

# FIN.OPI

INTESA  SANPAOLO

## **Analisi economico-finanziaria di un impianto fotovoltaico su tetto nel Nord Italia**



# FIN.OPI nel Gruppo Intesa Sanpaolo

- FIN.OPI è l'investment manager & advisory firm del Gruppo Intesa Sanpaolo specializzata nella gestione dei Fondi Chiusi nei settori delle infrastrutture e delle public utilities
  
- FIN.OPI investe direttamente o indirettamente, tramite Fondi Chiusi specializzati, in tre settori principali di intervento: società di servizio pubblico locale, progetti ambientali/energetici e infrastrutture gestite in partnership pubblico-privato

# Conto Energia – Generalità 1/2

- Il Conto Energia (DM 19 febbraio 2007) incentiva l'installazione di impianti fotovoltaici con un contributo in conto produzione della durata di 20 anni.
- Hanno accesso all'incentivo tutti gli impianti connessi alla rete ed entrati in esercizio che ne facciano richiesta al Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), fino al raggiungimento di una potenza cumulativa di 1200MWp.
- Non sono necessarie richieste preventive per la realizzazione dell'impianto, ma solo l'autorizzazione amministrativa locale (DIA).  
L'iter (automatico e garantito) di accesso all'incentivo è posteriore alla realizzazione dell'impianto.

# Conto Energia – Generalità 2/2

- In caso di vendita in rete (totale o parziale) dell'energia elettrica prodotta:  
→ Ricavi totali impianto = Incentivo Conto Energia + Ricavi da cessione energia
  
- Possibilità di scegliere scambio sul posto\* per impianti di potenza  $\leq 20\text{kWp}$   
In caso di autoconsumo di tutta l'energia prodotta:  
→ Ricavi totali impianto = Incentivo Conto Energia + Risparmio costo energia

\*consegna in rete dell'energia in eccesso rispetto ai consumi o prelievamento dell'energia necessaria rispetto alla produzione + conguaglio con distributore a fine anno

# Conto Energia – Tariffe

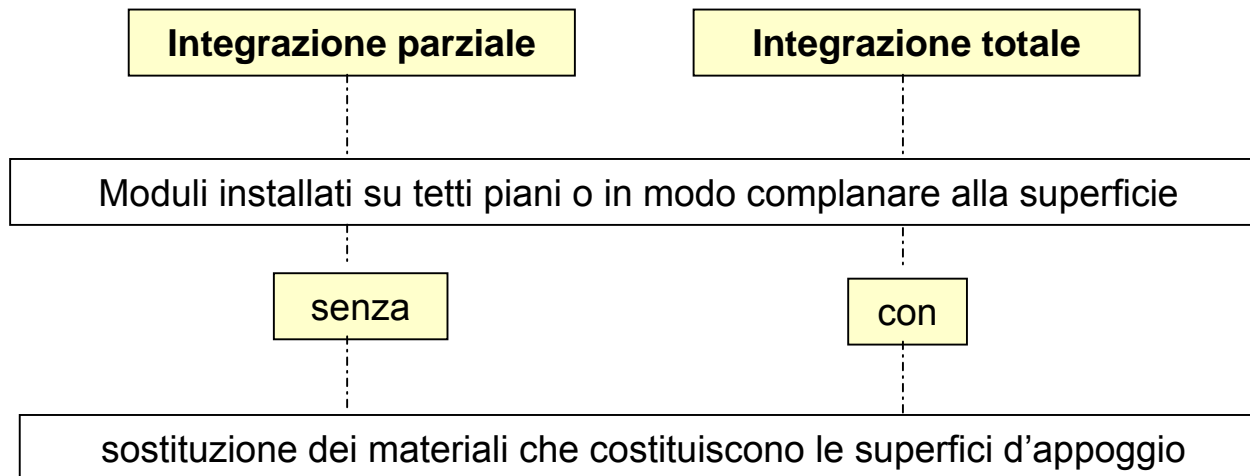
- Incentivo annuo = energia generata x tariffa incentivante (costante per 20 anni)
- La tariffa incentivante riconosciuta al soggetto responsabile dell'impianto è erogata dal GSE secondo il seguente schema:

Tariffe (€/kWh)	Livello di integrazione architettonica			
	Potenza nominale (kWp)	Non integrato	Parzialmente integrato	Integrato
1 ≤ P ≤ 3		0,40	0,44	0,49
3 < P ≤ 20		0,38	0,42	0,46
P > 20		0,36	0,40	0,44

