



COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI

**PROGETTO PRELIMINARE
DI FATTIBILITA' TECNICA ECONOMICA
DEL COMUNE DI QUATTORDIO**



PIANO ECONOMICO FINANZIARIO

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 Quattordio** 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 _p)
FOTOVOLTAICO	1.115
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	
A) SOMME BASE D'APPALTO IMPIANTI	
A1) Valore Investimento Impianti	€ 1.672.500,00
a.a. 1) Fornitura di impianto fotovoltaico (Compresi i supporti ove necessari collegamenti con la rete)	€ 1.340.659,87
a.a. 2) Importo per l'attuazione dei piani sicurezza non soggetti a ribasso 3%	€ 40.219,80
a.a. 3) Imprevisti 10%	€ 134.065,99
TOT VOCE	€ 1.514.945,65
B) SOMME A DISPOSIZIONE	
b. 1) spese tecniche e consulenze 10%	€ 151.494,57
b. 2) cassa previdenza su b.1 4%	€ 6.059,78
TOT VOCE	€ 157.554,35
TOT VOCE A+B	
€ 1.672.500,00	
C) ALTRI ONERI DI GARA	
c. 1) Contributo Anac	€ 600,00
c. 2) contributo RUP 2% lavori	€ 26.813,20
TOT VOCE	€ 27.413,20
TOT VOCE A+B+C	
€ 1.699.913,20	
D) IVA	
- su lavori 10%	€ 151.494,57
- su spese tecniche generali e consulenze 22%	€ 34.661,96
TOT VOCE	€ 186.156,52
IMPORTO COMPLESSIVO PROGETTO (A+B+C+D+E)	
€ 1.886.069,72	

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
1,115 MWp
1.277,70 MW/h
0
2024

Ammortamento	anni	20
Totale Investimento		
Totale Investimento	€	1.672.500
Oneri Finanziari	€	669.000
Produttività annua	kWh	1.424.636
Decremento Prestazioni	%/anno	0,50%
Immissione in rete	%	100%
Condivisione Energia REC	%	91%
Energia Prodotta Totale		
Energia Prodotta Totale	MWh/anno	39.780
Energia Condivisa al netto di costi CER	MWh/anno	19.786
Prezzo Vendita Energia Mercato		
Prezzo Vendita Energia Mercato	€/MWh	135,00
Incentivo REC	€/MWh	87,48
Vendita Energia Mercato		
Vendita Energia Mercato	€	5.370.344
Incentivo REC	€	1.730.910
Diritti di superficie	€/MWp	66.900
TOTALE RICAVI	€	7.168.155
TOTALE COSTI		
Noleggio impianti	€	1.672.500
Gestione rapporti con clienti, fornitori, e-distribuzione, gse, cer, trader	€	669.000
Gestione contabile, fatturazione, tesoreria, gestione economica, rendicontazione	€	568.650
Gestione, Manutenzione, Assicurazione	€	814.550
Gestione piattaforma di misurazione, promozione condivisione, call center, ricerca nuovi utenti	€	223.000
TOTALE COSTI	€	3.947.700
MARGINE OPERATIVO LORDO (EBITDA)	€	3.220.455
Interessi sul noleggio	€	669.000
UTILE PER L'ENTE	€	2.551.455

