



## COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI

**PROGETTO PRELIMINARE  
DI FATTIBILITÀ TECNICA ECONOMICA  
DEL COMUNE DI**



## **PIANO ECONOMICO FINANZIARIO**

Ing. Marco Nuvoli  
Ing. Sergio Bacchiddu  
Avv. Bianca Maria Corso

## Premessa

### VALUTAZIONE DELLA CONVENIENZA ECONOMICA E DELLA SOSTENIBILITÀ FINANZIARIA

Lo scopo del documento è verificare le condizioni per la fattibilità tecnico finanziaria del progetto nella fattispecie contrattuale con operatore privato per l'affidamento di noleggio beni ed erogazione di servizi in oggetto, tramite la procedura di gara aperta per la realizzazione di impianti di produzione energia da fonti rinnovabili (FER) una Comunità Energetica Rinnovabile (CER).

L'elaborato tecnico prende spunto dal PFTE, analizza i costi per la realizzazione delle opere da noleggiare e quelli per i servizi da erogare per il funzionamento degli impianti assicurando all'amministrazione pubblica la corretta gestione, senza impattare, operativamente sulla struttura amministrativa dell'ente.

Nel caso di specie, si è riscontrata la possibilità di fare impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, tramite:

FONTE RINNOVABILE	SFRUTTAMENTO PREVISTO
FOTOVOLTAICO	X
EOLICO	–
IDROELETTRICO	–

Il lavoro svolto ha come scopo quello di individuare il valore congruo dei ricavi e dei costi attesi di gestione necessari per il raggiungimento degli obiettivi energetici, economici e finanziari del progetto, che rappresenta il presupposto per la corretta allocazione dei rischi.

L'Ente che intende dare vita ad un progetto deve valutare la sostenibilità finanziaria e la convenienza economica dello stesso.

**Sostenibilità oggettiva:** capacità della società di garantire, in via autonoma e in un adeguato lasso temporale di previsione, l'equilibrio economico-finanziario attraverso l'esercizio delle attività che ne costituiscono l'oggetto sociale attraverso lo sviluppo di un Business Plan dell'attività di impresa che si intende avviare.

L'Ente Pubblico, Comune di Ottana, ha avviato un percorso volto a verificare la fattibilità tecnica ed economica relativa alla possibile realizzazione di impianti di produzione da energie rinnovabili su beni di proprietà dell'Ente e successivamente la possibilità concreta di dare vita ad una Comunità Energetica.

## POTENZA STIMATA INSTALLABILE

Dallo studio e dai sopralluoghi effettuati sono stati individuati i siti nei quali è possibile installare gli impianti e la potenza installabile sugli immobili comunali è pari a:

Tabella Riepilogativa

FONTE RINNOVABILE	POTENZA INSTALLABILE (MW <sub>p</sub> )
FOTOVOLTAICO	6,574
EOLICO	0
IDROELETTRICO	0

Lo sviluppo del Piano prevede una durata del contratto di Concessione pari a 30 anni. Si ipotizza un canone del noleggio per anni Venti, mentre l'utilizzo dell'infrastruttura il concedente la possa utilizzare per anni Trenta. Sempre per trent'anni, invece, ci saranno i costi di gestione.

Di seguito il piano economico e le relative proiezioni economiche.

## PIANO ECONOMICO FINANZIARIO DEGLI INVESTIMENTI PER GLI IMPIANTI FER

Il prospetto illustra l'investimento necessario per la realizzazione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili su superfici pubbliche.

QUANTIFICAZIONE DELLA SPESA: QUADRO ECONOMICO	
<b>A) SOMME BASE D'APPALTO IMPIANTI</b>	
<b>A1) Valore Investimento Impianti</b>	€ 9.861.000,00
a.a. 1) Fornitura di impianto fotovoltaico (Compresi i supporti necessari, collegamenti con la rete)	€ 7.904.482,49
a.a. 2) Importo per l'attuazione dei piani sicurezza non soggetti a ribasso 3%	€ 237.134,47
a.a. 3) Imprevisti 10%	€ 790.448,25
<b>TOT VOCE</b>	<b>€ 8.932.065,22</b>
<b>B) SOMME A DISPOSIZIONE</b>	
b.1) spese tecniche e consulenze 10%	€ 893.206,52
b.2) cassa previdenza su b.1 4%	€ 35.728,26
<b>TOT VOCE</b>	<b>€ 928.934,78</b>
<b>TOT VOCE A+B</b>	<b>€ 9.861.000,00</b>
<b>C) ALTRI ONERI DI GARA</b>	
c.1) Contributo Anac	€ 600,00
c.2) contributo RUP 2% lavori	€ 158.089,65
<b>TOT VOCE</b>	<b>€ 158.689,65</b>
<b>TOT VOCE A+B+C</b>	<b>€ 10.019.689,65</b>
<b>D) IVA</b>	
- sui lavori 10%	€ 893.206,52
- su spese tecniche generali e consulenze 22%	€ 204.365,65
<b>TOT VOCE</b>	<b>€ 1.097.572,17</b>
<b>IMPORTO COMPLESSIVO PROGETTO (A+B+C+D+E)</b>	<b>€ 11.117.261,82</b>

## COMMENTI:

## STIMA DEI COSTI

Il valore dei costi stimati è costruito in base al valore medio di mercato per la realizzazione di impianti FER.