- Per impianti non integrati con potenza >3kWp la tariffa è incrementata del 5% se il proprietario dell'impianto è autoproduttore ex art. 2.2 D.Lgs. 79/99
- Previsto premio per l'uso efficiente dell'energia per impianti operanti in regime di scambio sul posto, cioè una maggiorazione della tariffa (max 30%) pari alla metà della percentuale di riduzione (min 10%) dell'indice di prestazione energetica dell'edificio
- Tariffa di partenza ridotta per gli impianti che entreranno in esercizio successivamente al 31/12/2008 (-2% annuo sia per il 2009 che per il 2010)

# Impianto PV su tetto - Generalità

- Fattori che determinano la produzione elettrica di un impianto PV
  - radiazione solare incidente sul sito (latitudine)
  - orientamento e inclinazione dei moduli
  - assenza/presenza di ombreggiamenti
  - prestazioni tecniche dei componenti
- La tariffa Conto Energia premia la maggiore integrazione architettonica



# Impianto PV su tetto - Simulazione finanziaria

## Ipotesi tecniche

- Superficie occupata:  $\approx 10\text{mq/kWp}$
- Livello di integrazione architettonica: parziale
- Sito di installazione: Nord Italia

Localizzazione	Producibilità media* (kWh/kWp/anno)
Nord	1.100
Centro	1.300
Sud	1.500

\* con orientamento/inclinazione ottimali e assenza di ombreggiamenti

- Vita utile dell'impianto: 20 anni (decadimento efficienza 0,3%/anno – intervento su inverter 10° anno)

# Impianto PV su tetto - Simulazione finanziaria

## Ipotesi economico-finanziarie

- Costo di investimento →

Potenza nominale (kWp)	10	100
Costo investimento (€/kWp)	6.200	5.700

- Costo manutenzione straord. inverter (10° anno): 2% del costo investimento

- Costi d'esercizio

- Manutenzione →

Potenza nominale (kWp)	10	100
% del costo d'investimento	1%	0,5%

- Assicurazione all risks (furto, danneggiamento, eventi atmosferici): 15€/kWp

- Tariffa Conto Energia 2008 →  
(costante per 20 anni)

Potenza nominale (kWp)	10	100
Tariffa (€/kWh)	0,42	0,40

- Prezzo cessione energia in rete 2007:
  - 96,4€/MWh (scaglione 0-500MWh ex art. 5 Delibera AEEG 34/05 e succ. mod.)
  - indicizzazione annua (40% x tasso inflazione)
- Costo medio annuo energia elettrica risparmiata: 150€/MWh