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		1,115 1277,7									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Ammortamento		anni									
Totale Investimento	€										
Oneri Finanziari	€										
Produttività annua	kWh										
Decremento Prestazioni	%/anno										
Immissione in rete	%										
Condivisione Energia REC	%										
Energia Commercializzata	MWh/anno	1.425	1.418	1.410	1.403	1.396	1.389	1.382	1.376	1.369	1.362
Energia Condivisa	MWh/anno	1.037	1.032	1.027	1.022	1.017	1.011	1.006	1.001	996	991
Prezzo Vendita Energia Mercato	€/MWh	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00
Incentivo REC	€/MWh	87,48	87,48	87,48	87,48	87,48	87,48	87,48	87,48	87,48	87,48
Vendita Energia Mercato	€	192.326	191.364	190.407	189.455	188.508	187.565	186.628	185.695	184.766	183.842
Incentivo REC	€	90.729	90.275	89.824	89.374	88.928	88.483	88.040	87.600	87.162	86.726
Diritti di superficie	€/MWh p	2.230	2.230	2.230	2.230	2.230	2.230	2.230	2.230	2.230	2.230
TOTALE RICAVI	€	285.284	283.869	282.461	281.060	279.666	278.278	276.898	275.525	274.158	272.799
Noleggio impianti	€	83.625	83.625	83.625	83.625	83.625	83.625	83.625	83.625	83.625	83.625
Gestione rapporti con clienti, fornitori, e-distribuzione, gse, cer, trader	€	22.300	22.300	22.300	22.300	22.300	22.300	22.300	22.300	22.300	22.300
Gestione contabile, fatturazione, tesoreria, gestione economica, rendicontazione	€	18.955	18.955	18.955	18.955	18.955	18.955	18.955	18.955	18.955	18.955
Gestione, Manutenzione, Assicurazione	€	26.760	26.787	26.814	26.840	26.867	26.894	26.921	26.948	26.975	27.002
Gestione piattaforma di misurazione, promozione condivisione, call center, ricerca nuovi utenti	€	11.150	11.150	11.150	11.150	11.150	11.150	11.150	11.150	11.150	11.150
TOTALE COSTI	€	162.790	162.817	162.844	162.870	162.897	162.924	162.951	162.978	163.005	163.032
MARGINE OPERATIVO LORDO (EBITDA)	€	122.494	121.052	119.617	118.189	116.768	115.354	113.947	112.547	111.153	109.767
Interessi sul noleggio	€	33.450	33.450	33.450	33.450	33.450	33.450	33.450	33.450	33.450	33.450
UTILE PER L'ENTE	€	89.044	87.602	86.167	84.739	83.318	81.904	80.497	79.097	77.703	76.317
FLUSSI DI CASSA											
EBITDA	€	122.494	121.052	119.617	118.189	116.768	115.354	113.947	112.547	111.153	109.767
Tasse	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interessi sul Debito	€	(33.450)	(33.450)	(33.450)	(33.450)	(33.450)	(33.450)	(33.450)	(33.450)	(33.450)	(33.450)
Ripagamento del Debito	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Debito	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUSSI DI CASSA	€	89.044	87.602	86.167	84.739	83.318	81.904	80.497	79.097	77.703	76.317
FLUSSI DI CASSA CUMULATI	€	89.044	176.647	262.814	347.553	430.872	512.776	593.273	672.370	750.074	826.390

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		1,115									
		1277,7									
		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
		2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Ammortamento	anni										
Totale Investimento	€										
Oneri Finanziari	€										
Produttività annua	kWh										
Decremento Prestazioni	%/anno										
Immissione in rete	%										
Condivisione Energia REC	%										
Energia Commercializzata	MWh/anno	1.355	1.348	1.341	1.335	1.328	1.321	1.315	1.308	1.302	1.295
Energia Condivisa	MWh/anno	986	981	977	972	967	962	957	952	948	943
Prezzo Vendita Energia Mercato	€/MWh	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00
Incentivo REC	€/MWh	87,48	87,48	87,48	87,48	87,48	87,48	87,48	87,48	87,48	87,48
Vendita Energia Mercato	€	182.923	182.008	181.098	180.193	179.292	178.395	177.503	176.616	175.733	174.854
Incentivo REC	€	86.293	85.861	85.432	85.005	84.580	84.157	83.736	83.318	82.901	82.486
Diritti di superficie	€/MWp	2.230	2.230	2.230	2.230	2.230	2.230	2.230	2.230	2.230	2.230
TOTALE RICAVI	€	271.446	270.100	268.760	267.428	266.102	264.782	263.470	262.163	260.864	259.571
Noleggio impianti	€	83.625	83.625	83.625	83.625	83.625	83.625	83.625	83.625	83.625	83.625
Gestione rapporti con clienti, fornitori, e-distribuzione, gse, cer, trader	€	22.300	22.300	22.300	22.300	22.300	22.300	22.300	22.300	22.300	22.300
Gestione contabile, fatturazione, tesoreria, gestione economica, rendicontazione	€	18.955	18.955	18.955	18.955	18.955	18.955	18.955	18.955	18.955	18.955
Gestione, Manutenzione, Assicurazione	€	27.029	27.056	27.083	27.110	27.137	27.164	27.191	27.219	27.246	27.273
Gestione piattaforma di misurazione, promozione condivisione, call center, ricerca nuovi utenti	€	11.150	11.150	11.150	11.150	11.150	11.150	11.150	11.150	11.150	11.150
TOTALE COSTI	€	163.059	163.086	163.113	163.140	163.167	163.194	163.221	163.249	163.276	163.303
MARGINE OPERATIVO LORDO (EBITDA)	€	108.387	107.014	105.648	104.288	102.935	101.588	100.248	98.915	97.588	96.268
Interessi sul noleggio	€	33.450	33.450	33.450	33.450	33.450	33.450	33.450	33.450	33.450	33.450
UTILE PER L'ENTE	€	74.937	73.564	72.198	70.838	69.485	68.138	66.798	65.465	64.138	62.818
FLUSSI DI CASSA											
EBITDA	€	108.387	107.014	105.648	104.288	102.935	101.588	100.248	98.915	97.588	96.268
Tasse	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Interessi sul Debito	€	(33.450)	(33.450)	(33.450)	(33.450)	(33.450)	(33.450)	(33.450)	(33.450)	(33.450)	(33.450)
Ripagamento del Debito	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investimento	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Debito	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUSSI DI CASSA	€	74.937	73.564	72.198	70.838	69.485	68.138	66.798	65.465	64.138	62.818
FLUSSI DI CASSA CUMULATI	€	901.327	974.891	1.047.089	1.117.927	1.187.411	1.255.550	1.322.348	1.387.813	1.451.951	1.514.768

