea Urbinati



Energy&Strategy



Energy&Strategy



energystrategy.it

Gli osservatori del 2018