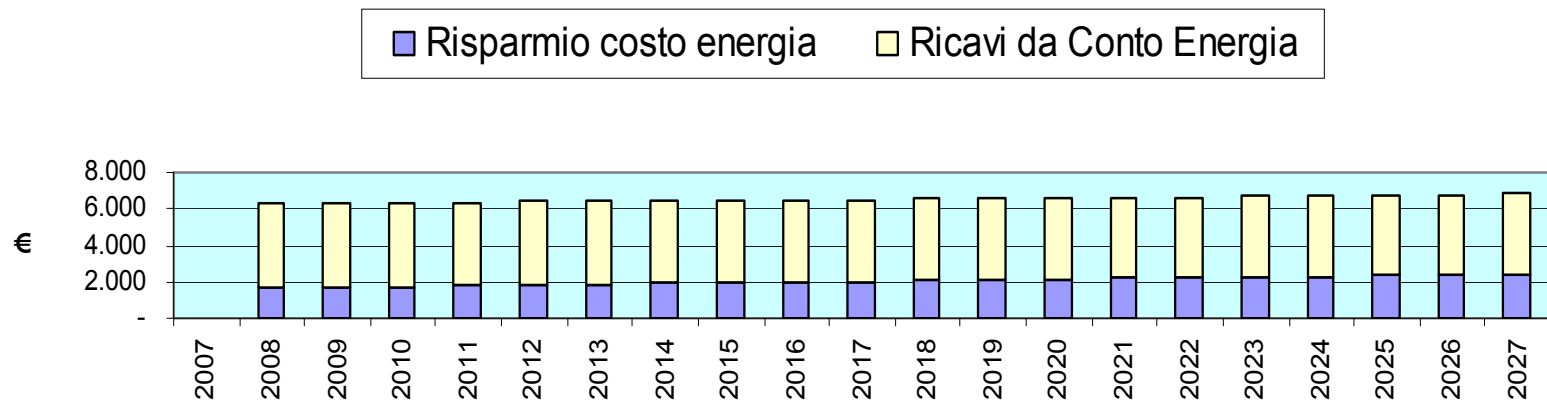
# IPOSTESI A – Potenza 10kWp

- Superficie occupata:  $\approx$ 100mq
- Costo di investimento: 62.000€ (IVA esclusa)
- Finanziamento: leasing (durata 17 anni - anticipo 10%)
- Produzione energia: 11.000kWh/anno, autoconsumo totale
- Regime: scambio sul posto
- Tariffa: 0,42€/kWh
- Pay Back Period = 13 anni
- TIR Progetto = 4,4%
- TIR Equity = 5,6%

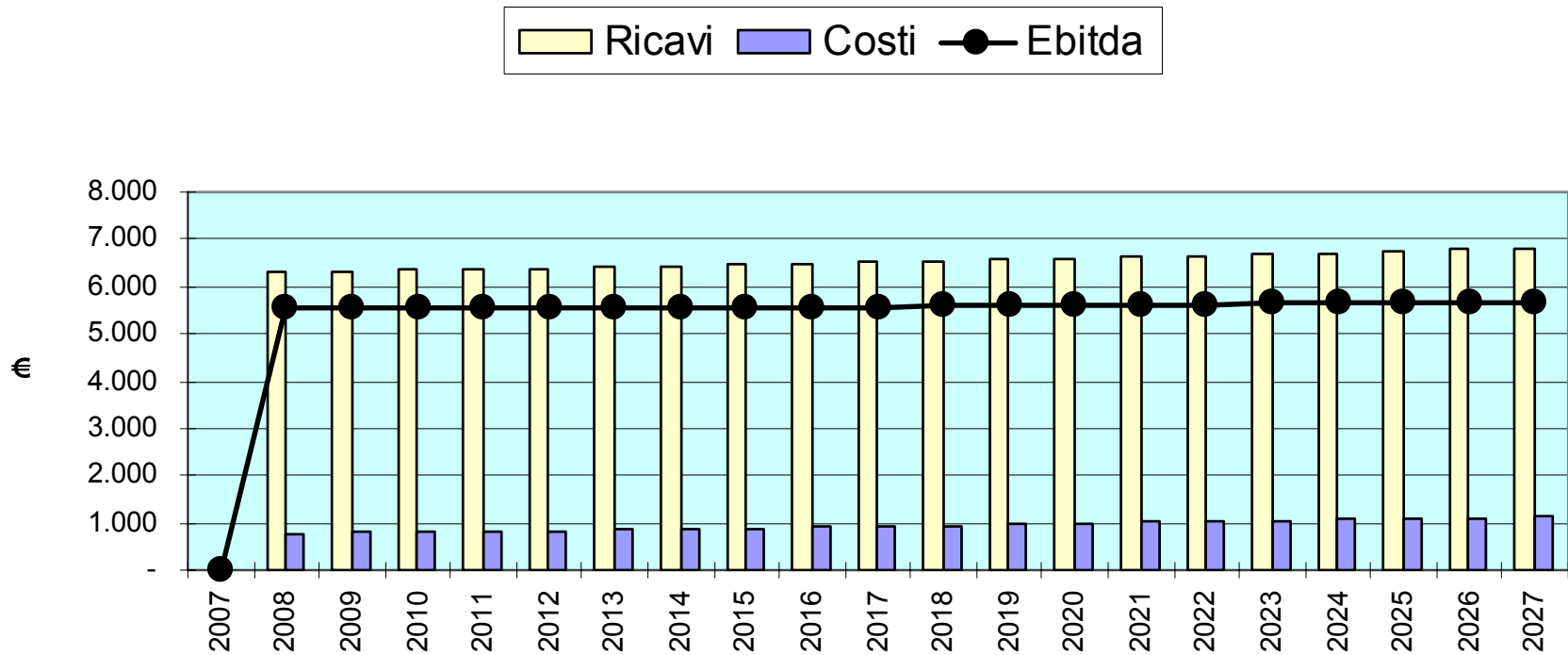
<b>CONTO ECONOMICO IMPIANTO</b>	<b>2008</b>
Risparmio costo energia	1.683
Ricavi da Conto Energia	4.620
<b>Totale Ricavi</b>	<b>6.303</b>
O&M	(626)
Assicurazioni	(153)
<b>Totale costi d'esercizio</b>	<b>(779)</b>
<b>EBITDA ante canone leasing</b>	<b>5.524</b>
margin %	88%
Costo per canone leasing periodico	(5.033)
<b>Ebitda post canone leasing</b>	<b>491</b>
margin %	8%