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		1,115									
		1277,7									
		21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
		2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054
Ammortamento	anni										
Totale Investimento	€										
Oneri Finanziari	€										
Produttività annua	kWh										
Decremento Prestazioni	%/anno										
Immissione in rete	%										
Condivisione Energia REC	%										
Energia Commercializzata	MWh/anno	1.289	1.282	1.276	1.270	1.263	1.257	1.251	1.244	1.238	1.232
Energia Condivisa	MWh/anno										
Prezzo Vendita Energia Mercato	€/MWh	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00	135,00
Incentivo REC	€/MWh										
Vendita Energia Mercato	€	173.980	173.110	172.244	171.383	170.526	169.674	168.825	167.981	167.141	166.306
Incentivo REC	€										
Diritti di superficie	€/MWp	2.230	2.230	2.230	2.230	2.230	2.230	2.230	2.230	2.230	2.230
TOTALE RICAVI	€	176.210	175.340	174.474	173.613	172.756	171.904	171.055	170.211	169.371	168.536
Noleggio impianti	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gestione rapporti con clienti, fornitori, e-distribuzione, gse, cer, trader	€	22.300	22.300	22.300	22.300	22.300	22.300	22.300	22.300	22.300	22.300
Gestione contabile, fatturazione, tesoreria, gestione economica, rendicontazione	€	18.955	18.955	18.955	18.955	18.955	18.955	18.955	18.955	18.955	18.955
Gestione, Manutenzione, Assicurazione	€	27.300	27.328	27.355	27.382	27.410	27.437	27.465	27.492	27.519	27.547
Gestione piattaforma di misurazione, promozione condivisione, call center, ricerca nuovi utenti	€										
TOTALE COSTI	€	68.555	68.583	68.610	68.637	68.665	68.692	68.720	68.747	68.774	68.802
MARGINE OPERATIVO LORDO (EBITDA)	€	107.655	106.757	105.865	104.976	104.092	103.212	102.336	101.464	100.597	99.734
Interessi sul noleggio	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
UTILE PER L'ENTE	€	107.655	106.757	105.865	104.976	104.092	103.212	102.336	101.464	100.597	99.734
FLUSSI DI CASSA											
EBITDA	€	107.655	106.757	105.865	104.976	104.092	103.212	102.336	101.464	100.597	99.734
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	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Debito	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUSSI DI CASSA	€	107.655	106.757	105.865	104.976	104.092	103.212	102.336	101.464	100.597	99.734
FLUSSI DI CASSA CUMULATI	€	1.622.423	1.729.180	1.835.045	1.940.021	2.044.112	2.147.324	2.249.660	2.351.124	2.451.721	2.551.455