## INVESTIMENTO RIEPILOGATIVO BUSINESS PLAN

BUSINESS PLAN   IMPIANTO FOTOVOLTAICO CER		6,574 MWp
		1473 MW/h
		0
		2024
Noleggio	anni	20
Totale Investimento	€	9.861.000
Oneri Finanziari	€	4.273.100
Produttività annua	kWh	9.683.502
Decremento Prestazioni	%/anno	0,50%
Immissione in rete	%	100%
Condivisione Energia REC	%	80%
Energia Commercializzata	MWh/anno	270.394
Energia Condivisa REC	MWh/anno	9.279.019
Prezzo Vendita Energia Mercato	€/MWh	130,00
Incentivo REC	€/MWh	78,48
Vendita Energia Prodotta Totale	€	35.036.860
Incentivo REC	€	9.279.019
Diritti di superficie	€/MWp	262.960
<b>TOTALE RICAVID</b>	<b>€</b>	<b>44.578.839</b>
Noleggio impianti	€	9.861.000
Gestione rapporti con fornitori, e-distribuzione, GSE	€	3.944.400
Gestione contabile, fatturazione servizio di tesoreria, gestione economica, rendicontazione	€	3.352.740
Gestione, Manutenzione, Assicurazione impianti	€	4.802.557
Gestione piattaforma di misurazione, promozione condivisione, call center	€	1.972.200
Contratti con consumer per vendita energia incentivata e con trader per distribuzione, ricerca nuovi soci energivori	€	1.840.720
<b>TOTALE COSTI</b>	<b>€</b>	<b>25.773.617</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO (EBITDA)</b>	<b>€</b>	<b>18.936.701</b>
Interessi sul noleggio	€	4.273.100
<b>UTILE PER L'ENTE</b>	<b>€</b>	<b>14.663.601</b>

## COMMENTI:

**1. Specifiche Finanziarie**

## TOTALE INVESTIMENTO

Il valore medio calcolato per la stima dell'investimento è pari a € 1.500.000,00 per MW, riferito a ipotesi di impianti realizzati sia a terra che su tetti, con pannelli fotovoltaici certificati TIER-1.

## NOLEGGIO

Si prevede noleggio ventennale dell'impianto.

## ONERI FINANZIARI

Tasso di interesse stimato al 5,80%

**2. Specifiche Tecniche**

## PRODUTTIVITÀ ANNUA

È pari al valore della potenza di picco dell'impianto rapportata al dato ufficiale sull'irraggiamento locale.

## DECREMENTO PRESTAZIONI

Si stima un valore cautelativo rispetto alle specifiche garantite del produttore (stima media del 95% al 25° anno), impostando il valore su un decremento finale pari al 87,5% al 25° anno, pari a decremento dello 0,5% annuo.

## IMMISSIONE

Si prevede una immissione del 100% dell'energia prodotta

## CONDIVISIONE

Si prevede una condivisione media pari all' 80% (CENTRO/SUD) e 91% (NORD) dell'energia prodotta.

### 3. Specifiche economiche (ricavi)

#### PUN PREZZO UNICO NAZIONALE (MEDIO STIMATO)

Il valore riportato è pari a €130,00 per MW/h; indicato come valore cautelativo rispetto alle indicazioni ARERA sui futuri rincari di prezzo dell'energia;

#### INCENTIVO CER: DIFFERENZIAZIONE TERRITORIALE

Al netto di una quota che la CER trattiene per il funzionamento dei propri costi di gestione (stimata nel prospetto al 20% del totale degli incentivi generati), si ipotizza suddivisione secondo quanto segue:

1. **NORD: Totale incentivo (x MW/h) = € 127,48:**  
**Quota Prosumer = € 87,48 | Quota Consumer = € 40,00**
2. **CENTRO: Totale incentivo (x KW/h) = € 0,122.48:**  
**Quota Prosumer = € 82,48 | Quota Consumer = € 40,00**
3. **SUD: Totale incentivo (x KW/h) = € 0,118.48:**  
**Quota Prosumer = € 78,48 | Quota Consumer = € 40,00**

#### DIRITTI DI SUPERFICIE

Stimati in € 60.000,00 a MW

### 4. Specifiche economiche (costi)

#### COSTI DELL'IMPIANTO

1. **NOLEGGIO:** ventennale dell'impianto
2. **GESTIONE:** suddivisa in 5 sezioni
3. **INTERESSI:** ventennali sul finanziamento