# IPOSTESI A – Potenza 10kWp

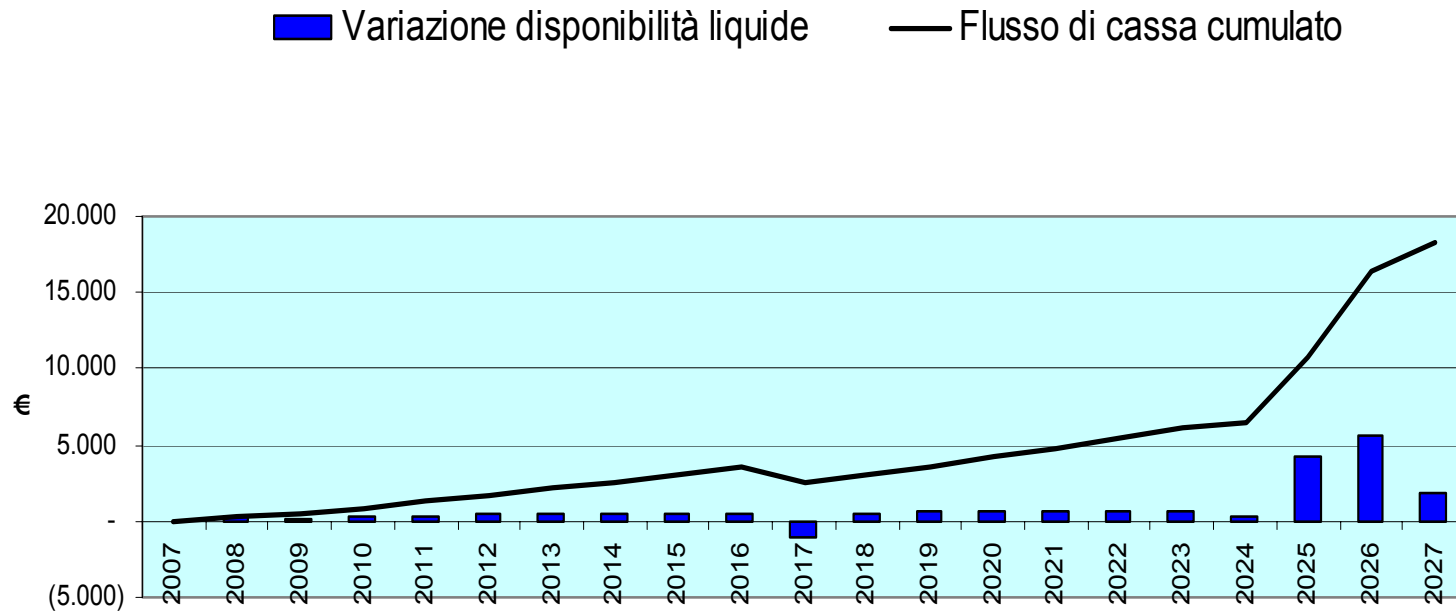
- Ricavo medio da Conto Energia  $\approx 70\%$  dei ricavi totali
- Risparmio medio costo energia  $\approx 30\%$  dei ricavi totali



# IIPOTESI A – Potenza 10kWp



# IPOSTESI A – Potenza 10kWp



# IPOTESI B – Potenza 100kWp

- Superficie occupata:  $\approx$  1000mq
- Costo di investimento: 570.000€ (IVA esclusa)
- Finanziamento: leasing (durata 18 anni - anticipo 10%)
- Produzione energia: 110.000kWh/anno, cessione totale in rete

- Regime: cessione in rete

<b>CONTO ECONOMICO IMPIANTO</b>	<b>2008</b>
Ricavi da cessione energia	10.691
Ricavi da Conto Energia	44.000
<b>Totale Ricavi</b>	<b>54.691</b>
O&M	(3.140)
Assicurazioni	(1.530)
<b>Totale costi d'esercizio</b>	<b>(4.670)</b>
<b>EBITDA ante canone leasing</b>	<b>50.021</b>
margin %	91%
Costo per canone leasing periodico	(44.704)
<b>Ebitda post canone leasing</b>	<b>5.317</b>
margin %	10%