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		
VALORI ENERGIA PER MW		
Valore Energia sul mercato (PUN + SPREAD)	€/mwh	130,00 €
Valore incentivo totale Nord Italia	€/mwh	127,48 €
Valore incentivo prosumer Nord Italia	€/mwh	87,48 €
Valore incentivo consumer Nord Italia	€/mwh	40,00 €
PRODUZIONE TOTALE		
Energia Prodotta Totale	kw/h	39.780,33
Energia Condivisa REC	kw/h	24.732,94
Energia Condivisa REC al netto di costi di gestione REC	kw/h	19.786,36
Energia Commercializzata	kw/h	39.780,33
MONTANTE ECONOMICO		
Vendita Energia Mercato	€	5.370.344,19
Incentivo totale	€	3.152.955,69
UTILI E RICAVI ENTE PUBBLICO E GC		
UTILE NETTO VENTENNALE PER L'ENTE PUBBLICO PROSUMER	€	1.514.768,30
RICAVI VENTENNALI PER IL GC	€	3.929.915,04
UTILE NETTO TRENTENNALE PER L'ENTE PUBBLICO PROSUMER	€	2.551.454,55
RICAVI TRENTENNALI PER IL GC	€	4.616.699,98
IPOTESI RIPARTIZIONE CONSUMI CONDIVISI TOTALI		
Consumo prosumer (30%)	kw/h	11.934
Consumo consumer (30%)	kw/h	11.934
Consumo colonnine (40%)	kw/h	15.912
IPOTESI RIPARTIZIONE INCENTIVI TOTALE		
Gestione della REC (20% del valore dell'incentivo)	€	630.591,14 €
Incentivo prosumer € 87,48 x MW/h	€	1.730.910,35 €
Incentivo consumer € 40,00 x MW/h	€	791.454,20 €
Totale Ripartizione	€	3.152.955,69 €
IPOTESI RIPARTIZIONE INCENTIVI ANNUA		
Gestione della REC (20% del valore dell'incentivo)*	€	31.529,56 €
Incentivo prosumer € 87,48 x MW/h	€	86.545,52 €
Incentivo consumer € 40,00 x MW/h	€	39.572,71 €
Totale Ripartizione	€	157.647,78 €

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

* 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

A SOMME BASE D'APPALTO COLONNINE RICARICA		
A1) Valore Investimento Colonnine	€	280.000,00
a.a.2) 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
TOT VOCE	€	253.623,20
B) SOMME A DISPOSIZIONE		
b.1 spese tecniche e consulenze 10% di A	€	25.362,32
b.2 cassa previdenza su b.1 4%	€	1.014,49
TOT VOCE	€	26.376,81
TOT VOCE A+B	€	280.000,02
C) ALTRI ONERI DI GARA		
c.1 contributo RUP 2% lavori	€	5.072,46
TOT VOCE		
TOT VOCE A+B+C Colonnine	€	285.072,48
D) IVA		
- sui lavori e forniture 10%	€	25.362,32
- su spese tecniche generali e consulenze 22%	€	5.802,90
TOT VOCE IVA	€	31.165,22
TOT VOCE A+B+C Colonnine	€	316.237,70

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 €
IPOTESI ANNUA VENDITA ENERGIA KW					
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	
VALORE INVESTIMENTO					
HARDWARE, SOFTWARE, INSTALLAZIONE, COLLAUDO	280.000,00				
INTERESSI SU FINANZIAMENTO DECENNALE	90.000,00				
IPOTESI SUDDIVISIONE VENDITA					
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	
RICAVI ANNUI STAZIONE DI RICARICA					
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 €	
TOTALE RICAVI		231.760,00 €	388.360,00 €	786.240,00 €	
COSTI ANNUI STAZIONE DI RICARICA					
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 €	
TOTALE COSTI		214.296,00 €	325.156,00 €	597.904,00 €	
UTILE LORDO (EBT)		17.464,00 €	63.204,00 €	188.336,00 €	

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 COSTI RICAVI 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 *
Costi costituzione una tantum **			
1) Capitale sociale	10,000.00 €		
2) Atto Notarile e spese	4,500.00 €		
Costi annuali CER per MWh condiviso			
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 €
Totale annuale		700.00 €	29,228.00 €
Totale costi fissi e variabili per MWh			29,928.00 €

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.

Avv. Bianca Maria Corso



Legenda:

PNRR = Piano di ripresa e resilienza

PP. AA. = Pubbliche Amministrazioni

RUP = Responsabile unico procedimento

REC = Comunità di energia rinnovabile con Ente Pubblico

CEC = Comunità energetiche di cittadini

PROSUMER = Produttore-consumatore

CONSUMER = Consumatore

REFERENTE ESCO = Referente energetico

NTS = Certificati digitali

SMART CONTRACT = protocolli informatici che facilitano l'esecuzione di un contratto

PPP= Partenariato Pubblico Privato

GSE= Gestore dei servizi energetici

IMPIANTI FER=Impianti da Fonti Energia Rinnovabile

PUN =Prezzo Unico Nazionale Vendita Energia

PAYBACK PERIOD=Periodo di Ammortamento