## COSTI E RICAVI INVESTIMENTO PRIMI 10 ANNI

BUSINESS PLAN   IMPIANTO FOTOVOLTAICO CER											
6,574											
1473											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Noleggio	anni										
Totale Investimento	€										
Oneri Finanziari	€										
Produttività annua	kWh										
Decremento Prestazioni	%/anno										
Immissione in rete	%										
Condivisione Energia REC	%										
Energia Commercializzata	MWh/anno	9.684	9.635	9.587	9.539	9.491	9.444	9.397	9.350	9.303	9.256
Energia Condivisa REC	MWh/anno	6.197	6.166	6.136	6.105	6.074	6.044	6.014	5.984	5.954	5.924
Prezzo Vendita Energia Mercato	€/MWh	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00
Incentivo REC	€/MWh	78,48	78,48	78,48	78,48	78,48	78,48	78,48	78,48	78,48	78,48
Vendita Energia Prodotta Totale	€	1.252.561	1.246.298	1.240.067	1.233.866	1.227.697	1.221.559	1.215.451	1.209.373	1.203.327	1.197.310
Incentivo REC	€	486.375	483.943	481.524	479.116	476.720	474.337	471.965	469.605	467.257	464.921
Diritti di superficie	€/MWp	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148
<b>TOTALE RICAVI</b>	<b>€</b>	<b>1.752.084</b>	<b>1.743.389</b>	<b>1.734.738</b>	<b>1.726.130</b>	<b>1.717.565</b>	<b>1.709.043</b>	<b>1.700.564</b>	<b>1.692.127</b>	<b>1.683.732</b>	<b>1.675.379</b>
Noleggio impianti	€	493.050	493.050	493.050	493.050	493.050	493.050	493.050	493.050	493.050	493.050
Gestione rapporti con fornitori, e-distribuzione, gse	€	131.480	131.480	131.480	131.480	131.480	131.480	131.480	131.480	131.480	131.480
Gestione contabile, fatturazione servizio di tesoreria, gestione economica, rendicontazione	€	111.758	111.758	111.758	111.758	111.758	111.758	111.758	111.758	111.758	111.758
Gestione, Manutenzione, Assicurazione impianti	€	157.776	157.934	158.092	158.250	158.408	158.566	158.725	158.884	159.043	159.202
Gestione piattaforma di misurazione, promozione condivisione, call center	€	65.740	65.740	65.740	65.740	65.740	65.740	65.740	65.740	65.740	65.740
Contratti con consumer per vendita energia incentivata e con trader per distribuzione, ricerca nuovi soci energivori*	€	92.036	92.036	92.036	92.036	92.036	92.036	92.036	92.036	92.036	92.036
<b>TOTALE COSTI</b>	<b>€</b>	<b>1.051.84</b>	<b>1.051.998</b>	<b>1.052.156</b>	<b>1.052.314</b>	<b>1.052.472</b>	<b>1.052.630</b>	<b>1.052.789</b>	<b>1.052.948</b>	<b>1.053.107</b>	<b>1.053.266</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO (EBITDA)</b>	<b>€</b>	<b>700.244</b>	<b>691.392</b>	<b>682.583</b>	<b>673.817</b>	<b>665.093</b>	<b>656.413</b>	<b>647.775</b>	<b>639.179</b>	<b>630.625</b>	<b>622.113</b>
Interessi sul noleggio	€	213.655	213.655	213.655	213.655	213.655	213.655	213.655	213.655	213.655	213.655
<b>UTILE PER L'ENTE</b>	<b>€</b>	<b>486.589</b>	<b>477.737</b>	<b>468.928</b>	<b>460.162</b>	<b>451.438</b>	<b>442.758</b>	<b>434.120</b>	<b>425.524</b>	<b>416.970</b>	<b>408.458</b>
<b>FLUSSI DI CASSA</b>											
EBITDA	€	700.244	691.392	682.583	673.817	665.093	656.413	647.775	639.179	630.625	622.113
Tasse	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interessi sul Debito	€	(213.655)	(213.655)	(213.655)	(213.655)	(213.655)	(213.655)	(213.655)	(213.655)	(213.655)	(213.655)
Ripagamento del Debito	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento	€										
Debito	€										
<b>FLUSSI DI CASSA</b>	<b>€</b>	<b>486.589</b>	<b>477.737</b>	<b>468.928</b>	<b>460.162</b>	<b>451.438</b>	<b>442.758</b>	<b>434.120</b>	<b>425.524</b>	<b>416.970</b>	<b>408.458</b>
<b>FLUSSI DI CASSA CUMULATI</b>	<b>€</b>	<b>486.589</b>	<b>964.326</b>	<b>1.433.253</b>	<b>1.893.415</b>	<b>2.344.853</b>	<b>2.787.611</b>	<b>3.221.731</b>	<b>3.647.255</b>	<b>4.064.225</b>	<b>4.472.684</b>

## COMMENTI:

## PRIMI ANNI DI UTILE DELL'IMPIANTO

Si prevede di generare utili a partire dal primo anno di effettivo esercizio, il decremento annuo del valore dell'utile è dovuto a 2 fattori cautelativi:

1. Il decremento annuo delle prestazioni dell'impianto, che influisce sull'energia venduta e incentivata
2. L'aumento annuo dei costi di manutenzione

## FLUSSI DI CASSA

I Flussi di Cassa prospettici evidenziati sono:

1. Margine Operativo Lordo (MOL) o EBITDA - indicatore di redditività che evidenzia il reddito di un'azienda basato sulla sua gestione caratteristica.
2. Reddito Operativo Aziendale o EBIT - risultato aziendale prima di imposte e oneri finanziari.
3. Flusso di Cassa Operativo - *Cash Flow From Operations* (FCFO), misura l'ammontare di cassa generato dalla gestione caratteristica del Concessionario.