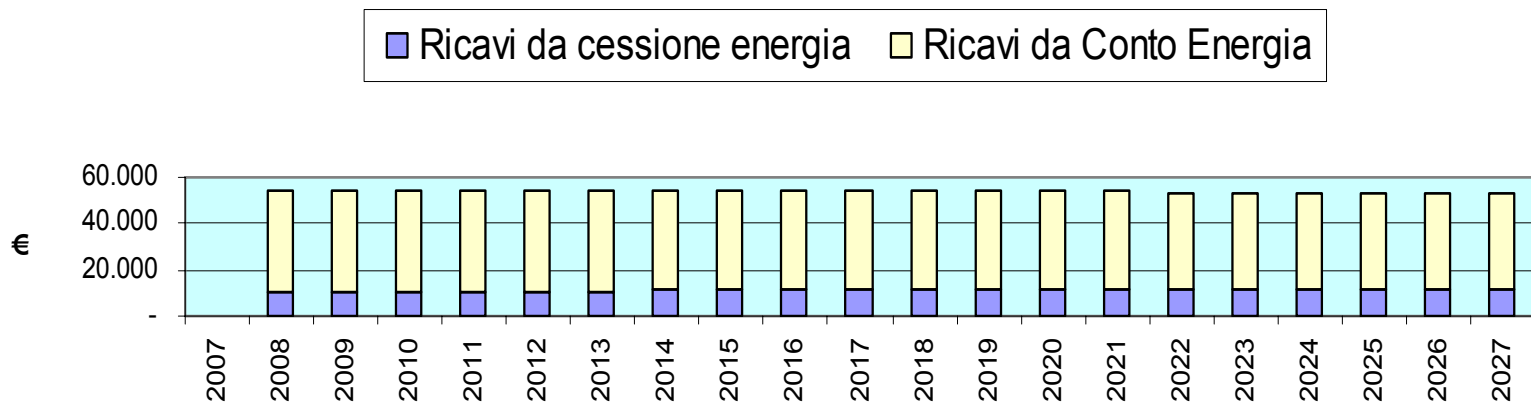
- Pay Back Period = 14 anni

- TIR Progetto = 3,9%

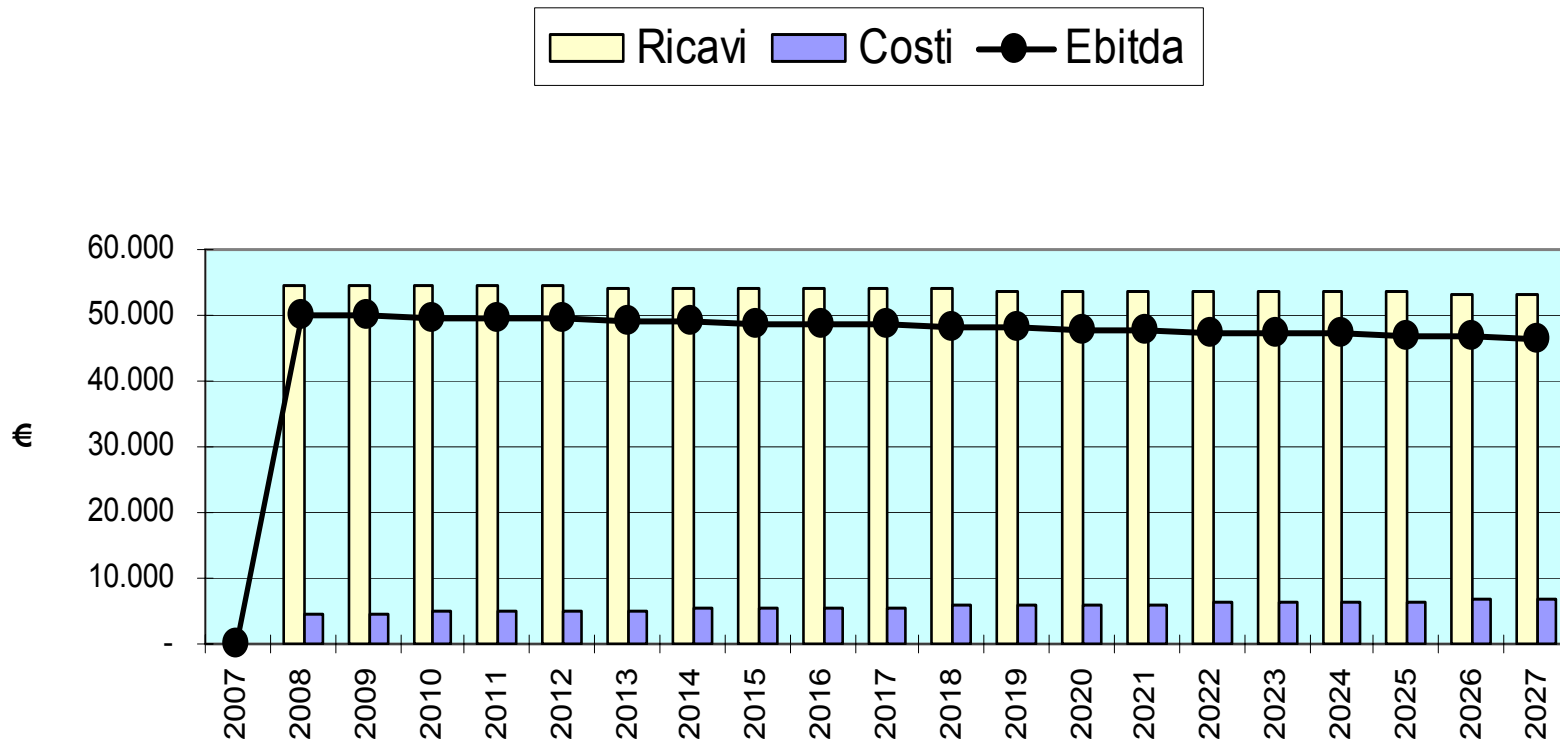
- TIR Equity = 4,3%

# IPOSTESI B – Potenza 100kWp

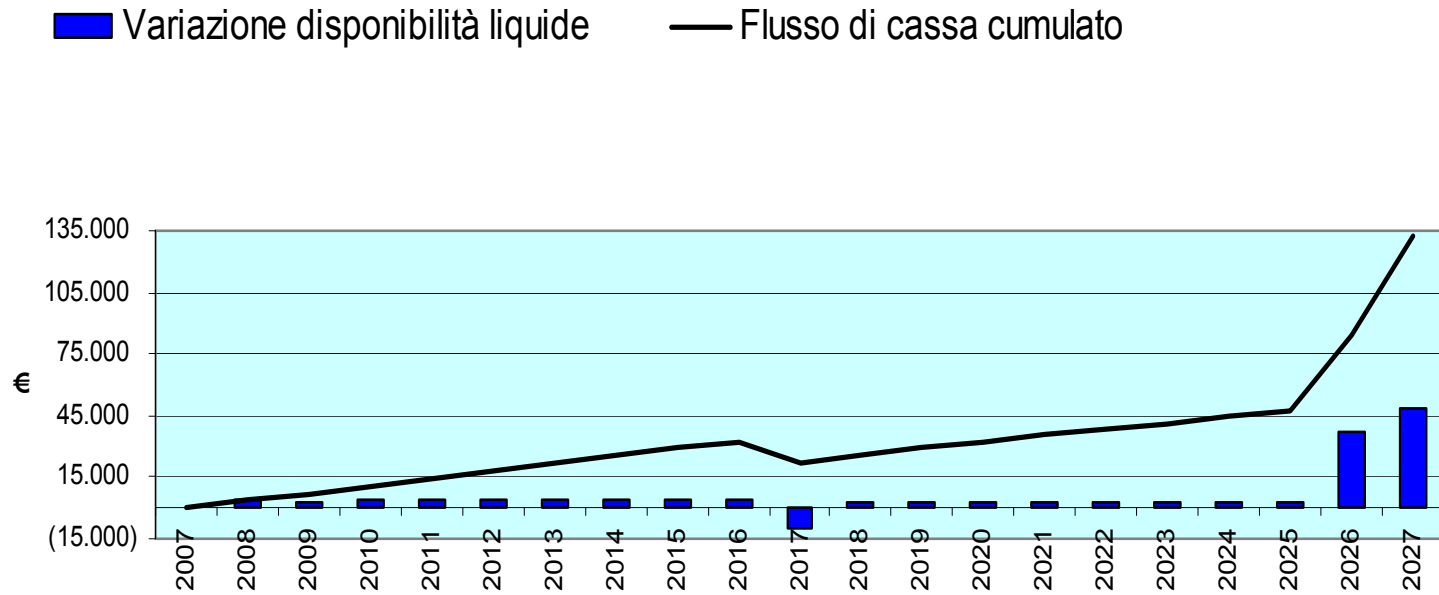
- Ricavo medio da Conto Energia  $\approx 80\%$  dei ricavi totali
- Ricavo medio da cessione energia  $\approx 20\%$  dei ricavi totali