## COSTI E RICAVI INVESTIMENTO DAI 10 ANNI AI 20 ANNI

BUSINESS PLAN   IMPIANTO FOTOVOLTAICO CER		6,574 1473									
		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
		2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Noleggio	anni										
Totale Investimento	€										
Oneri Finanziari	€										
Produttività annua	kWh										
Decremento Prestazioni	%/anno										
Immissione in rete	%										
Condivisione Energia REC	%										
Energia Commercializzata	MWh/anno	9.210	9.164	9.118	9.073	9.027	8.982	8.937	8.893	8.848	8.804
Energia Condivisa REC	MWh/anno	5.894	5.865	5.836	5.806	5.777	5.749	5.720	5.691	5.663	5.634
Prezzo Vendita Energia Mercato	€/MWh	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00
Incentivo REC	€/MWh	78,48	78,48	78,48	78,48	78,48	78,48	78,48	78,48	78,48	78,48
Vendita Energia Prodotta Totale	€	1.191.323	1.185.367	1.179.440	1.173.543	1.167.675	1.161.837	1.156.028	1.150.247	1.144.496	1.144.496
Incentivo REC	€	462.596	460.283	457.982	455.692	453.414	451.147	448.891	446.646	444.413	442.191
Diritti di superficie	€/MWp	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148
<b>TOTALE RICAVI</b>	<b>€</b>	<b>1.667.068</b>	<b>1.658.798</b>	<b>1.650.570</b>	<b>1.642.383</b>	<b>1.634.237</b>	<b>1.626.131</b>	<b>1.618.066</b>	<b>1.610.042</b>	<b>1.602.057</b>	<b>1.599.835</b>
Noleggio impianti	€	493.050	493.050	493.050	493.050	493.050	493.050	493.050	493.050	493.050	493.050
Gestione rapporti con fornitori, e-distribuzione, gse	€	131.480	131.480	131.480	131.480	131.480	131.480	131.480	131.480	131.480	131.480
Gestione contabile, fatturazione servizio di tesoreria, gestione economica, rendicontazione	€	111.758	111.758	111.758	111.758	111.758	111.758	111.758	111.758	111.758	111.758
Gestione, Manutenzione, Assicurazione impianti	€	159.361	159.520	159.680	159.839	159.999	160.159	160.319	160.480	160.640	160.801
Gestione piattaforma di misurazione, promozione condivisione, call center	€	65.740	65.740	65.740	65.740	65.740	65.740	65.740	65.740	65.740	65.740
Contratti con consumer per vendita energia incentivata e con trader per distribuzione, ricerca nuovi soci energivori*	€	92.036	92.036	92.036	92.036	92.036	92.036	92.036	92.036	92.036	92.036
<b>TOTALE COSTI</b>	<b>€</b>	<b>1.053.425</b>	<b>1.053.584</b>	<b>1.053.744</b>	<b>1.053.903</b>	<b>1.054.063</b>	<b>1.054.223</b>	<b>1.054.383</b>	<b>1.054.544</b>	<b>1.054.704</b>	<b>1.054.865</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO (EBITDA)</b>	<b>€</b>	<b>613.643</b>	<b>605.214</b>	<b>596.826</b>	<b>588.479</b>	<b>580.173</b>	<b>571.908</b>	<b>563.683</b>	<b>555.498</b>	<b>547.353</b>	<b>544.970</b>
Interessi sul noleggio	€	213.655	213.655	213.655	213.655	213.655	213.655	213.655	213.655	213.655	213.655
<b>UTILE PER L'ENTE</b>	<b>€</b>	<b>399.988</b>	<b>391.559</b>	<b>383.171</b>	<b>374.824</b>	<b>366.518</b>	<b>358.253</b>	<b>350.028</b>	<b>341.843</b>	<b>333.698</b>	<b>331.315</b>
<b>FLUSSI DI CASSA</b>											
EBITDA	€	613.643	605.214	596.826	588.479	580.173	571.908	563.683	555.498	547.353	544.970
Tasse	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interessi sul Debito	€	(213.655)	(213.655)	(213.655)	(213.655)	(213.655)	(213.655)	(213.655)	(213.655)	(213.655)	(213.655)
Ripagamento del Debito	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento	€										
Debito	€										
<b>FLUSSI DI CASSA</b>	<b>€</b>	<b>399.988</b>	<b>391.559</b>	<b>383.171</b>	<b>374.824</b>	<b>366.518</b>	<b>358.253</b>	<b>350.028</b>	<b>341.843</b>	<b>333.698</b>	<b>331.315</b>
<b>FLUSSI DI CASSA CUMULATI</b>	<b>€</b>	<b>4.872.672</b>	<b>5.264.231</b>	<b>5.647.402</b>	<b>6.022.226</b>	<b>6.388.745</b>	<b>6.746.998</b>	<b>7.097.025</b>	<b>7.438.868</b>	<b>7.772.566</b>	<b>8.103.882</b>

## COMMENTI:

## STEP INTERMEDIO DI OPERATIVITÀ DELL'IMPIANTO

Dal 10° al 20° l'impianto prosegue nel suo ciclo di vita in piena operatività.

## DECREMENTO PRESTAZIONI

Al 20° anno si stima (cautelativamente) un decremento delle prestazioni pari al 10% in meno rispetto al primo anno.

## COSTI E RICAVI INVESTIMENTO DAI 20 AI 30 ANNI

BUSINESS PLAN   IMPIANTO FOTOVOLTAICO CER		6,574 1473									
		21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
		2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
Noleggio	anni										
Totale Investimento	€										
Oneri Finanziari	€										
Produttività annua	kWh										
Decremento Prestazioni	%/anno										
Immissione in rete	%										
Condivisione Energia REC	%										
Energia Commercializzata	MWh/anno	8.760	8.716	8.672	8.629	8.586	8.543	8.500	8.458	8.415	8.373
Energia Condivisa REC	MWh/anno										
Prezzo Vendita Energia Mercato	€/MWh	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00
Incentivo REC	€/MWh										
Vendita Energia Prodotta Totale	€	1.138.774	1.133.080	1.127.414	1.121.777	1.116.168	1.110.588	1.105.035	1.099.509	1.094.012	1.088.542
Incentivo REC	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diritti di superficie	€/MWp	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148	13.148
<b>TOTALE RICAVI</b>	<b>€</b>	<b>1.151.922</b>	<b>1.146.228</b>	<b>1.140.562</b>	<b>1.134.925</b>	<b>1.129.316</b>	<b>1.123.736</b>	<b>1.118.183</b>	<b>1.112.657</b>	<b>1.107.160</b>	<b>1.101.690</b>
Noleggio impianti	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gestione rapporti con fornitori, e-distribuzione, gse	€	131.480	131.480	131.480	131.480	131.480	131.480	131.480	131.480	131.480	131.480
Gestione contabile, fatturazione servizio di tesoreria, gestione economica, rendicontazione	€	111.758	111.758	111.758	111.758	111.758	111.758	111.758	111.758	111.758	111.758
Gestione, Manutenzione, Assicurazione impianti	€	160.962	161.123	161.284	161.445	161.606	161.768	161.930	162.092	162.254	162.416
Gestione piattaforma di misurazione, promozione condivisione, call center	€	65.740	65.740	65.740	65.740	65.740	65.740	65.740	65.740	65.740	65.740
Contratti con consumer per vendita energia incentivata e con trader per distribuzione, ricerca nuovi soci energivori*	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTALE COSTI</b>	<b>€</b>	<b>469.940</b>	<b>470.101</b>	<b>470.262</b>	<b>470.423</b>	<b>470.584</b>	<b>470.746</b>	<b>470.908</b>	<b>471.070</b>	<b>471.232</b>	<b>471.394</b>
<b>MARGINE OPERATIVO LORDO (EBITDA)</b>	<b>€</b>	<b>681.982</b>	<b>676.127</b>	<b>670.301</b>	<b>664.502</b>	<b>658.732</b>	<b>652.989</b>	<b>647.275</b>	<b>641.588</b>	<b>635.928</b>	<b>630.296</b>
Interessi sul noleggio	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>UTILE PER L'ENTE</b>	<b>€</b>	<b>681.982</b>	<b>676.127</b>	<b>670.301</b>	<b>664.502</b>	<b>658.732</b>	<b>652.989</b>	<b>647.275</b>	<b>641.588</b>	<b>635.928</b>	<b>630.296</b>
<b>FLUSSI DI CASSA</b>											
EBITDA	€	681.982	676.127	670.301	664.502	658.732	652.989	647.275	641.588	635.928	630.296
Tasse	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interessi sul Debito	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ripagamento del Debito	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento	€										
Debito	€										
<b>FLUSSI DI CASSA</b>	<b>€</b>	<b>681.982</b>	<b>676.127</b>	<b>670.301</b>	<b>664.502</b>	<b>658.732</b>	<b>652.989</b>	<b>647.275</b>	<b>641.588</b>	<b>635.928</b>	<b>630.296</b>
<b>FLUSSI DI CASSA CUMULATI</b>	<b>€</b>	<b>8.785.864</b>	<b>9.461.991</b>	<b>10.132.291</b>	<b>10.796.794</b>	<b>11.455.526</b>	<b>12.108.515</b>	<b>12.755.790</b>	<b>13.397.378</b>	<b>14.033.306</b>	<b>14.663.601</b>

## COMMENTI:

## FINE INCENTIVO

Dal ventesimo anno di operatività cessa il diritto di accesso agli incentivi GSE per la condivisione di energia, i valori sono riportati a zero.

## CESSAZIONE DEL COSTO DI NOLEGGIO

In questo modello si è ipotizzato che l'Ente continui a utilizzare gli impianti dopo il ventesimo anno, a fronte di una concessione trentennale, senza più dovere pagare il canone di noleggio, quindi con un maggiore guadagno dalla vendita di energia, anche a fronte della mancata percezione degli incentivi.

## COSTI GESTIONE IMPIANTI

I costi di gestione impianti invece, saranno dovuti sino alla dismissione impianto. Tuttavia, I flussi di cassa, pur in una visione pessimistica consentono di ipotizzare un sicuro interesse per l'ente nell'effettuare l'investimento.