# IPOSTESI B – Potenza 100kWp



# IOTESI B – Potenza 100kWp



# Riepilogo

## IPOTESI

- Considerati due casi estremi

	IPOTESI A	IPOTESI B
Potenza	10kWp	100kWp
Energia prodotta	Autoconsumo	Cessione in rete

- Integrazione parziale
- Costo d'investimento = valori medi di mercato
- Costi d'esercizio limitati (margine EBITDA  $\approx$  90%)

## RISULTATI

- TIR progetto: 4%-5%  
(aumenta riducendo il costo di investimento e i costi di esercizio)
- TIR Equity: 4%-6%  
(aumenta ottimizzando struttura finanziaria)
- PBP: 13-14 anni

# Sensitivity 1/3

- Sensitivity al variare del costo d'investimento \*
- Confronto con ipotesi di integrazione totale → costo più elevato, ma tariffa più vantaggiosa
- Tariffe con integrazione totale

Potenza  
Energia prodotta  
Tariffa con integrazione parziale (€/kWh)

IPOTESI A	IPOTESI B
10kWp	100kWp
Autoconsumo	Cessione in rete
0,42	0,40

Tariffa con integrazione totale (€/kWh)

0,46	0,44
------	------

\* Ipotesi analoghe al caso base, ma con leasing di durata variabile tra 14 e 20 anni in base alla sostenibilità del canone

# Sensitivity 2/3

## IPOTESI A

### 10kWp - consumo totale dell'energia prodotta

Costo d'investimento (€/kWp)	Integrazione parziale			Integrazione totale		
	TIR progetto	TIR equity	PBP	TIR progetto	TIR equity	PBP
7.200				3,4%	1,7%	15
6.800				4,1%	4,3%	14
6.500	3,9%	3,2%	14	4,6%	6,0%	13
6.200	4,4%	5,6%	13			
6.000	4,9%	6,7%	13			
5.800	5,3%	7,9%	12			

## IPOTESI B

### 100kWp - cessione totale dell'energia in rete

Costo d'investimento (€/kWp)	Integrazione parziale			Integrazione totale		
	TIR progetto	TIR equity	PBP	TIR progetto	TIR equity	PBP
6.500				3,3%	0,3%	15
6.200				3,8%	3,2%	14
6.000	3,4%	0,8%	15	4,2%	4,8%	13
5.700	3,9%	4,3%	14			
5.500	4,3%	5,1%	13			

# Sensitivity 3/3

- La redditività, come ovvio, aumenta al ridursi del costo d'investimento e all'aumentare del livello d'integrazione architettonica
- Ulteriori incrementi di redditività sono realizzabili ottimizzando la struttura finanziaria (in termini di leva e durata del finanziamento sostenibili dai cash flow dell'impianto)

# Key points dell'investimento

- Flussi di cassa visibili e certi per 20 anni
- Opportunità di finanziamento tramite:
  - Leasing (100% - anticipo 10%)
  - Prestito (da 90% a 100%) a seconda delle dimensioni e delle garanzie richieste (personali/reali/cessione credito GSE + assicurazione impianto)
- Ricerca dell'offerta più conveniente dal punto di vista tecnico-economico
  - obiettivo** → minimizzare costo d'investimento e costo O&M
  - ottenere garanzie efficaci sull'efficienza dei componenti
- Individuazione della struttura finanziaria ottimale in termini di leva e durata di finanziamento
  - obiettivo** → massimizzare il rendimento

# Le ragioni dell'investimento

- Ottimizzare la gestione del bilancio energetico della famiglia/attività produttiva  
→ scambio sul posto consigliabile se l'impianto è dimensionato sul proprio fabbisogno energetico
- Strumento finanziario di investimento a lungo termine con basso profilo di rischio