## RIPARTIZIONE UTILI E RICAVI

RIPARTIZIONE UTILI E RICAVI PER NOLEGGIO IMPIANTI			
<b>VALORI ENERGIA PER MW</b>			
Valore Energia sul mercato (PUN + SPREAD)	€/mwh		130,00 €
Valore incentivo totale Sud Italia	€/mwh		118,48 €
Valore incentivo prosumer Sud Italia	€/mwh		78,48 €
Valore incentivo consumer Sud Italia	€/mwh		40,00 €
<b>PRODUZIONE TOTALE</b>			
Energia Prodotta Totale	kw/h		270.393,99
Energia Condivisa REC	kw/h		147.792,74
Energia Condivisa REC al netto di costi di gestione REC	kw/h		118.234,19
Energia Commercializzata	kw/h		270.393,99
<b>MONTANTE ECONOMICO</b>			
Vendita Energia Mercato	€		35.036.859,76
Incentivo totale	€		17.510.483,46
<b>UTILI E RICAVI ENTE PUBBLICO E GC</b>			
UTILE NETTO VENTENNALE PER L'ENTE PUBBLICO PROSUMER	€		8.103.881,73
RICAVI VENTENNALI PER IL GC	€		25.340.058,07
UTILE NETTO TRENTENNALE PER L'ENTE PUBBLICO PROSUMER	€		14.663.601,47
RICAVI TRENTENNALI PER IL GC	€		30.046.717,48
<b>IPOTESI RIPARTIZIONE CONSUMI CONDIVISI TOTALI</b>			
Consumo prosumer (30%)	kw/h		81.118
Consumo consumer (30%)	kw/h		81.118
Consumo colonnine (40%)	kw/h		108.158
<b>IPOTESI RIPARTIZIONE INCENTIVI TOTALE</b>			
Gestione della REC (20% del valore dell'incentivo)	€		3.502.096,69 €
Incentivo prosumer € 78,48 x MW/h	€		9.279.019,19 €
Incentivo consumer € 40,00 x MW/h	€		4.729.367,58 €
<b>Totale Ripartizione</b>	€		<b>17.510.483,46 €</b>
<b>IPOTESI RIPARTIZIONE INCENTIVI ANNUA</b>			
Gestione della REC (20% del valore dell'incentivo)*	€		175.104,83 €
Incentivo prosumer € 78,48 x MW/h	€		463.950,96 €
Incentivo consumer € 40,00 x MW/h	€		236.468,38 €
<b>Totale Ripartizione</b>	€		<b>875.524,17 €</b>

\* laddove la quota del 20% non raggiunga il valore di €30.000,00 si trattiene il valore differenziale dalle quote prosumer e consumer

## COMMENTI:

## IPOTESI RIPARTIZIONE CONSUMI

Nel prospetto sono suddivisi, in maniera ipotetica, i consumi dell'energia prodotta e condivisa. Secondo quanto riportato, si prevede una ripartizione media trentennale come specificato nella tabella:

1. 30% consumo prosumer
2. 30% consumo consumer
3. 40% consumo colonnine (consumer)

## CONDIVISIONE AL NETTO DI COSTI GESTIONE CER

Si ipotizza di scomputare, dal valore dell'energia condivisa totale, una quota pari al 20%, utile a sostenere i costi di gestione ipotizzati della CER

## UTILE PER L'ENTE

L'utile ipotetico per l'Ente è riportato sia su proiezione ventennale sia su proiezione trentennale.

## RICAVI PER IL GENERAL CONTRACTOR

I ricavi ipotetici per il General Contractor riportano sia su proiezione ventennale sia su proiezione trentennale.

## PIANO ECONOMICO FINANZIARIO STAZIONI RICARICA ELETTRICA

Il prospetto illustra l'investimento necessario per la realizzazione delle colonnine di ricarica elettrica fast, su superfici pubbliche.

QUANTIFICAZIONE DELLA SPESA: QUADRO ECONOMICO	
<b>A SOMME BASE D'APPALTO COLONNINE RICARICA</b>	
<b>A2) Valore Investimento Colonnine</b>	€ <b>280.000,00</b>
a.a.1) Fornitura di impianto Colonnine ricarica fast	€ 224.445,31
a.a.2) Importo per l'attuazione dei piani sicurezza non soggetti a ribasso	€ 6.733,36
a.a.3) Imprevisti	€ 22.444,53
<b>TOT VOCE</b>	<b>€ 253.623,20</b>
<b>B 2) SOMME A DISPOSIZIONE</b>	
b.1) spese tecniche e consulenze 10% di A	€ 25.362,32
b.2) cassa previdenza su b.1 4%	€ 1.014,49
<b>TOT VOCE</b>	<b>€ 26.376,81</b>
<b>TOT VOCE A+B</b>	<b>€ 280.000,02</b>
<b>C) ALTRI ONERI DI GARA</b>	
c.1) contributo RUP 2% lavori	€ 5.072,46
<b>TOT VOCE</b>	<b>€ 5.072,46</b>
<b>TOT VOCE A+B+C Colonnine</b>	<b>€ 285.072,48</b>
<b>D) IVA</b>	
- sui lavori e forniture 10%	€ 25.362,32
- su spese tecniche generali e consulenze 22%	€ 5.802,90
<b>TOT VOCE</b>	<b>€ 31.165,22</b>
<b>TOT VOCE A+B+C Colonnine</b>	<b>€ 316.237,70</b>

## COSTI E RICAVI STAZIONI RICARICA PUBBLICHE

STAZIONE DI RICARICA CON 4 COLONNINE DA 8 RICARICHE FAST A C/C E 4 RICARICHE IN C/A				
ROYALTIES ANNUE PER IL COMUNE NEL 2030			€	78.624,00 €
UTILE LORDO ANNUO PER IL GENERAL CONTRACTOR NEL 2030			€	188.336,00 €
<b>IPOSTESI ANNUA VENDITA ENERGIA KW</b>				
ANNO		2026	2028	2030
KW/ANNUI		396000	693500	1404000
NUMERO DI RICARICHE GIORNO DA 20 KW		55	95	195
ORE DI PIENO ESERCIZIO		3	5	10
TEMPO MEDIO RICARICA DA 20 KW		20'	20'	20'
COSTO ENERGIA/KW		0,25	0,25	0,25
<b>VALORE INVESTIMENTO</b>				
HARDWARE, SOFTWARE, INSTALLAZIONE, COLLAUDO	280.000,00			
INTERESSI SU FINANZIAMENTO DECENNALE	90.000,00			
<b>IPOSTESI SUDDIVISIONE VENDITA</b>				
ANNO		2025	2028	2030
SOCI REC	70,00%	277.200	485450	982800
FRUITORI ESTERNI	30,00%	118.800	208050	421200
VALORE € ENERGIA VENDUTA AI SOCI REC		0,5	0,5	0,5
VALORE € ENERGIA VENDUTA AI FRUITORI ESTERNI		0,7	0,7	0,7
<b>RICAVI ANNUI STAZIONE DI RICARICA</b>				
ANNO		2025	2028	2030
VENDITA ENERGIA SOCI REC		138.600,00 €	242.725,00 €	491.400,00 €
VENDITA ENERGIA FRUITORI ESTERNI		83.160,00 €	145.635,00 €	294.840,00 €
VENDITA SPAZI PUBBLICITARI		10.000,00 €	15.000,00 €	20.000,00 €
<b>TOTALE RICAVI</b>		<b>231.760,00 €</b>	<b>388.360,00 €</b>	<b>786.240,00 €</b>
<b>COSTI ANNUI STAZIONE DI RICARICA</b>				
ANNO		2025	2028	2030
ACQUISTO ENERGIA		99.000,00 €	173.375,00 €	351.000,00 €
AMMORTAMENTO IMPIANTO		37.000,00 €	37.000,00 €	37.000,00 €
MANUTENZIONE		22.400,00 €	22.400,00 €	28.000,00 €
GESTIONALI		19.800,00 €	34.675,00 €	70.200,00 €
ASSICURATIVI		5.000,00 €	5.000,00 €	5.000,00 €
ATTIVITÀ MARKETING		7.920,00 €	13.870,00 €	28.080,00 €
ROYALTIES PER IL COMUNE		23.176,00 €	38.836,00 €	78.624,00 €
<b>TOTALE COSTI</b>		<b>214.296,00 €</b>	<b>325.156,00 €</b>	<b>597.904,00 €</b>
<b>UTILE LORDO (EBT)</b>		<b>17.464,00 €</b>	<b>63.204,00 €</b>	<b>188.336,00 €</b>

## COMMENTI:

## PROPRIETÀ DELLE COLONNINE

1. Le colonnine rimangono nella proprietà del futuro General contractor, che le gestisce per offrire una fruizione di tipo pubblico, sia ai soci della CER sia a fruitori esterni. Ai primi è riconosciuta una tariffa agevolata, ai secondi un prezzo calcolato sulla base degli andamenti del mercato energetico.

## ROYALTIES

2. All'Ente sarà riconosciuta una royalties pari al 10% dei ricavi.

## RUOLO DELLE COLONNINE NELLA GENERAZIONE DEGLI INCENTIVI

3. Le colonnine di ricarica rappresentano a tutti gli effetti un soggetto "socio consumer" della CER; pertanto, concorrono e svolgono un potenziale ruolo decisivo nella maturazione degli incentivi GSE.

## COSTI E GESTIONE (UNA TANTUM E ANNUALI) CER

**CONTO ECONOMICO GESTIONE CER (per MW/H)**

\* variabili per evitare oneri ai soci affinché la gestione della CER avvenga in modo autonomo

\*\* a carico del GC che si aggiudica la gara di PPP come oneri di concessione

COSTI CER	Concessionario **	CER fissi	CER variabili *
<b>Costi costituzione una tantum **</b>			
1) Capitale sociale	10.000,00 €		
2) Atto Notarile e spese	4.500,00 €		
<b>Costi annuali CER per MWh condiviso</b>			
Diritti annuali CCIAA		200,00 €	
Tassa concessione governativa per libri sociali		370,00 €	
Tassa deposito bilancio		130,00 €	
Piattaforma di gestione			10.000,00 €
Energy management			3.500,00 €
Misuratori energetici			3.500,00 €
Gestione dei rapporti con gli enti			2.000,00 €
Servizio di tesoreria e bilancio			1.328,00 €
Promozione della CER			5.000,00 €
Studi di fattibilità per nuovi impianti			1.500,00 €
Rendicontazione attività			1.400,00 €
Monitoraggio			1.000,00 €
<b>Totale annuale</b>		<b>700,00 €</b>	<b>29.228,00 €</b>
<b>Totale costi fissi e variabili per MWh</b>			<b>29.928,00 €</b>

## COMMENTI:

## COSTI UNA TANTUM

Si ipotizzano costi di costituzione pari a circa € 15.000,00 una tantum; si suggerisce di attribuire l'onere di suddetti costi al General Contractor incaricato della realizzazione degli impianti per l'Ente.

## COSTI FISSI

Si prevedono costi fissi annui relativi a tasse ed imposte della "società CER" e a diritti annuali CCIAA, stimati ad un valore complessivo di € 700,00.

## COSTI VARIABILI

Si ipotizzano una serie di costi variabili, stimati in €30.000,00 minimi per MWp, per le attività di gestione, amministrazione e sviluppo della Comunità Energetica e dei suoi soci, tra cui:

1. Applicativo SW per il bilancio produzione/consumo nelle fasce orarie
2. Consulenze in materia energetica
3. Componente HW
4. Amministrazione della CER
5. Tesoreria
6. Marketing & Comunicazione
7. Consulenze per sviluppo nuove opportunità per i soci e per potenziali nuovi soci
8. Rendicontazione
9. Monitoraggio territoriale

La valutazione porta a ritenere che la società stia in equilibrio di bilancio.

## CONCLUSIONI

### VALUTAZIONE DEL TEMPO DI RECUPERO

Un criterio utilizzato per stabilire la convenienza di un progetto in confronto ad altre opzioni è quello del tempo di recupero (*payback period*).

Il tempo di recupero di un progetto indica il periodo necessario ad un investimento per recuperare il capitale complessivamente investito. Il tempo di recupero è il tempo in cui la cumulata dei flussi di cassa diventa positivo, nel caso specifico si è appurato che:

1. **LATO INVESTITORE:** il tempo di recupero è stimato in 10 anni per l'investimento degli impianti e in 7 anni per l'investimento delle stazioni ricarica.
2. **LATO ENTE PUBBLICO:** il tempo di recupero è immediato, in quanto, a fronte dei costi previsti per il canone di noleggio e la gestione degli impianti, il valore della commercializzazione e condivisione dell'energia permette fin dal primo anno operativo di generare utili che coprano tutti i costi dell'investimento.

### EFFICACIA DELL'INIZIATIVA

Si evince dai valori espressi che l'iniziativa è efficace per abbattere i costi energetici dell'Ente, evitare che in futuro eventuali rialzi di prezzi energetici impattino negativamente sulle casse comunali e, non da meno, siano tralasciati gli obiettivi di agenda 2030 che prevede la decarbonizzazione energetica entro i prossimi sette anni.

Si può affermare con certezza di smentita che il progetto produca un ritorno economico positivo dal punto di vista del benessere sociale, e che quindi i benefici sociali generati rendono conveniente il progetto.

### CONVENIENZA FINANZIARIA

Occorre, tuttavia in ogni caso valutare la convenienza puramente finanziaria del progetto, anche per valutare la copertura finanziaria necessaria, oltre che per individuare eventuali partecipazioni alla copertura da parte di terzi soggetti.

## RICORSO AL *PROJECT FINANCING* (PARTENARIATO PUBBLICO PRIVATO)

La gran parte dei ricavi di gestione del concessionario proviene dalla vendita dell'energia, dagli incentivi previsti dal D.lgs. 199/21 e dei servizi resi al mercato.

Il percorso amministrativo prescelto per la realizzazione delle opere in aree pubbliche è quello previsto dall'art. 183 comma 15 del codice dei contratti; che comporta il trasferimento al concessionario dei rischi di costruzione, disponibilità e domanda.

Il modello è particolarmente "prudente" nei confronti dell'ente concedente su variazioni relative ai costi dell'opera e su altre fattispecie che nell'appalto classico si riverberano negativamente per la parte pubblica.

Inoltre, il così detto project financing ha il vantaggio che essendo realizzato per migliorare le condizioni economiche dell'Ente, non ha alcun impatto sulle norme di equilibrio di bilancio.

Il presente piano economico finanziario è stato redatto sulla base dei dati a disposizione rispetto all'esperienza acquisita che suggerisce un approccio improntato verso uno scenario pessimistico, con particolare riferimento ai possibili ricavi generati dalla vendita di energia, alle prestazioni degli impianti e all'assenza di autoconsumo che risultano in questo documento sottostimato per un periodo di concessione trentennale.

Il PEF così come sviluppato consente di riscontrarne un Equilibrio Economico Finanziario calibrato ai sensi dell'Art 3 comma 1 lett. fff) del Codice dei Contratti Pubblici.